



Resumen de prensa 16/01/2026

16/1/2026

Índice

UNEF

Las renovables piden agilizar trámites para subirse al tren del almacenamiento	4
Innovación en fotovoltaica: de la imaginación a la realidad	6
El sector fotovoltaico español reacciona a la decisión de China de retirar el reembolso del IVA a la exportación	7
El apagón peninsular dispara el interés por el autoconsumo solar	10
El autoconsumo deja atrás la fase experimental y se consolida como pilar energético	16
El autoconsumo en España entra en su fase adulta: "motor de industrialización, de transformación y democratización de la energía"	21
El gran apagón de 2025 impulsó el autoconsumo en España	25
Energía solar autoconsumo: del ahorro a la independencia tras el gran apagón de 2025	27
Un autoconsumo tipo cuesta 6.000 euros y se amortiza en menos de 6 años	30

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

El Gobierno de Aragón declara inversión de interés autonómico un proyecto de hidrógeno renovable impulsado por DH2 Energy	35
Extremadura y Ciudad Real, el valle maldito de la fotovoltaica donde se pierde hasta el 36% de la electricidad	37
Fraunhofer ISE mejora las previsiones de radiación solar a corto plazo con un nuevo método	39
Nextpower, la antigua Nextracker, crea una joint-venture en Arabia Saudí de 12 GW	41
Pese al récord fotovoltaico en Europa, los combustibles fósiles generaron el 27% del mix en 2025	43
Sistemas de montaje fijos a tierra para instalaciones fotovoltaicas C&I	45
Tragsa licita un contrato de suministro de material fotovoltaico por 4 millones	47
Un estudio de PVH concluye que el acero de bajas emisiones puede reducir hasta un 65% la huella de carbono de los seguidores solares	49

LAS RENOVABLES

La emiratí Masdar movilizará hasta 35.000 millones de dólares para 2030 en plena expansión en España	51
El Gobierno alemán presentará un nuevo marco de inversión para la energía eólica marina	52
El Ministerio de Economía alemán presentará un nuevo marco de inversión para la energía eólica marina	54
Casi 8.500 MW eólicos se hacen a la mar en Reino Unido	56
Los precios de la eólica marina en Reino Unido ahogan la posibilidad de desarrollar la eólica flotante en España	59
Reino Unido bate el récord europeo al adjudicar 8,4 GW de eólica marina	62

Encavis cierra una financiación de €135 millones para una cartera renovable de 199 MW en Aragón	65
Encavis consigue 135 millones para financiar la construcción de 199 MW renovables en España	67
Aragón apuesta por el hidrógeno verde con una fuerte implantación en el Bajo Aragón	69
Aragón acelera su apuesta por el hidrógeno verde con el proyecto Hysencia en Huesca	71
Abu Dabi cierra su foro más importante de energías renovables con España más presente	73
Aluminio, el metal circular que contribuye a la revolución de las energías renovables	76
Asterion compromete 1.500 millones de euros para consolidar su plataforma europea de biometano ABIO	79
Basquevolt y BCARE desarrollan el primer módulo de baterías de estado sólido para aplicaciones estacionarias	81
El Gobierno Vasco dice que el almacén de baterías en Aiara (Álava) es "fundamental"	83
El OREVE pide incluir la instalación eléctrica en la Directiva de Eficiencia Energética de Edificios (EPBD)	85
El regulador de Portugal aboga por digitalizar la red ante el avance de las renovables en la sesión sobre el apagón	87
La multinacional china Jinhong Gas abrirá en Mérida su primera planta en Europa	89
La producción de electricidad renovable en Europa cayó en 2025 pese al avance de la energía solar	91
Las redes de calor y frío consolidan su avance en España en 2025 y se preparan para un salto cualitativo	94
Las tecnologías termoquímicas se perfilan como tendencia clave en 2026 para avanzar hacia una economía circular descarbonizada	97
Masdar descarta por ahora Sudamérica como mercado para invertir en energías renovables	99
Menos ayudas de crisis y más inversión verde: Así reorientaron los países de la UE el gasto público en 2024	101
Reforma a los sistemas medianos en Chile busca reducir brechas de acceso y calidad del suministro	103
RWE y SSE 'cabalgan' sobre las olas del Mar del Norte	106
Un proyecto liderado por Iberdrola desarrolla un módulo de baterías de estado sólido para almacenamiento estacionario	109
Una batería de Neoen será pionera en los servicios de grid forming en la red de transmisión francesa	111
Unió de Pagesos ha presentat a'legacions a 43 projectes de parcs solars i eòlics l'any 2025	113

LAS OTRAS ENERGÍAS

El Gobierno oculta su informe del impacto del cierre de la nuclear de Almaraz	114
Prorrogar las nucleares ahorraría 1.400 millones al año a la industria	115
Las eléctricas presionan para auditar el sobrecoste del escudo antiapagón	116

Las eléctricas exploran vías para llevar a los tribunales la retribución por sus redes	117
La cogeneración pide a Aagesen corregir fallos en su retribución	119
Telefónica presenta un sistema de conexión para empresas a prueba de apagones	120
Iberdrola capta 175 millones del BEI	121
El BEI concede un préstamo verde de 175 millones a Iberdrola para construir dos nuevos parques eólicos en Portugal	122
El BEI e Iberdrola firman un préstamo verde de 175 millones de euros para dos parques eólicos en Portugal	125
Iberdrola pone en marcha una interconexión entre EEUU y Canadá	127
Engie ultima la compra del negocio de comercialización de luz de Ignis Energía	128
La sostenibilidad aporta el 21% de los ingresos de las empresas del IBEX-35	129
El Supremo obliga al Gobierno a pagar a los repartidores de butano	133
Naturgy desembarca en el negocio de las 'gasolineras del mar' con un buque de GNL	134
Brufau y el ministro de Economía de Portugal visitan el complejo industrial de Repsol en Sines	135
IA, nuevas políticas y fuertes inversiones impulsarán el renacimiento nuclear en 2026	137
La conservación de grandes rapaces centra un encuentro científico internacional en Jerez	139
La energía del carbón cae en China y la India por primera vez en 52 años tras récords de energía limpia	142
Los precios spot del gas natural en Henry Hub caerán un 2% en 2026 antes de aumentar un 33% en 2027	146

LA ECONOMÍA

El Gobierno creará un fondo soberano de 10.500 millones con ayudas de la UE	148
La mitad de los nuevos fondos que introduce la reforma de la financiación irán a Cataluña	149
El 75% de los productos incrementó su precio en 2025	150



De izquierda a derecha: Luis Alvargonzález (Zelestra), Fernando Salinas (FRV), José Donoso (UNEF), José Manuel Olea (Renovalia), Rubén Esteller (eE) y Luis Marquina (AEPIBAL). DAVID GARCÍA

Las renovables piden agilizar trámites para subirse al tren del almacenamiento

El cumplimiento de plazos y la flexibilización serán claves en el despegue de baterías en el país

Sergio Guinaldo MADRID.

En un contexto cada vez más electrificado, las baterías se postulan como la gran solución para taponar las lagunas que presentan las renovables, cuya producción presenta ciertas limitaciones en determinadas fases horarias o a la hora de almacenar el excedente. Y en una región como España, que cuenta con excelentes recursos naturales como el sol o el viento, el papel que podrían desempeñar las baterías como complemento a las renovables es todavía más evidente. Sin embargo, la hibridación de plantas requiere de un impulso por parte de todos los actores implicados.

Con esta premisa, *elEconomista.es* ha organizado un observatorio, de la mano de FRV, para abordar los aspectos que influyen en lo relativo al futuro desarrollo y legis-

lación de este tipo de instalaciones en España. Bajo el título *Hibridación ¿El Futuro de las Renovables en España?*, el observatorio contó con la participación de Fernando Salinas, Managing Director Iberia de FRV; Luis Alvargonzález, Managing Director de Zelestra; José Manuel Olea, CEO de Renovalia; José Donoso, director general de UNEF; y Luis Marquina, presidente de AEPIBAL.

Todos los intervinientes coincidieron en que la hibridación supone una oportunidad para la industria y para el conjunto del país, siendo un tren que no debemos dejar pasar.

“Estamos ante un momento de ilusión, en el que las empresas debemos tomarlo como una oportunidad para la industria. Hemos pasado un año 2025 complicado, de precios bajos, *curtailments* enor-

Los desarrolladores todavía no perciben los plazos fijados en el RD 997 que se aprobó hace meses

mes y con una alta penetración de renovables. Incluso ha habido canibalización de precios. Pero el país está preparado para adoptar industria electrointensiva. Es importante atraer más demanda, y para esto es fundamental cumplir con la planificación eléctrica para mejorar las redes. Podemos tener un escenario en el que el nivel de penetración de renovables sea muy importante gracias a la implementación de baterías. Ese *mix* renovable y baterías puede hacer que despla-

cen las horas baratas del día a otras horas que son más caras, mejorando el precio capturado de la producción renovable”, introdujo Fernando Salinas, Managing Director Iberia de FRV.

“Tenemos un tren que no podemos dejar pasar”, comentó al respecto José Manuel Olea, CEO de Renovalia. “La tecnología y la financiación están aquí, por lo que solo necesitamos que nos faciliten la tramitación con un marco estable. Si somos capaces de establecer ese marco, tendremos esa oportunidad de país y podremos desarrollar más renovables. No necesitamos nada más, solamente unas reglas de juego claras”, añadió el director ejecutivo.

Esas reglas de juego “claras”, según los participantes del observatorio, pasan por elementos como agilizar y cumplir los plazos de tramitación estipulados por norma y

permitir cierta flexibilidad, aunque también por desatascar la demanda –principalmente procedente del sector industrial– o por impulsar los pagos por capacidad.

“El dinero está mirando hacia muchos sitios al mismo tiempo. Italia, Alemania, Estados Unidos... es decir, allá donde hay demanda renovable. Por ello, España tiene que ser mucho más ágil. Es un problema al que responde el Real Decreto 997 –aprobado el pasado mes de noviembre–, pero nos está costando ver que los diferentes organismos, como las comunidades autónomas o el propio Ministerio sean capaces de respetar los plazos fijados y responder con agilidad a esa demanda que desde el sector privado para poner esas baterías e hibridaciones en marcha”, apuntó Luis Alvargonzález, Managing Director de Zelestra.



Empresas & Finanzas

“España puede y debe tener la energía más barata de Europa para atraer industria”

En un tono constructivo, el Managing Director Iberia de FRV cree que los objetivos contemplados por el PNIEC en lo que respecta al almacenamiento se pueden cumplir una vez que subsane la concesión de permisos a nivel regulatorio.

Para conseguir no perder la oportunidad, de país que supone este despliegue, Salinas considera importante que el Gobierno dedique los recursos necesarios para tramitar de forma ágil los expedientes y que se eliminen ciertas ineficiencias, como la tramitación “lenta e innecesaria” de las garantías para hibridación. En cuanto a los plazos, si bien considera que la introducción del RD 997/2025 ha sido positiva, cree que todavía falta un esfuerzo para que se puedan cumplir los tiempos estipulados. Por ello, pide que las hibridaciones pasen a ser una prioridad en el ámbito de las competencias del Ministerio.



Fernando Salinas
Managing Director Iberia de FRV

“El sector está evolucionando hacia contratos de compraventa más sofisticados”

Desde Zelestra perciben que los clientes ya no tienen apetito por los PPAs solares. También, que los consumidores industriales están dando paso a *utilities* y *traders* a la hora de contratar curvas de generación más sofisticadas derivadas de la hibridación de proyectos. También ven como vector de crecimiento la IA a través del despliegue de centros de datos.

Para dar respuesta a esta nueva demanda, la compañía está hibridando su portafolio, para así dotarlo de mayor flexibilidad. Ejemplo de ello es la contratación con EDP del primer producto estructurado de generación de energía renovable en España, soportado por un proyecto solar con baterías.

Alvargonzalez identificó que los servicios de ajuste, la ausencia de pagos por capacidad y la falta de acceso a carga de red impactan negativamente en la viabilidad económica de los proyectos de almacenamiento.



Luis Alvargonzalez
Managing Director de Zelestra

“Si somos capaces de establecer un marco estable, tendremos una oportunidad de país”

En Renovalia creen que el mercado será capaz por sí solo de regular un bien escaso –como es a día de hoy el almacenamiento– una vez aumente la demanda. En este sentido, se muestran “sin miedo” a vender electricidad directamente al mercado, sin necesidad de contratos. Pero hasta que ese momento llegue, el sector atravesará cierta incertidumbre.

Para el director ejecutivo de la compañía, la falta de carga de la red no debe ser un impedimento para atraer inversión. De hecho, Olea argumentó que el sector debe cambiar la perspectiva del sector, centrada en la obtención de beneficios a corto plazo cuando debe afrontar las inversiones a largo plazo. “Si consigues atraer inversores que vean las inversiones a largo plazo, ya no tienes problema con que el proyecto no pueda cargar de la red o que no tenga mercados de capacidad”, defendió Olea.



José Manuel Olea
CEO de Renovalia

“Si queremos, podemos ejercer la ventaja competitiva que nos dan las renovables”

El representante de UNEF resumió su intervención en cuatro ideas: ilusión, oportunidad, flexibilidad y PPAs. Como principales aportaciones, Donoso reclamó desarrollar una política energética que sepa la cifra real de proyectos en marcha con viabilidad o dar más margen de tiempo a aquellos proyectos que reciben la Declaración de Impacto Ambiental a pocos días de su vencimiento.

El director general de la asociación lamentó el retraso que ha atravesado la regulación relativa al almacenamiento y la hibridación, reclamada desde hace años. “Si la hubiéramos hecho hace tres años, ahora estarían entrando en operación los proyectos de almacenamiento, no tendríamos precios cero y estaríamos generando seguridad”.

Sin embargo, el director general está convencido de que aún no es tarde, pero que el sector se juega su futuro en la excelencia.



José Donoso
Director General de UNEF

“Hay una gran oportunidad de creación de nuevas empresas y perfiles profesionales”

Desde la AEPIBAL ponen énfasis en que el mundo se dirige hacia un modelo energético más eficiente y complejo, en el que las baterías jugarán un papel fundamental. Por ello, creen que el país debe modificar algunos aspectos que permitan su impulso.

Como medidas, proponen suprimir que los proyectos de hibridación mediante baterías no sumen capacidad, dado el actual colapso que existe en los nudos para dar entrada a la nueva demanda, y eliminar el criterio de “el que llega primero al nudo se lo queda”. Otra de sus aportaciones consiste en permitir que el almacenamiento también se pueda dar en suelo rústico, donde no hay tanto atasco como en el suelo industrial.

También señalan la importancia de considerar el desarrollo de baterías como una oportunidad no solo para España, sino para el conjunto de la industria europea.



Luis Marquina
Presidente de AEPIBAL

En cuanto a la necesaria flexibilidad, el CEO de Renovalia expuso un sencillo pero clarificador ejemplo: “Si tú estás desarrollando un proyecto de generación eléctrica y quieres incluir la hibridación, no puedes meterla porque te debes al sistema de hitos, y de hacerlo podrías perder todos los avances logrados”.

Sistema de precios

Buena parte del observatorio se enfocó en lo relativo a precios energéticos, donde hubo diversidad de opiniones. José Donoso, director general de UNEF, apuntó al “ineficiente” sistema de marginación de precios como el “gran elefante en la habitación”. “Jugamos a una lotería en la que si el precio está alto, ganamos, y si está bajo, perdemos. Es un tema complejo a nivel europeo. ¿Qué tenemos que hacer? Al-

macenamiento. El almacenamiento no solo es una forma de ganar ingresos, sino también de dar estabilidad al sistema. Si aseguramos esas cuatro horas en las que el precio es muy alto, podemos ofrecer una línea de precios estable durante todas las horas del día”, desarrolló el director de la patronal fotovoltaica.

“Vamos a un modelo energético muy diferente y mucho más complejo, en el que tenemos que aprender a vender kilovatios-hora. Además de la oportunidad de país, hay una gran oportunidad de creación de nuevas empresas y perfiles profesionales para desarrollar este nuevo modelo energético”, vaticinó Luis Marquina, presidente de AEPIBAL. “No creo que el mercado marginalista sea un problema, ya que hasta ahora ha funcionado correctamente. Por otro lado, al asegurar precios desde el Ministerio a 20 años

estás poniendo en juego unos equilibrios que no tienen sentido”, consideró el presidente de la Asociación Empresarial de Pilas, Baterías y Almacenamiento Energético.

Una opinión que Donoso replicó, señalando que “Un sistema de fijación de precios no puede ser eficiente si no se adecúa a sus propias características”. “Es un sistema diseñado en los años 80, cuando el *mix* que se tenía era un *mix* sobre todo de combustibles fósiles y podía tener sentido. Una posible solución es lo que ha propuesto la Comisión Europea con los CFDs (Contratos por Diferencia), una herramienta en la que un suelo y un techo corrijan esa situación”, desarrolló. “Cuando hay precios cero, las plantas pierden porque no amortizan el capital invertido, y cuando los precios son de 120, están mal dimensionados”, concluyó.

“No hay nada mejor que el mercado, y cuanto más tiempo queramos vivir con reglas especiales, más débiles vamos a ser”, agregó al debate Olea. “Está fenomenal tener un mercado de capacidad, pero este debe obedecer a las necesidades del sistema, no a que nuestros proyectos sean financierables”.

Otra parte del debate se centró en cómo la aceptación social será clave para la electrificación. En este sentido, la coincidencia fue total, y todos los ponentes recalcaron la importancia de ser excelentes a la hora de desarrollar nuevos proyectos de baterías.

“Hay que ser muy beligerantes para evitar que el daño que hace un desarrollador pueda tener un impacto demoledor. Hay que luchar contra eso con casos de éxito”, agregó Marquina. “La aceptación social requiere responsabilidad por parte

de todos. Cuando hay que defender algo, no podemos ponernos de perfil. Las empresas deben hacerlo de forma excelente, los políticos, asumir su responsabilidad, y los medios y las organizaciones ofrecer información veraz”, agregó Donoso.

Como broche final, el Managing Director Iberia de FRV reveló que la cifra de inversión necesaria para cumplir los objetivos fijados por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para 2030, si bien es elevada, no es imposible de lograr. “Según el PNIEC, hacen falta 15 GW de almacenamiento, equivalentes a 7.000 millones de euros en inversión. Son muchos, pero no es una cantidad desorbitada. Con el equivalente a una inversión de 10 GW en fotovoltaica, podríamos cumplir con el plan y solventar los problemas relacionados con generación renovable”, indicó.



Innovación en fotovoltaica: de la imaginación a la realidad

► La I+D+i en paneles solares avanza en softwares para optimizar sus rendimientos

C.N. MADRID

Periódicamente aparecen flashes informativos que anuncian la inminente llegada al panorama fotovoltaico de innovaciones que darán la vuelta a todo lo conocido. Dispositivos solares esféricos, como el de la imagen, entre ellas. Se trata de prototipos de los que sus promotores aseguran que tienen mejores rendimientos que los tradicionales paneles que pueblan edificios y plantas fotovoltaicas en campos y ciudades.

Pero, el recorrido de esos diseños generalmente es muy corto. Héctor de Lama, director técnico de la Unión Fotovoltaica Española (UNEF), es «muy escéptico sobre la viabilidad técnica de tecnologías que dicen ser muy disruptivas sin que antes haya habido avances científicos y tecnológicos que hayan apuntado en esa dirección». Así, asegura haber visto «anuncios de paneles solares que funcionan de noche, en órbita, etc. Pero sin nada detrás que los apunte ni ninguna base tecnológica que demuestre que son viables». Y continúa «el desarrollo de una tecnología nueva conlleva todo un proceso de investigación, en universidades y centros de investigación, con sus correspondientes publicaciones científicas revisadas por pares, prototipos que se ponen a prueba en entornos reales, etc., hasta que llega al mercado. En estos casos, todo ese proceso no ha ocurrido y, por tanto, no aparece», concluye.

Mejora continua que no se ve

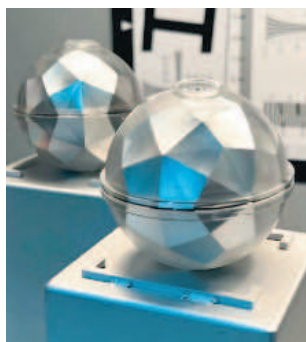
Lo que sí hay a veces son «líneas de investigación muy prometedoras, con rendimientos hasta del 32%, pero muy inestables. Pero que se quedan en prototipos, porque sólo pueden funcionar y dar esos resultados en situaciones muy concretas que sólo se pueden asegurar en el laboratorio. Luego, en la calle, las situaciones son inestables porque tenemos lo que tenemos: la tem-

peratura, la presión, etc., reales y no dan esos resultados».

Hay otra línea de investigación «prácticamente desde que existe la fotovoltaica para que reducir y llegar a reemplazar la cantidad de plata en los paneles. Es un componente fundamental, porque es muy buen conductor de la electricidad de un punto a otro, pero es un material crítico y caro. Se ha reducido mucho, pero todavía no está eliminado».

Empresas españolas punteras

Si con la plata lideran la investigación las empresas chinas, fabricantes mayoritarias de paneles, en otros aspectos fundamentales para el mejor rendimiento de las plantas y para el avance del sistema eléctrico basado en fotovoltaicas más baterías, tres empresas españolas son las punteras: Soltec, Ingeteam y Power Electronics.



Prototipo de panel solar de forma esférica con una teórica alta eficiencia

La primera, entre otras líneas de trabajo, desarrolla los algoritmos que «hacen que las filas de paneles giren de este a oeste, siguiendo al sol en armonía, sin darse sombra entre sí, como si fuera un director de orquesta. Además, ahora los paneles que están en los extremos también se pueden poner en otra posición para proteger al resto del viento, les llaman mecanismo de defensa».

Las otras dos han desarrollado «una tecnología llamada *grid forming*, que aporta un extra de inteligencia a los inversores, -los componentes que pasan la corriente alterna a continua-. Es referencia mundial, está llegando en masa a los proyectos y empieza a ser la normalidad».

El sector fotovoltaico español reacciona a la decisión de China de retirar el reembolso del IVA a la exportación

- Las asociaciones del sector fotovoltaico APPA Renovables y UNEF reaccionan a la decisión de China de retirar el IVA a la exportación.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/fotovoltaica-autoconsumo/199898/sector-fotovoltaico-espanol-re...>

Sara Portillo

Jueves, 15 enero 2026

El **Gobierno chino** ha confirmado la eliminación total del reembolso del IVA a la exportación de productos fotovoltaicos a partir del 1 de abril de 2026, así como una retirada progresiva de los incentivos fiscales aplicados a las baterías y sistemas de almacenamiento.

El área de Material Eléctrico de *C de Comunicación* ha contactado con las principales asociaciones del sector en España, **APPA Renovables** y la Unión Española Fotovoltaica (**UNEF**), quienes coinciden en señalar un impacto contenido en precios y una mayor incidencia en la planificación de compras y proyectos durante 2026.

“Favorece una competitividad más sana”

Desde UNEF sitúan el efecto de la medida dentro de una estrategia más amplia de ajuste del mercado chino. Asimismo, la patronal considera que **su repercusión sobre el precio final será limitada** : “Esta eliminación del reembolso del IVA está dentro de la política china de sincerar sus precios y eliminar subvenciones a las tecnologías”, señalan.

La asociación estima que “el precio final de 1kWh fotovoltaico va a suponer, seguramente, menos del 5 %”. Según explica, este posible incremento “se repercutirá o no al cliente final, en función de la estrategia comercial de cada empresa” y confía en que **“en un corto plazo será absorbido por los propios desarrollos tecnológicos”** .

UNEF también apunta a **posibles ajustes tácticos** por parte de las compañías en los próximos meses: “Las empresas que puedan y tengan seguros en las tramitaciones de sus proyectos y la financiación, intentarán adelantar compras para beneficiarse de precios inferiores”. Desde un punto de vista industrial, la patronal considera que la medida “es positiva, porque favorece una competitividad más sana a nivel global”.

“Una corrección puntual al alza, pero no un cambio estructural”

En la misma línea, APPA Renovables descarta que la retirada del incentivo fiscal chino suponga un cambio estructural en la competitividad de la fotovoltaica en España. Desde la asociación señalan que “la eliminación del reembolso del IVA a la exportación en China introduce un **elemento adicional de presión** en la formación de precios de los equipos fotovoltaicos que llegan a Europa y, por extensión, a España, aunque **no puede interpretarse de manera aislada** ni como el único factor determinante”.

A su vez, APPA Renovables recuerda que la caída de precios de los equipos solares en las últimas décadas responde principalmente a **factores estructurales**: “La reducción de precios observada en las dos últimas décadas no responde principalmente a incentivos fiscales, sino a reducciones estructurales de costes derivadas de economías de escala, mejoras tecnológicas y optimización de los procesos de fabricación”.

Asimismo, subraya que el **precio final de los equipos en España** está condicionado por otras variables relevantes, como “los costes del transporte marítimo, la evolución del tipo de cambio euro-dólar o el contexto geopolítico internacional”, factores que “en determinados momentos, pueden llegar a tener un impacto incluso mayor que esta medida concreta”.

Atendiendo a este contexto, la asociación espera “una **corrección puntual al alza, pero no un cambio estructural** que comprometa la competitividad de la tecnología, que seguirá siendo elevada en un contexto de oferta global muy abundante”.

Efecto en la gestión operativa

Con respecto a la **viabilidad económica de los proyectos**, APPA Renovables sitúa el principal efecto en la gestión operativa más que en la rentabilidad final. “El principal impacto de esta medida se espera más en la planificación de compras, los calendarios de suministro y la gestión de proyectos que en la viabilidad económica o la rentabilidad final de las instalaciones”, explican.

También incide en que, aunque **el posible incremento de precios afecte al CAPEX**, “en el coste total de un proyecto fotovoltaico intervienen otras partidas relevantes, como la obra civil, la ingeniería, los costes financieros, los permisos o los propios plazos administrativos”, y que actualmente “la rentabilidad de los proyectos está mucho más condicionada por la evolución del mercado eléctrico” que por variaciones puntuales en el precio de los módulos.

Para los **proyectos de fases avanzadas**, la asociación considera que “puede tener sentido asegurar con antelación el suministro de los componentes críticos si se detecta un riesgo claro de

encarecimiento a corto plazo”, mientras que para desarrollos más incipientes advierte de los riesgos de adelantar compras de forma precipitada.

La visión de la cadena de suministro

Desde la cadena de suministro, **el distribuidor Amara NZero ya ha advertido del impacto directo** de la medida en los costes de compra. En su comunicado, la compañía señala que la eliminación del reembolso del IVA “supondrá un incremento de costes de entre un 10 % y un 15 % en módulos, inversores y baterías”.

Para la compañía, este nuevo escenario puede traducirse en “un aumento del coste de los equipos de origen chino”, una “posible presión sobre los márgenes en proyectos ya presupuestados” y la “necesidad de revisar previsiones de compra y contratos a medio plazo”.

El apagón peninsular dispara el interés por el autoconsumo solar

- El gran apagón reaviva el interés por autoconsumo, baterías y aerotermia en España y consolida la búsqueda de independencia energética.



autoconsumo solar tras apagón

<https://www.renovablesverdes.com/el-apagon-peninsular-dispara-el-interes-por-el-autoconsumo-solar/>

Isaac

Editor

Jueves, 15 enero 2026

El **apagón peninsular del 28 de abril de 2025** ha supuesto un auténtico punto de inflexión para el **sector del autoconsumo en España**. Millones de hogares se quedaron sin luz durante horas y muchos propietarios de instalaciones fotovoltaicas descubrieron, con sorpresa, que sus placas tampoco les servían si no contaban con baterías y equipos preparados para funcionar en modo isla.

Desde entonces, el **interés por las placas solares combinadas con almacenamiento doméstico** y sistemas capaces de operar de forma autónoma se ha disparado. El autoconsumo ha pasado de verse como una fórmula para rebajar la factura de la luz a entenderse como una herramienta de seguridad energética frente a apagones y vaivenes del mercado eléctrico.

Del boom al frenazo y al nuevo impulso del apagón

En el último lustro, las empresas de autoconsumo han vivido una auténtica **montaña rusa de demanda**. El fuerte encarecimiento de la electricidad desde 2021, agravado por la crisis energética derivada de la invasión rusa de Ucrania, llevó el precio medio del mercado hasta los **167,52 euros por MWh** y disparó las instalaciones fotovoltaicas en hogares y empresas.

Entre 2022 y 2024 se alcanzaron ritmos de entre **1,4 y 2,6 GW anuales de nueva potencia** para autoconsumo, en buena parte apoyados por los fondos europeos Next Generation y por la urgencia

de frenar un recibo de la luz desbocado. En esos años se ejecutaron cientos de miles de instalaciones, lo que situó al sector en la parte alta de la ola.

A partir de 2023 el panorama cambió. La **moderación de los precios eléctricos** y el progresivo fin de las ayudas públicas provocaron una fuerte desaceleración. Ese año y el siguiente se realizaron casi **100.000 instalaciones menos** que en el bienio anterior, y UNEF contabilizó una **caída del 31% en el ritmo de nuevos proyectos en 2024** en comparación con 2023.

El **apagón del 28 de abril**, también conocido como “cero eléctrico”, ha interrumpido parcialmente esa tendencia a la baja. Aunque las cifras globales de 2025 siguen reflejando un mercado en fase de ajuste, el incidente ha reactivado las consultas y las búsquedas de información sobre autoconsumo, sobre todo cuando va de la mano de baterías y equipos preparados para mantener la vivienda operativa en caso de cortes.

El cero eléctrico cambia la mentalidad del consumidor

Según el **InformeSolar 2025: Radiografía del autoconsumo en España**, elaborado por SotySolar junto a UNEF, Huawei, Pontio, BayWa r.e., 8-33 y Clevergy, el cero eléctrico actuó como un auténtico **revulsivo psicológico**. En las semanas posteriores al apagón, las búsquedas relacionadas con placas solares, baterías domésticas y sistemas de almacenamiento se situaron en máximos históricos.

El documento resalta que, **por primera vez, el ciudadano medio empezó a asociar el autoconsumo no solo con el ahorro**, sino también con la resiliencia y la independencia frente a fallos de la red. Los hogares y negocios que ya contaban con instalaciones híbridadas con baterías y configuración en modo isla pudieron seguir funcionando casi con normalidad, lo que reforzó la idea de que la inversión va más allá del simple recorte de costes.

Pese a que el pico de interés fue, en gran medida, **temporal**, el estudio subraya que el cambio de enfoque ha llegado para quedarse. El autoconsumo se percibe ahora como una especie de **seguro energético** que protege ante apagones, subidas de precios y posibles tensiones en el sistema eléctrico.

José Donoso, director general de UNEF, resume esta transformación señalando que el autoconsumo ha dejado de ser una **tecnología costosa y minoritaria** para convertirse en algo mucho más cotidiano, comparable casi a un electrodoméstico esencial que permite ganar autonomía y estabilidad.

En la misma línea, José Carlos Díaz Lacaci, consejero delegado de SotySolar, considera que el sector se encuentra en un **proceso de consolidación** tras el boom de 2022 y 2023. A su juicio, la caída de la demanda ha actuado como una “selección natural” que está expulsando a los operadores menos sólidos y dejando un tejido empresarial más profesionalizado.

Un mercado más maduro: menos euforia, más estrategia

Aunque 2025 se encamina a cerrar de nuevo con cifras inferiores a las de los años de mayor expansión, el informe coincide en que el **autoconsumo en España ha entrado en una fase de**

madurez . Ya no es una respuesta impulsiva a la factura de la luz, sino una decisión cada vez más meditada y estratégica.

Los datos del estudio muestran que el **ahorro sigue siendo la motivación principal** para instalar placas solares, concentrando el 65% de las preferencias de los encuestados (frente al 60% registrado en 2024). Sin embargo, otros factores ganan peso: la **sostenibilidad alcanza el 12%** y la **independencia energética llega al 8%** , reforzando la idea de que el usuario busca algo más que un simple recorte de gastos.

Este giro también tiene que ver con la **inestabilidad del sector energético** . La volatilidad de los precios ha llevado al 71% de los españoles a decantarse por **tarifas estables** , lo que coloca al autoconsumo como una herramienta clave para fijar un coste predecible de la electricidad a medio y largo plazo.

La patronal UNEF interpreta este contexto como el paso a un mercado de **consolidación y profesionalización** . El sector ha asumido que no se pueden sostener indefinidamente crecimientos explosivos apoyados en subvenciones puntuales, y reclama un marco regulatorio y fiscal estable que favorezca la inversión privada y la planificación a largo plazo.

Entre las peticiones más repetidas figuran la aplicación de un **IVA reducido para las instalaciones de autoconsumo** (con y sin baterías), la ampliación de las deducciones vinculadas a la eficiencia energética y la revisión de los **peajes de acceso** que fija la CNMC, con el objetivo de incentivar el uso de la energía solar en horas de máxima radiación y descongestionar la red.

Aerothermia, baterías y hogar autosuficiente: el nuevo paquete energético

El InformeSolar 2025 también pone de relieve el papel creciente de la **aerothermia** y de las soluciones integradas de climatización y movilidad eléctrica. En 2024, aproximadamente la mitad de los propietarios consideraba que la inversión inicial en aerothermia era demasiado elevada y el nivel de conocimiento sobre esta tecnología era escaso.

Un año después, el panorama ha dado un giro notable: **el 66% de quienes ya disponen de placas solares planea instalar aerothermia** en su vivienda en los próximos tres años. Esta evolución apunta hacia un modelo de hogar en el que producción fotovoltaica, calefacción y refrigeración eficientes y, en muchos casos, el coche eléctrico conviven como parte de un mismo ecosistema.

El propio Donoso subraya que el mercado se mueve hacia un **modelo de independencia energética casi total** , en el que las placas se integran con baterías, bombas de calor y vehículos eléctricos para construir viviendas autosuficientes y con una factura energética mucho más controlable.

La combinación de **placas solares y baterías domésticas** juega un papel especialmente relevante tras el apagón. Aquellos hogares que contaban con sistemas de almacenamiento y equipos habilitados para desconectarse de la red vieron reforzada su confianza en esta tecnología, algo que el informe refleja en un repunte claro de las intenciones de compra de baterías.

Este proceso se enmarca en un contexto más amplio de **electrificación de la demanda** . El sector considera que España dispone de condiciones privilegiadas para liderar este cambio, gracias a su elevada radiación solar, la madurez tecnológica alcanzada y la creciente disponibilidad de soluciones financieras adaptadas.

Cómo el apagón ha reordenado las prioridades de los usuarios

Hasta 2024, buena parte de los propietarios se mostraba reacia a dar el paso hacia el autoconsumo: solo un **22% de los dueños de vivienda** contemplaba instalar placas en el corto plazo, lastrados por la bajada de los precios de la energía y por la retirada progresiva de los fondos europeos.

La experiencia del cero eléctrico ha provocado que la **búsqueda de independencia y seguridad** gane espacio frente a la mera preocupación por la factura. Muchas familias que antes posponían la inversión han empezado a plantearse que contar con una fuente propia de energía, especialmente si se complementa con baterías, puede marcar la diferencia ante futuros incidentes.

El estudio constata que, después del apagón, se produjo un **récord de búsquedas sobre soluciones solares y de almacenamiento doméstico** . Aunque ese pico inicial se fue diluyendo con el paso de las semanas, el impacto sobre la percepción ciudadana ha sido duradero: el autoconsumo se asocia ahora a resiliencia, continuidad del suministro y control de riesgos.

En paralelo, la manera de elegir empresa instaladora también está cambiando. El **precio sigue siendo determinante para el 45% de los usuarios** , pero los factores vinculados a la confianza y al acompañamiento pesan cada vez más: un 25% se deja guiar por las recomendaciones de otros clientes y un 20% valora especialmente la ayuda en la gestión de **trámites, permisos y acceso a ayudas públicas** .

Este peso creciente de la confianza refuerza la idea de que el usuario no solo busca un producto, sino un **servicio integral a largo plazo** . Empresas como SotySolar señalan que una parte significativa de sus clientes les elige precisamente por esa capacidad de acompañamiento antes, durante y después de la instalación.

Financiación flexible y ayudas autonómicas, los nuevos aliados

Otro de los cambios más visibles entre 2024 y 2025 se observa en la **forma de financiar las instalaciones** . El año pasado, un 73% de los propietarios desconocía la existencia de subvenciones y se mostraba muy prudente ante el desembolso inicial, lo que frenaba muchos proyectos incluso cuando económicamente resultaban rentables a medio plazo.

En 2025, entre el 60% y el 70% de los hogares se inclinan ya por **opciones de pago flexible** , como préstamos específicos o modalidades de financiación que eliminan la entrada. En el caso de instalaciones de más de 10.000 euros o con baterías, este porcentaje se eleva hasta el **80% de los proyectos** , lo que sugiere que la financiación se ha convertido en una palanca clave para desbloquear decisiones de inversión.

El informe atribuye buena parte de este avance a la **consolidación de productos financieros digitales**, que permiten tramitar todo el proceso de forma online y empezar a pagar únicamente cuando la instalación está ya operativa. Para muchos usuarios, esta fórmula reduce la sensación de riesgo y convierte el autoconsumo en una decisión más asequible.

Junto a la financiación privada, las **ayudas autonómicas al autoconsumo y a la eficiencia energética** siguen jugando un papel relevante, aunque muy desigual según el territorio. Cataluña, por ejemplo, destaca por haber utilizado sus subvenciones como motor de dinamización del mercado, logrando un **aumento del 20,6% en el volumen de interesados** y atrayendo a un perfil de consumidor con intención de ejecución muy avanzada.

Un patrón similar se observa, con matices, en otras comunidades. Navarra ha apostado por programas de **descarbonización** para sustituir calderas tradicionales por sistemas de aerotermia, mientras que Andalucía impulsa incentivos al **uso eficiente de la energía**. Murcia, Galicia y País Vasco, por su parte, han puesto en marcha iniciativas para mejorar la eficiencia energética de edificios y hogares, lo que también favorece la incorporación de soluciones de autoconsumo.

El papel de la regulación y los retos para consolidar el crecimiento

El sector fotovoltaico español insiste en que, para que el **interés despertado por el apagón se traduzca en crecimiento sostenido**, es imprescindible contar con un marco normativo más favorable. No se trata tanto de reproducir un escenario de subvenciones masivas como el de 2022 y 2023, sino de ofrecer reglas de juego estables y una fiscalidad que reconozca el valor del autoconsumo.

Entre las medidas reclamadas destaca la extensión de la exención de permisos de acceso y conexión a la red a todas las instalaciones que inyecten menos de 15 kW, y no únicamente a aquellas cuya potencia instalada sea inferior a esa cifra. La patronal UNEF considera que este ajuste reduciría la burocracia y agilizaría la tramitación de muchos proyectos residenciales y comerciales.

Otra petición central es la implementación de un **esquema fiscal más atractivo** para quienes apuesten por el autoconsumo, tanto si instalan baterías como si no. Esto incluiría rebajas del IVA, ampliación de deducciones vinculadas a la mejora de la eficiencia de la vivienda y una revisión de los tributos locales que afectan a estas instalaciones.

Asimismo, se propone una **revisión de los peajes publicados por la CNMC** con el objetivo de incentivar el consumo en horas solares y aliviar la red en los momentos de mayor saturación. Un reparto distinto entre términos fijos y variables podría premiar más claramente a quienes generan y consumen su propia energía, contribuyendo a una gestión más eficiente del sistema eléctrico.

El sector insiste en que España dispone de un **"oro" en forma de sol** y de una de las mejores radiaciones de Europa, por lo que considera que desperdiciar ese potencial sería un error estratégico. La clave, apuntan, es crecer "bien": con rentabilidad, con empresas solventes y con un foco claro en el servicio al cliente.

Todo este movimiento se produce tras el cierre progresivo de los **fondos Next Generation**, que obligan a pasar de un modelo muy dependiente de la subvención directa a otro basado en la

rentabilidad intrínseca de los proyectos. El informe concluye que el mercado español ha asumido esta transición y que el **apagón de abril ha acelerado la toma de conciencia** sobre la necesidad de reforzar su propia resiliencia energética.

El cero eléctrico de 2025 ha convertido al autoconsumo en una solución que combina ahorro, estabilidad y **protección frente a imprevistos**, impulsando la demanda de placas solares, baterías y tecnologías complementarias como la aerotermia, en un contexto en el que hogares y empresas buscan cada vez más controlar su propia energía.

El autoconsumo deja atrás la fase experimental y se consolida como pilar energético

- Durante años, el autoconsumo fotovoltaico se movió entre la promesa y la oportunidad. Se percibía como una tecnología



Acto de presentación de la segunda edición del InformeSolar elaborado por SotySolar con el apoyo de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en la sede de esta última entidad, en Madrid /

autoconsumo fotovoltaica Informe sostenibilidad sotysolar

<https://www.conectaindustria.es/articulo/sostenibilidad/autoconsumo-deja-atras-fase-experimental-consolida-c...>

María Nieto Valderrey

Jueves, 15 enero 2026

Durante años, el **autoconsumo fotovoltaico** se movió entre la promesa y la oportunidad. Se percibía como una **tecnología** que atraía por su potencial de ahorro, pero que muchos hogares observaban con prudencia, a la espera de que bajaran los costes, llegaran las ayudas o apareciera un momento perfecto para decidirse. En 2025, ese relato empieza a cambiar de forma clara. La energía solar distribuida entra en una etapa distinta, menos marcada por la urgencia y más por la convicción; menos impulsada por picos de mercado y más por un proceso de madurez del consumidor y del propio sector.

Esa es una de las ideas que recorre la segunda edición nacional del '**InformeSolar. Radiografía del Autoconsumo en España 2025**', elaborado por **SotySolar** con el apoyo de la **Unión Española Fotovoltaica (UNEF)** y el patrocinio de compañías del ecosistema energético como Huawei, BayWa r.e., Clevergy y Pontio.

El documento se presentó en **Madrid**, en un acto en las oficinas de UNEF que incluyó la exposición de conclusiones por parte del **CEO de SotySolar, José Carlos Díaz Lacaci**, y una intervención posterior de **José Donoso, CEO de UNEF**, que aportó contexto y propuestas de desarrollo del autoconsumo en España. Tras la presentación, tuvo lugar la grabación del podcast '**Energéticamente**', centrado en el análisis de resultados del informe.

En medio de un mercado que se ha ido sofisticando a gran velocidad, el informe no se limita a describir datos, sino que intenta capturar el **'cambio de fase'** del autoconsumo, combinando información sectorial con analítica digital y encuestas a clientes instalados.

La pregunta de fondo es sencilla y, a la vez, ambiciosa: ¿qué explica que el autoconsumo siga avanzando incluso cuando aquella euforia de los años de crisis energética se ha enfriado? La respuesta del informe apunta a una **combinación de factores** que incluye la madurez del mercado, cambio cultural en el consumidor, nuevas tecnologías, modelos de financiación que reducen barreras y un debate creciente sobre resiliencia y autonomía energética.

2025, el año en que el autoconsumo alcanza la madurez

El InformeSolar 2025 sitúa este ejercicio como un punto de inflexión. Tras el crecimiento excepcional de 2022 y 2023 (en plena tensión de precios y con el impulso de ayudas) el sector entra en una **fase de estabilización**. En palabras del informe, la desaceleración no debe interpretarse como estancamiento, sino como un **signo de madurez del mercado**, con demanda estabilizada a niveles elevados y de mayor calidad.

Algunos datos del InformeSolar de **2024** ayudan a entender el contexto: el 22% de los propietarios de vivienda tiene o se plantea instalar placas solares, mientras que el 78% no se lo plantea 'en ese momento', un recordatorio de que el potencial de crecimiento sigue siendo enorme, pero no automático. Además, se menciona que el ritmo de instalación del autoconsumo en España se ralentiza un 26% según UNEF, y se cree que la causa era que con **precios eléctricos más contenidos** y la **retirada gradual de ciertas ayudas europeas**, parte de la demanda más oportunista se enfría.

La lectura, sin embargo, no es pesimista. Plantea que el mercado ha ido consolidando un **equilibrio entre volumen, rentabilidad y propósito**, y que el autoconsumo se ha instalado en el imaginario colectivo y en el tejido económico. En otras palabras, aunque ya no se instale al ritmo de los picos recientes, el autoconsumo ha pasado a ser una **decisión normalizada y estratégica**, no una respuesta puntual al miedo a la factura.

En paralelo, el informe describe la evolución del ecosistema tecnológico, donde las **soluciones híbridas (fotovoltaica + baterías + aerotermia)** aparecen como el formato preferido para quienes buscan eficiencia global y autosuficiencia. Este es un matiz importante que denota cómo la historia de 2025 no va solo de 'más placas', sino de sistemas mejor integrados.

Del ahorro a la autonomía: un cambio profundo en la mentalidad del consumidor

Si hay un hilo conductor claro es el cambio de mentalidad: el ahorro sigue siendo el gran motor, pero el autoconsumo empieza a entenderse cada vez más como **autonomía, control y resiliencia**. En la encuesta de SotySolar incluida en el informe, el **ahorro económico** aparece como principal motivo (en torno a 60–65% de respuestas), seguido por el **componente medioambiental**, y ya después la **independencia energética** y otros factores. Así pues, el ahorro manda, pero ya no es el único relato con fuerza.

El informe aporta otro elemento que ayuda a explicar el giro, y es que **la demanda se está digitalizando**. La forma de comprar autoconsumo hoy se parece menos a una compra por intuición y más a un proceso de comparación, validación y aprendizaje. Se habla de plataformas comparadoras, simuladores, asistentes virtuales e incluso del uso de IA generativa como herramienta de consulta. Esa digitalización eleva el listón ya que el cliente llega más informado, pregunta más y, sobre todo, exige claridad.

Hay un momento clave que el informe identifica como “punto de inflexión inesperado”. **El apagón** generalizado de la pasada primavera que reactivó el debate sobre autonomía y seguridad energéticas y disparó temporalmente el interés por la energía solar y el almacenamiento doméstico. Aunque el pico fue puntual, el informe sostiene que el efecto psicológico permanece, pues para muchos usuarios el autoconsumo deja de ser solo ahorro y pasa a ser también una **forma de ‘blindaje’** frente a la inestabilidad.

Ese cambio se ve con claridad en el tipo de soluciones que empiezan a demandarse. El informe remarca el creciente interés por **baterías** y por **sistemas de respaldo (backup)**, no solo como opción ‘premium’, sino como parte del paquete de autonomía.

En resumen: la fotovoltaica **reduce factura**; el almacenamiento añade control sobre cuándo se usa la energía propia; y el backup introduce una dimensión de seguridad ante cortes.

La evolución del consumidor se refleja también en cómo elige el instalador. En los resultados de SotySolar, el **precio** sigue siendo el factor más citado (en torno a 45%), pero aparecen con fuerza las **recomendaciones** y, sobre todo, el **acompañamiento** y la gestión de trámites. Es decir, el cliente ya no busca solo quién instala, sino quién acompaña, quién le ayuda a entender, a tramitar, a mantener y a optimizar. Ese es un salto cualitativo en madurez del mercado.

Otro aspecto que el informe explica es que la mayoría de consumidores está en **mercado libre**, frente a la tarifa regulada PVPC. Esto importa porque la percepción de ahorro del autoconsumo se mide contra lo que el cliente paga realmente.

Autoconsumo frente a grandes plantas solares

El informe dedica un bloque relevante a diferenciar el autoconsumo de las grandes plantas solares conectadas a red (**utility scale**), dos formas de energía solar, pero con reglas económicas distintas. Las grandes plantas venden su energía al mercado mayorista y dependen de los precios horarios. En 2025, el informe señala retos significativos para este segmento: precios negativos en ciertas horas, **curtailment** (limitaciones técnicas que obligan a reducir o parar producción) y canibalización de producción en picos solares. Todo ello presiona márgenes en un entorno donde la financiación también se ha encarecido.

El autoconsumo, en cambio, se evalúa frente a la factura final del consumidor. El informe subraya que el **ahorro real para el usuario puede ser mayor** que lo que refleja el mercado mayorista, porque incluye impuestos, peajes y cargos que el usuario deja de pagar al autoconsumir.

Esta diferencia hace que el autoconsumo sea más resiliente dado que incluso en un contexto de precios bajos en ciertas horas, la rentabilidad del autoconsumo se apoya en un **‘precio evitado’** que el

consumidor sigue pagando en su recibo, especialmente si está en mercado libre.

La comparación no pretende enfrentar modelos, sino explicar por qué el autoconsumo mantiene una **trayectoria robusta** . De hecho, el informe lo plantea como un pilar estratégico de un sistema más descentralizado y sostenible, mientras las grandes plantas -necesarias para la descarbonización- requieren ajustes como almacenamiento a gran escala para estabilizar su rentabilidad.

En cuanto a la proyección, el informe incorpora una previsión (basada en un estudio para SotySolar) que apunta a un ritmo sostenido de en torno a **1 GW/año hasta alcanzar 14-16 GW instalados en 2030** , por debajo de los objetivos del **PNIEC** , que es el plan oficial que marca objetivos nacionales de energía y clima (una 'hoja de ruta' de descarbonización). Esto es, que el autoconsumo crecería de forma sólida, pero no al ritmo que los objetivos oficiales necesitarían.

Este matiz es importante porque evita lecturas erróneas. Estar por debajo' no implica que el autoconsumo falle, sino que hay margen y **necesidad de acelerar con condiciones adecuadas** : menos fricción administrativa, marcos de autoconsumo colectivo más ágiles y políticas que incentiven proyectos de calidad. En ese sentido, el informe recoge propuestas de UNEF en la línea de fomentar autoconsumo colectivo, impulsar almacenamiento distribuido y revisar cargos/peajes e incentivos fiscales selectivos.

Integración tecnológica, financiación y el papel de las políticas públicas

Si el autoconsumo madura, lo hace también porque cambia el **'pack' tecnológico** . El informe insiste en la idea de vivienda como ecosistema energético con la fotovoltaica, la aerotermia, las baterías y, cada vez más, los cargadores de vehículo eléctrico. La energía deja de ser un gasto inevitable y pasa a gestionarse al pensar en cuándo produzco, cuándo consumo, qué guardo, qué electrifico.

La **aerotermia** aparece como una de las sinergias más sólidas. El informe describe una demanda que no depende tanto de crisis coyunturales, sino de estacionalidad climática y conciencia de eficiencia. Y aporta un dato especialmente útil para contar la historia: entre clientes con placas solares, una mayoría declara que consideraría incorporar aerotermia en los próximos años (la encuesta muestra un **66% de 'sí'**), lo que refuerza la idea de integración progresiva.

La otra gran palanca es la **financiación** . En el mercado residencial, el informe señala que entre 60% y 70% de hogares interesados opta por fórmulas de financiación o pago flexible, y que ese porcentaje **puede subir hasta el 80%** cuando hay baterías o inversiones superiores a 10.000 euros.

Esta tendencia cambia la dinámica comercial, pues reduce barreras de entrada y permite que el cliente suba de nivel con cuotas asumibles. En el apartado de tendencias financiadas, el informe también sugiere cómo cambia el mix: la **fotovoltaica 'pura' sigue siendo mayoritaria** , pero crece el peso de **instalaciones con almacenamiento** , con un repunte asociado al apagón y a la búsqueda de autonomía.

Así pues, se puede entender que cuando el autoconsumo se interpreta como autonomía, el almacenamiento deja de ser accesorio.

En cuanto a políticas públicas, el informe ofrece una mirada crítica pero matizada sobre subvenciones. El diagnóstico es que las ayudas son eficaces para generar volumen de demanda, pero **no garantizan por sí solas la calidad o la madurez del interés**. El análisis por comunidades ilustra la diferencia: en Cataluña se describe un crecimiento sostenible y eficiente asociado a subvenciones; en la Comunidad Valenciana, un gran aumento de demanda con peor conversión; y en el País Vasco, una influencia limitada en un contexto adverso.

Por tanto lo que se entiende es que no se trata de ‘subvenciones sí o no’, sino de **cómo se diseñan** y, sobre todo, de si se implementan con procesos simples y tiempos razonables. El informe llega a decir que los incentivos fiscales tangibles suelen convencer más al usuario que la compensación por excedentes, percibida como algo menos claro. En paralelo, insiste en la **necesidad de cualificación comercial** para distinguir entre interés oportunista y demanda realmente madura.

Un modelo energético que ya no es coyuntural

Las conclusiones del InformeSolar 2025 refuerzan la idea central de que el autoconsumo ha alcanzado madurez y se convierte en opción estructural. 2025 sería recordado como el momento en que el mercado consolida un equilibrio entre **volumen, rentabilidad y propósito**, con un consumidor que sigue buscando ahorro pero valora cada vez más independencia, sostenibilidad y confianza.

Ese cierre conecta con los vectores que el informe marca como **“futuro inmediato”**: autoconsumo colectivo, almacenamiento distribuido y gestión inteligente/agregación de consumos.

Se trata de comunidades que comparten energía, baterías para gestionar excedentes y redes/tecnología para que miles de pequeños productores (**prosumidores**) puedan integrarse en el sistema de forma eficiente. En ese horizonte, el reto deja de ser ‘convencer’ y pasa a ser ‘acompañar’; ayudar a elegir, dimensionar, financiar, tramitar e integrar tecnologías para crecer con calidad.

Justo ahí, el informe sugiere que la segunda fase del autoconsumo no será la de la euforia, sino la de la **profesionalización con menos ruido**, más soluciones completas; menos promesa y más gestión inteligente de la energía.

lem. WWW.INTEREMPRESAS.NET

El autoconsumo en España entra en su fase adulta: “motor de industrialización, de transformación y democratización de...”

- La energía solar para autoconsumo ya no vive del impulso coyuntural de las crisis ni del efecto llamada de las subvenciones... - Actualidad



Presentación del InformeSolar 2025. A la izquierda, José Carlos Díaz Lacaci, CEO de SotySolar; a la derecha, José Donoso, CEO de UNEF...

<https://www.interempresas.net/Energia/619206-autoconsumo-Espana-entra-fase-adulta-motor-industrializacion...>

Jueves, 15 enero 2026

Tras el auge y el apagón de 2025

El autoconsumo en España entra en su fase adulta: “motor de industrialización, de transformación y democratización de la energía”

Irene García Cabello 15/01/2026

La energía solar para autoconsumo ya no vive del impulso coyuntural de las crisis ni del efecto llamada de las subvenciones. Tras varios años de crecimiento acelerado, el sector ha entrado en una etapa de madurez que no debe confundirse con estancamiento, sino con consolidación. Esa es una de las principales conclusiones que deja el InformeSolar 2025. ‘Radiografía del autoconsumo en España’, presentado el miércoles 14 de enero en la sede de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) en Madrid, junto a SotySolar, con la colaboración de empresas del ecosistema energético y tecnológico.

Presentación del InformeSolar 2025. A la izquierda, José Carlos Díaz Lacaci, CEO de SotySolar; a la derecha, José Donoso, CEO de UNEF.

El documento, elaborado por SotySolar, UNEF, Huawei, Pontio, BayWa r.e., 8-33 y Clevergy, confirma lo que muchos actores del sector ya percibían, y es que la demanda se ha estabilizado en niveles altos, el consumidor está más informado y es más exigente, y los proyectos evolucionan hacia soluciones integrales que combinan fotovoltaica, almacenamiento y aerotermia. “Es una radiografía del segmento del autoconsumo”, resumió José Carlos Díaz Lacaci, CEO de SotySolar, durante la presentación.

Del boom al asentamiento del mercado

España cuenta actualmente con más de 8,1GW de potencia de autoconsumo instalada, una cifra impensable hace apenas unos años. El punto álgido llegó en 2022, cuando se sumaron cerca de 2GW en un solo ejercicio, impulsados por la crisis energética, el encarecimiento de la electricidad y un fuerte paquete de ayudas públicas. “Nunca habíamos soñado que en un año íbamos a sumar 2GW”, recordó José Donoso, director general de UNEF.

Desde entonces, el mercado ha ido normalizándose. En 2024, el ritmo de instalación se ralentizó entre un 26 y un 31% respecto al año anterior, y el sector dejó atrás la fase de crecimiento desordenado. Lejos de ser una mala noticia, esta estabilización está provocando una “selección natural”, como apuntó Díaz Lacaci, en la que desaparecen actores menos sólidos y se refuerzan los modelos industriales y financieros más consistentes.

“El autoconsumo no es una moda”, insistió el directivo de SotySolar. “Es una industria sólida, competitiva y con tecnología madura”.

El apagón de 2025 y el cambio de mentalidad

Si algo ha marcado un punto de inflexión reciente ha sido el apagón generalizado de la primavera de 2025. Millones de hogares sin suministro durante horas cambiaron la percepción social de la energía. El autoconsumo dejó de verse únicamente como una herramienta de ahorro para convertirse en una garantía de resiliencia.

El InformeSolar 2025 refleja bien este giro: aunque el ahorro sigue siendo la principal motivación para instalar placas solares (65%), ganan peso factores como la sostenibilidad (12%) y, sobre todo, la independencia energética (8%). “Buscamos autonomía energética”, resumió Díaz Lacaci, que identificó tres claves del momento actual: resiliencia frente al mercado, soluciones más allá de las placas y un consumidor empoderado que toma decisiones informadas sobre su energía.

En palabras de José Donoso, “el autoconsumo es también un motor de democratización de la energía”, con una ventaja competitiva clara para España frente a otros países europeos: la fotovoltaica. “Tenemos petróleo gratis 300 días al año”, llegó a afirmar, refiriéndose a la energía solar.

Más allá de las placas: baterías y aerotermia

Uno de los cambios más relevantes es que ya no se habla solo de instalar paneles solares. El autoconsumo evoluciona hacia sistemas híbridos que integran baterías, aerotermia y, en algunos

casos, vehículo eléctrico. Dos de cada tres usuarios que ya cuentan con fotovoltaica planean incorporar aerotermia en los próximos años, y el 66% considera este paso como clave para alcanzar una autosuficiencia energética real.

Esta sinergia permite optimizar el uso de la energía generada, reducir la dependencia de la red y protegerse frente a la volatilidad de los precios. Además, la aerotermia se está consolidando como una tecnología menos expuesta a los vaivenes del mercado energético y más ligada a la eficiencia y al confort.

Financiación y acceso: de barrera a palanca

Si hace cinco años el autoconsumo estaba limitado a hogares con alto poder adquisitivo, hoy la situación es muy distinta. Entre el 60% y el 70% de las instalaciones residenciales se financian, un porcentaje que alcanza el 80% en proyectos de mayor importe o con baterías. “Actualmente, cualquier familia puede financiar una instalación”, subrayó Díaz Lacaci.

Las instalaciones, con un coste medio en torno a los 6.000 euros, tienen una vida útil de más de dos décadas y se amortizan en unos seis años. Además, los plazos de instalación se han reducido de forma drástica: “en menos de ocho horas”, recordó el CEO de SotySolar.

El papel cambiante de las subvenciones

El informe también deja claro que el sector ya no depende estructuralmente de las ayudas públicas. Aunque las subvenciones —más de 1.200 millones de euros en el último ciclo- han sido relevantes, su impacto real depende de la agilidad administrativa y del grado de madurez del mercado en cada comunidad autónoma.

Cataluña destaca como ejemplo de gestión eficaz, con un aumento del interés del 20,6%, mientras que otras regiones muestran mayores retrasos. “Muchas comunidades como Aragón, la Comunidad Valenciana o Murcia no están haciendo los deberes”, criticó Donoso, apuntando a la rigidez administrativa como uno de los principales frenos.

Los incentivos fiscales y la simplicidad en los trámites se revelan, según el informe, mucho más efectivos que la compensación por excedentes, percibida por el consumidor como algo lejano e intangible.

Un consumidor más exigente y un futuro más distribuido

El autoconsumo de 2025 se apoya en un consumidor más informado, que valora la claridad del proceso, el acompañamiento y la confianza tanto como el precio. Ya no busca solo quién le instale unas placas, sino quién le guíe en su transición energética.

De cara al futuro, el informe apunta a tres grandes vectores: el impulso del autoconsumo colectivo y las comunidades energéticas, el almacenamiento distribuido y la gestión inteligente de la energía. La combinación de digitalización, inteligencia artificial y agregación de demanda dibuja un nuevo perfil de usuario: el prosumidor, capaz de gestionar su energía en tiempo real.

En definitiva, el InformeSolar 2025 confirma que el autoconsumo en España ha dejado atrás la adolescencia. Ha entrado en una etapa más serena, pero también más sólida, donde crecer ya no significa hacerlo rápido, sino hacerlo bien.

El gran apagón de 2025 impulsó el autoconsumo en España

- El gran apagón de la primavera de 2025, que dejó a millones de hogares sin suministro en la Península, disparó las búsquedas de soluciones solares y de almacenamiento...



Sostenibilidad

Energía

<https://www.expansion.com/economia-sostenible/2026/01/15/6969310c468aeb54288b45b5.html>

Expansión.com

Jueves, 15 enero 2026

El gran apagón de la primavera de 2025, que dejó a millones de hogares sin suministro en la Península, disparó las búsquedas de soluciones solares y de almacenamiento doméstico y transformó la percepción ciudadana. Así, el autoconsumo dejó de verse solo como ahorro para convertirse en una garantía de resiliencia e independencia energética.

En este nuevo contexto, según los datos del *Informe Solar 2025: Radiografía del autoconsumo en España* de SotySolar, desarrollado en colaboración con UNEF, Huawei, Pontio, BayWa r.e., 8-33 y Clevergy, aunque el ahorro económico continúa siendo la principal motivación para instalar placas solares (65% en 2025 vs. 60% en 2024), factores como la sostenibilidad (12%) y la independencia energética (8%) han ganado peso.

Electrodoméstico cotidiano

"El autoconsumo en España ha dejado de ser una tecnología costosa y minoritaria para convertirse en un electrodoméstico cotidiano, fiable y esencial. Tras el apagón de 2025, el mercado ha evolucionado de la simple búsqueda de ahorro hacia un modelo de independencia energética total, donde las placas solares se integran con baterías, coches eléctricos y bombas de calor para garantizar un hogar autosuficiente y sostenible", destaca José Donoso, CEO de UNEF.

Según este informe, dos de cada tres usuarios de placas solares planean integrar aerotermia para alcanzar la autosuficiencia energética total. Además, la incertidumbre del mercado impulsa al 71%

de los españoles hacia tarifas estables, posicionando al autoconsumo como la clave para el control de costes; entre el 60% y el 70% de los hogares financia sus instalaciones; hasta el 80% si incluyen baterías o superan los 10.000 euros; más de 10.000 instalaciones financiadas en 202, y el interés en Cataluña creció un 20,6% gracias a la eficiencia en la gestión de sus incentivos locales.

"El camino hacia la electrificación de la demanda es irreversible, y España tiene todas las condiciones para liderarlo. Cuenta con abundante sol, tecnología madura, financiación accesible y, sobre todo, una sociedad cada vez más consciente y comprometida. Nuestro reto es crecer bien, con solidez, con rentabilidad, y siempre poniendo al cliente en el centro", aseguró José Carlos Díaz Lacaci, CEO de SotySolar, en la presentación del informe.



Energía solar autoconsumo: del ahorro a la independencia tras el gran apagón de 2025

- El apagón del 28 de abril dispara las búsquedas de energía solar autoconsumo y baterías, reforzando la idea de independencia y resiliencia energética.



Instalación de energía solar autoconsumo con baterías domésticas

apagón

autoconsumo

<https://www.ecoticias.com/energias-renovables/energia-solar-autoconsumo>

Jordi Company

Jueves, 15 enero 2026

El **apagón peninsular del 28 de abril de 2025** marcó un antes y un después en la percepción del **autoconsumo** en España.

Tras el corte eléctrico, las búsquedas de energía solar y baterías domésticas alcanzaron máximos históricos, impulsadas por un consumidor que empezó a asociar por primera vez estas instalaciones no solo con el ahorro, sino con la independencia y la seguridad energética.

La energía solar autoconsumo gana fuerza tras el apagón peninsular

El corte eléctrico récord cambia la mentalidad del consumidor, que empieza a ver el autoconsumo como garantía de resiliencia energética.

El apagón dispara el interés por placas solares y baterías domésticas

Las búsquedas relacionadas con energía solar y almacenamiento doméstico alcanzaron niveles récord justo después del apagón peninsular del 28 de abril de 2025, un suceso tras el cual el consumidor asoció « **por primera vez** » el autoconsumo no sólo con el ahorro, sino también con la resiliencia y la independencia energética.

Es una de las conclusiones del ' **InformeSolar 2025** ' que la compañía tecnológica SotySolar ha presentado este miércoles junto con la **Unión Española Fotovoltaica (UNEF)** , y que destaca la « **madurez** » de un sector que continúa estabilizándose tras el auge vivido en 2022 y 2023, en plena crisis de precios energéticos y coincidiendo con la inyección de fondos europeos.

A falta de datos a cierre de ejercicio, 2025 « **se enmarca en un proceso de consolidación, en el que el sector está madurando** », ha dicho el consejero delegado de SotySolar, José Carlos Díaz Lacaci, que ha asegurado que la menor demanda tras el ' **boom** ' de esos años ha actuado a modo de « **selección natural** », haciendo que « **muchos competidores estén desapareciendo** ».

Por qué la energía solar autoconsumo ya no es solo una opción de ahorro

En su opinión, una de las fortalezas del **autoconsumo** es que se trata de una « **solución innata para buscar ahorro, independencia y efectividad en la transición energética** ».

Además, ha proseguido, en un contexto de hibridación, la combinación de placas solares y baterías rema a favor de la electrificación de la demanda, sobre todo después del ' **cero eléctrico** ', cuando se vio que hogares y empresas con instalaciones hibridadas « **pudieron seguir sin tener problemas** ».

Esto se plasmó, según el informe, en un récord de búsquedas relacionadas con energía solar y almacenamiento en las semanas posteriores a este suceso.

Tal como admite el propio trabajo, el pico de interés «**fue temporal**»; sin embargo, el efecto psicológico permaneció y es que el usuario medio «**asoció por primera vez el autoconsumo no sólo con el ahorro, sino con la resiliencia e independencia energética**».

«crecimientos desmedidos como en 2022 y 2023».

Así, el director general de la **Unión Española Fotovoltaica (UNEF)**, José Donoso, ha insistido en que hay que seguir tomando medidas para impulsar el autoconsumo, al que ve como «**motor de industrialización**».

El sector reclama cambios fiscales y regulatorios para consolidar el crecimiento

En opinión de Díaz Lacaci, el autoconsumo en España es una industria « **sólida, competente y puntera a nivel europeo y mundial** », por lo que ha abogado por aprovechar la « **gran oportunidad** » que tiene un país que cuenta con «un oro, el sol, y la mejor radiación de toda Europa».

En este camino, el sector echa de menos una regulación más favorable, pero no tanto subvenciones que provoquen

Donoso ha valorado el borrador de real decreto lanzado hace unos meses por el Gobierno y que espera que se apruebe « **muy pronto** ». No obstante, la asociación ha presentado alegaciones al texto pidiendo « **algunas mejoras** ».

Entre ellas está extender la exención de solicitar permiso de acceso y conexión a todas las instalaciones que

inyecten menos de 15 kilovatios (kW) a la red, y no sólo a aquellas con menos de 15 kW de potencia instalada.

Pero el sector clama, sobre todo, por un sistema de reducción fiscal favorable para quien invierta en autoconsumo, con un IVA reducido (con y sin baterías detrás del contador) y la extensión de las deducciones a las mejoras de eficiencia energética.

UNEF propone, además, una revisión de los peajes publicados por la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** para fomentar el ahorro del **autoconsumo** y descongestionar las redes en horas solares, modificando el reparto actual entre la parte fija y variable. Seguir leyendo en **ENERGÍAS RENOVABLES**.



Un autoconsumo tipo cuesta 6.000 euros y se amortiza en menos de 6 años

- InformeSolar, radiografía del autoconsumo en España 2025, elaborado por SotySolar, junto a Unión Española Fotovoltaica (UNEF), Pontio, Huawei, BayWa re y 8-33



Un autoconsumo tipo cuesta 6.000 euros y se amortiza en menos de 6 años

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/un-autoconsumo-tipo-cuesta-6-000-euros-20260115>

Antonio Barrero F.

Jueves, 15 enero 2026

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 este miércoles 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 recién publicado, de la asociación de consumidores Facua**, el precio de la electricidad para el usuario medio se ha encarecido en 2025 en más de quince puntos (+15,5%) con respecto al de 2024, y, así, el recibo de la luz ha acabado siendo el tercero más caro de la historia, solo por delante de los de 2021 y 2022.

Y, así, no es de extrañar que 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 locos de un mercado en esos años desbocado. 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.

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 era una solución de ahorro (era y sigue siéndolo) para familias y empresas, una solución de largo plazo (una instalación de autoconsumo tiene una vida útil de 20-25 años), y una solución que, además, daba y da seguridad (certidumbre) al usuario, porque desliga su factura de la luz de los vaivenes del mercado mayorista: kilovatio hora que genero en el tejado, kilovatio hora que no he de adquirir en un mercado siempre tensionado por la geopolítica y/o los intereses y especulaciones de las grandes compañías.

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 InformeSolar, habría instalado en el entorno del giga (mil megavatios) en este 2025 que acabamos de cerrar. ¿Motivos de la desaceleración? El final de las subvenciones, que poco a poco han ido languideciendo, y la falsa percepción -han venido a apuntar 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 no está a esa altura crítica, sigue estando muy por encima de la media de la década pasada, 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 que muchos ayuntamientos de España rebajan el Impuesto 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: el almacenamiento, 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 ya no hay luz solar y los parques fotovoltaicos han cesado de inyectar kilovatios hora a la red). Así que resulta más rentable usar esa electricidad producida en el tejado (gratuita) en esos horarios caros.

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 -señala el informe- alcanzaron "niveles récord".

"Aunque el pico de interés fue temporal -apuntan los autores del informe-, 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 del informe, así lo manifiesta.

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 -señala 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 los autores del 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.

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".

Habida cuenta de todo ello, 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 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 soluciones de almacenamiento y aerotermia para avanzar en el objetivo de la electrificación de la demanda".

InformeSolar 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 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 tres de ellos.

Así, 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.

Para revertir esa situación, la Unión Española Fotovoltaica propone las siguientes medidas

1. Sistema de reducción fiscal favorable para quien invierta en autoconsumo: IVA reducido (para instalaciones con y sin baterías detrás del contador), y extensión de las deducciones a las mejoras de eficiencia energética.
 2. 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).
 3. Extender la exención de solicitar Permiso de Acceso y Conexión a todas las instalaciones que inyecten menos de 15 kW a la red, no solo a aquellas con menos de 15 kW de potencia instalada (modificando el Real Decreto 244/2019).
 4. 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).
 5. Extender la exención de solicitar AAP y AAC a las instalaciones de Autoconsumo de menos de 500 kW en todas las CCAA, de acuerdo con el Real Decreto-ley 18/2022.
3. Extender la exención de solicitar Permiso de Acceso y Conexión a todas las instalaciones que inyecten menos de 15 kW a la red, no solo a aquellas con menos de 15 kW de potencia instalada (modificando el Real Decreto 244/2019).

Los autores del informe, que han recordado en varias ocasiones que no demandan subvenciones (el autoconsumo ya es rentable sin ellas, han insistido) sostienen 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 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 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 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 Gobierno de Aragón declara inversión de interés autonómico un proyecto de hidrógeno renovable impulsado por DH2 Energy - Energética 21

- El proyecto Hysencia, ubicado en Huesca, producirá hasta 2.000 toneladas anuales y prevé generar un impacto de entre 130 y 160 millones de euros en el PIB regional.



El Gobierno de Aragón declara inversión de interés autonómico un proyecto de hidrógeno renovable impulsado por DH2 Energy.

gobierno de aragón

inversión de interés autonómico

proyecto de hidrógeno renovable

dh2 energy

<https://energetica21.com/noticia/gobierno-aragon-declara-inversion-interes-autonomico-proyecto-hidrogeno-r...>

Energética 21

Jueves, 15 enero 2026

El proyecto Hysencia, ubicado en Huesca, producirá hasta 2.000 toneladas anuales y prevé generar un impacto de entre 130 y 160 millones de euros en el PIB regional.

El Gobierno de Aragón ha declarado **inversión de interés autonómico y proyecto prioritario** a la iniciativa **Hysencia**, promovida por **Angus Enterprise** (sociedad perteneciente al grupo **DH2 Energy**). Esta calificación administrativa permitirá agilizar la tramitación para la construcción de una planta de producción de hidrógeno renovable en la localidad oscense de **Plasencia del Monte** (municipio de La Sotonera).

El proyecto contempla la puesta en marcha de una instalación de electrólisis alimentada mediante energía solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo sin excedentes. El diseño técnico integra también un sistema de almacenamiento energético (BESS) para garantizar el abastecimiento exclusivo de la planta. Según las previsiones de la compañía, la infraestructura tendrá capacidad para producir hasta **2.000 toneladas anuales** de hidrógeno renovable.

Hysencia fue uno de los siete proyectos seleccionados en la primera subasta del **Banco Europeo del Hidrógeno**, imponiéndose a más de 130 propuestas continentales, lo que avala su viabilidad técnica y financiera.

En términos de impacto socioeconómico, se estima que la ejecución del proyecto aportará entre **130 y 160 millones de euros** al Producto Interior Bruto (PIB) de Aragón. Respecto a la creación de empleo, las cifras manejadas apuntan a la generación de **300 puestos de trabajo directos** durante la fase de construcción y 15 empleos estables para la operación y mantenimiento, además de inducir la creación de más de 600 empleos indirectos en la cadena de suministro y servicios auxiliares.

Consolidación del Valle del Hidrógeno

Esta iniciativa se alinea con la estrategia de desarrollo del **Valle del Hidrógeno de Aragón** , reforzando el papel de la comunidad autónoma en el despliegue de tecnologías de descarbonización para la industria y el transporte. **DH2 Energy** , grupo especializado en el desarrollo de plantas de hidrógeno a partir de fuentes renovables, cuenta con presencia en España, Portugal y México y centra su actividad en la producción de vectores energéticos limpios a escala industrial.

Extremadura y Ciudad Real, el valle maldito de la fotovoltaica donde se pierde hasta el 36% de la electricidad

- Más de 2 TWh solares se han perdido este año alcanzando una cuota total del 3,6% del total de la electricidad generada.



Una planta fotovoltaica en Extremadura.

<https://elperiodicodelaenergia.com/extremadura-y-ciudad-real-el-valle-maldito-de-la-fotovoltaica-donde-se-pie...>

Ramón Roca

Jueves, 15 enero 2026

Más de 2 TWh solares se han perdido este año alcanzando una cuota total del 3,6% del total de la electricidad generada

2025 es, sin duda, el año del apagón. Pero también lo es de los curtailments para las tecnologías renovables, sobre todo para la solar fotovoltaica. Las pérdidas de energía han llegado el año pasado en el sistema eléctrico español a niveles insospechados, tanto, que algunos activos están en quiebra total.

Según datos del operador del sistema, Red Eléctrica, que ha manejado la consultora Optimize Energy, más de 2 TWh de electricidad generada por las plantas fotovoltaicas se ha perdido durante todo 2025. Es decir, el 3,6% de lo ofertado en el mercado diario de electricidad se ha perdido, y no se ha remunerado porque la red no es capaz de absorber todo.

Pero las previsiones para este año son aún peores. Según Rodrigo García, jefe de Operaciones de Optimize Energy, "venimos de un 2024 con unas cifras de curtailment fotovoltaico (RT1, es decir, tras el diario) de 286 GWh, con lo cual hemos hecho un x10 en 2025. En la eólica ha bajado, pasando de unos 980 GWh a 710 GWh. La tendencia es clara, a más solar instalada este problema va a seguir pasando y cada vez con más frecuencia, no debería extrañarnos ver un 2026 con cifras cercanas al 5% anual y continuando con los problemas en nudos del 35-50%".

Y eso que la demanda eléctrica ha aumentado durante el año pasado, pero es que el atasco en la red está en todos lados. El sistema eléctrico posee una capacidad instalada total de casi 150 GW para una punta de demanda de unos 30-35 GW que en el mejor de los casos se puede ir algo por encima de los 40 GW. Es decir, hay más de tres veces más potencia de la que se consume.

En el caso de la solar, según Red Eléctrica, hay ya conectado casi 49 GW de fotovoltaica en el territorio nacional, contando autoconsumo. Es decir, un tercio del total del mix eléctrico.

Pero como en esto de la energía no se puede contar siempre con todo, para tener asegurado el suministro es mejor que sobre que falte. Y en esas está ahora España, que le comienza a sobrar mucha energía. Necesita más demanda de manera urgente.

"Seguimos con una instalación fotovoltaica agresiva (6-7 GW de media cada año), lo que termina desembocando en exceso de producción en algunos momentos. Si que es verdad que no todo este curtailment viene por exceso de renovables, también aparece por problemas en la red, control de tensión, etc", explica Rodrigo García.

Pérdidas del 36%

Los datos están ahí. Existen una serie de nudos de la red eléctrica española que están muy saturados y que alcanzan unas pérdidas anuales del 36%. Es decir, uno de cada tres gigavatios que generas lo echas a la basura. Estos puntos se encuentran en las regiones de Extremadura y Castilla La Mancha, más concretamente en la provincia de Ciudad Real. Es el conocido como valle solar maldito.

Allí, los nudos de Mérida, Alarcos, La Solana o Tabernas se encuentran con curtailments que superan el 35%. Por ejemplo, Mérida, de los 319 GWh que ha generado, ha echado por tierra casi 115 GWh, lo que consumen 10.000 hogares en un año. Los 2 TWh totales de pérdidas representan el consumo de más de 570.000 hogares españoles. Se tira prácticamente toda la energía que consumen todos los hogares de Extremadura y la propia Ciudad Real al año. ¿Ven ahora el desperdicio?

Pero los curtailments también se dan en otras zonas de España, eso sí en menor cantidad. La eólica por ejemplo tiene dos puntos álgidos, en la zona del delta del Ebro, sobre todo en Aragón, y en la zona de Tarifa donde el nudo de Puerto Cruz pierde el 30% de lo que genera la eólica. Algo menos de vertidos hay en Galicia.

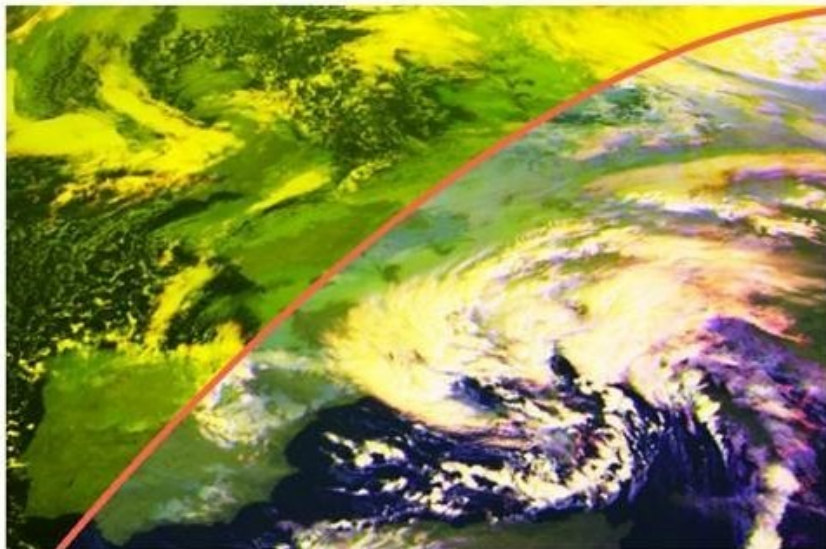
Mientras que en la zona sureste está Granada, con todas las tecnologías renovables en juego, solar fotovoltaica, eólica y termosolar, que también tienen altas pérdidas.

Estos serían los grandes ejes del curtailment renovable en España: Extremadura-Ciudad Real, Delta del Ebro y Sur-Sureste, pero quien se lleva la palma sin duda son los nudos fotovoltaicos.



Fraunhofer ISE mejora las previsiones de radiación solar a corto plazo con un nuevo método

- Según informa el instituto alemán, este método permite reducir los errores en las previsiones de radiación a corto plazo en un 11 % de media. Con la incorporación de imágenes infrarrojas, la precisión mejora a primera hora de la mañana.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/15/fraunhofer-ise-mejora-las-previsiones-de-radiacion-solar-a-corto-plaz...>

Jueves, 15 enero 2026

Según informa el instituto alemán, este método permite reducir los errores en las previsiones de radiación a corto plazo en un 11 % de media. Con la incorporación de imágenes infrarrojas, la precisión mejora a primera hora de la mañana.

Pilar Sánchez Molina

Imagen satelital de Europa al amanecer con canal visible e infrarrojo.

Imagen: Fraunhofer ISE

El Instituto Fraunhofer de Sistemas Energéticos Solares (Fraunhofer ISE) ha desarrollado un nuevo método basado en inteligencia artificial que permite anticipar la evolución de la nubosidad a partir de imágenes satelitales.

Las previsiones de generación fotovoltaica utilizadas por los operadores de red se basan principalmente en modelos meteorológicos numéricos con un horizonte habitual de un día. Para aplicaciones a muy corto plazo, como el mercado intradiario o la gestión operativa de la red, se emplean combinaciones de datos de producción en tiempo real y estimaciones de radiación solar obtenidas a partir de imágenes satelitales.

El nuevo enfoque ha sido comparado con métodos convencionales basados en vectores de movimiento de nubes, y muestra, según el instituto alemán, una reducción significativa de los errores de predicción. En horizontes de entre 0 y 4 horas, con una resolución temporal de 15 minutos, el nuevo método logra, de media, una disminución del error del 11 % respecto al modelo de referencia.

Uno de los principales retos de las previsiones basadas en imágenes del espectro visible es su limitada aplicabilidad en las primeras horas del día, cuando la baja altura solar o la ausencia de luz impiden obtener información útil. Para superar esta limitación, el equipo de investigación incorporó dos canales infrarrojos adicionales, independientes de la iluminación solar, lo que permite generar previsiones incluso en condiciones de oscuridad. Gracias a esta mejora, la disponibilidad de predicciones antes de las 8:00 horas aumentó en Alemania desde aproximadamente un 22 % hasta el 100 % a lo largo de un año, además de mejorar la calidad de las previsiones diurnas.

El nuevo método utiliza la inteligencia artificial para modelizar la dinámica de las nubes y aprovechar la información infrarroja en situaciones de amanecer, optimizando así la estimación de la radiación solar incidente. Estas mejoras refuerzan el papel de los sistemas de predicción fotovoltaica en el comercio de energía, la gestión de redes eléctricas y la planificación operativa de centrales, especialmente en un contexto de creciente penetración de energías renovables variables. Aunque el almacenamiento energético contribuye cada vez más a la estabilidad del sistema, unas previsiones fotovoltaicas más precisas siguen siendo clave para maximizar la eficiencia y rentabilidad del conjunto del sistema eléctrico.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Nextpower, la antigua Nextracker, crea una joint-venture en Arabia Saudí de 12 GW

- Nextpower y Abunayyan crean Nextpower Arabia, que construye una fábrica en Yeda para suministrar seguidores en toda Arabia Saudí y la región MENA.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/15/nextpower-la-antigua-nextracker-crea-una-joint-venture-en-arabia-sa...>

Jueves, 15 enero 2026

Nextpower y Abunayyan crean Nextpower Arabia, que construye una fábrica en Yeda para suministrar seguidores en toda Arabia Saudí y la región MENA.

Pilar Sánchez Molina

Captura de pantalla del vídeo de presentación del nuevo proyecto de Nextpower en Arabia Saudí.

Imagen: Nextpower

Nextpower (antes Nextracker) y Abunayyan Holding han completado la constitución de su joint-venture Nextpower Arabia, en Arabia Saudí. La nueva empresa apoyará el despliegue de las soluciones de tecnología fotovoltaica y de seguimiento de Nextpower en toda Arabia Saudí y en la región de Oriente Medio y Norte de África (MENA). Tendrá su sede en Riad, y también establecerá una planta de fabricación de seguidores solares en Yeda con una capacidad anual de 12 GW. La fábrica se encuentra actualmente en construcción en un terreno de 42 000 m².

La empresa explica que creará hasta 2000 puestos de trabajo en el país, al tiempo que impulsará la cadena de suministro local: se abastecerá de materiales básicos, como el acero producido en Arabia Saudí, a través de sus socios estratégicos y apoyará la fabricación local.

Cuando entre en funcionamiento en el segundo trimestre de 2026, proporcionará sistemas de seguimiento avanzados, gestión del rendimiento y soluciones de control para proyectos a gran

escala en la región. Abunayyan aporta su experiencia regional en la explotación de infraestructuras críticas de agua y energía en Arabia Saudí y la región MENA.

Otros fabricantes de seguidores solares, como la empresa española PVH, tienen planta de fabricación en Arabia Saudí, en este caso, desde 2020, y su posterior ampliación en 2022 para alcanzar una capacidad de 8 GW. La empresa consiguió la Certificación de contenido local de Arabia Saudí en 2023.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Pese al récord fotovoltaico en Europa, los combustibles fósiles generaron el 27% del mix en 2025

- En 2025, un año notablemente soleado, se observó un nuevo récord de generación solar. Los 284,5 TWh registrados supusieron un 13,5% más que en 2024 y casi el triple de los 96,7 TWh de 2016, pero este crecimiento no fue suficiente para compensar el retroceso de otras renovables.

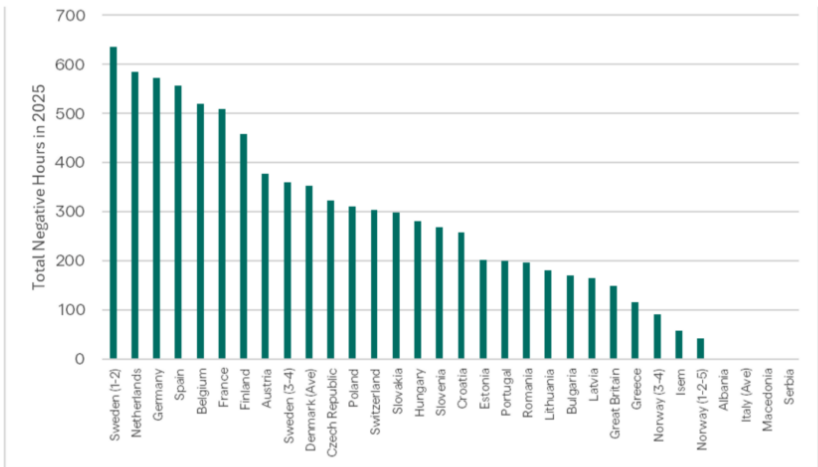


Figure 4: Number of negative prices in 2025 per country

<https://www.pv-magazine.es/2026/01/15/pese-al-record-fotovoltaico-en-europa-los-combustibles-fosiles-gener...>
Jueves, 15 enero 2026

En 2025, un año notablemente soleado, se observó un nuevo récord de generación solar. Los 284,5 TWh registrados supusieron un 13,5% más que en 2024 y casi el triple de los 96,7 TWh de 2016, pero este crecimiento no fue suficiente para compensar el retroceso de otras renovables.

Pilar Sánchez Molina

La transición energética europea experimentó una desaceleración durante el último año, a pesar de que la generación solar alcanzó máximos históricos. Esta es una de las principales conclusiones del informe más reciente sobre el mercado eléctrico europeo, *European electricity market summary 2025*, elaborado por la firma de análisis Montel EnAppSys.

La producción renovable total en 2025 se situó en 1.332,8 TWh, por debajo de los 1.375,1 TWh registrados en 2024, debido principalmente a la caída de la generación eólica e hidroeléctrica. La primera descendió un 4,3 %, hasta 511,4 TWh, mientras que la segunda se redujo un 11 %, hasta 427,4 TWh, como consecuencia de las escasas precipitaciones.

En contraste, 2025 fue un año excepcionalmente favorable para la fotovoltaica, que alcanzó un nuevo récord de generación con 284,5 TWh, lo que representa un incremento interanual del 13,5 % y casi triplica los 96,7 TWh registrados en 2016. No obstante, este crecimiento no fue suficiente para compensar el retroceso de otras tecnologías renovables. Como resultado, la participación de los

combustibles fósiles en el mix eléctrico aumentó hasta el 27 %, mientras que la cuota renovable se redujo al 73 %.

El informe señala que la debilidad de la producción renovable se concentró especialmente en el primer trimestre de 2025, que registró el nivel más bajo desde 2023. En cuanto a la generación fósil, se observó una evolución desigual: aunque la producción con carbón y lignito marcó un mínimo histórico, esta reducción se vio contrarrestada por un repunte de la generación con gas respecto a 2023 y 2024.

La evolución de los precios eléctricos reflejó un aumento sostenido de las horas con precios negativos. En seis países europeos se superaron las 500 horas anuales por debajo de cero, con máximos en la zona sueca SE2, Países Bajos, Alemania y España. Este fenómeno está estrechamente ligado al crecimiento de la capacidad solar y eólica, a la limitada flexibilidad de la demanda y a la insuficiente capacidad de almacenamiento, lo que amplía la brecha de precios entre el pico solar del mediodía y el máximo de demanda vespertino.

De cara al corto plazo, el informe anticipa una elevada volatilidad en los mercados energéticos, condicionada por factores meteorológicos, tensiones geopolíticas y una producción hidroeléctrica estructuralmente débil.

Desde el punto de vista meteorológico, el primer trimestre ha estado marcado por temperaturas inferiores a la media, lo que ha elevado la demanda energética y los precios del gas. La principal fuente de incertidumbre es la creciente dependencia del GNL estadounidense, que concentrará alrededor del 60 % de las importaciones en 2025. La evolución de las negociaciones entre Rusia y Ucrania será clave para la trayectoria de precios a medio plazo.

En paralelo, la descarbonización avanza con dificultades: la cuota renovable en 2025 descendió ligeramente respecto a 2024 debido, sobre todo, a la baja producción hidroeléctrica causada por un año excepcionalmente seco, lo que plantea dudas sobre la resiliencia futura de esta tecnología ante el cambio climático.

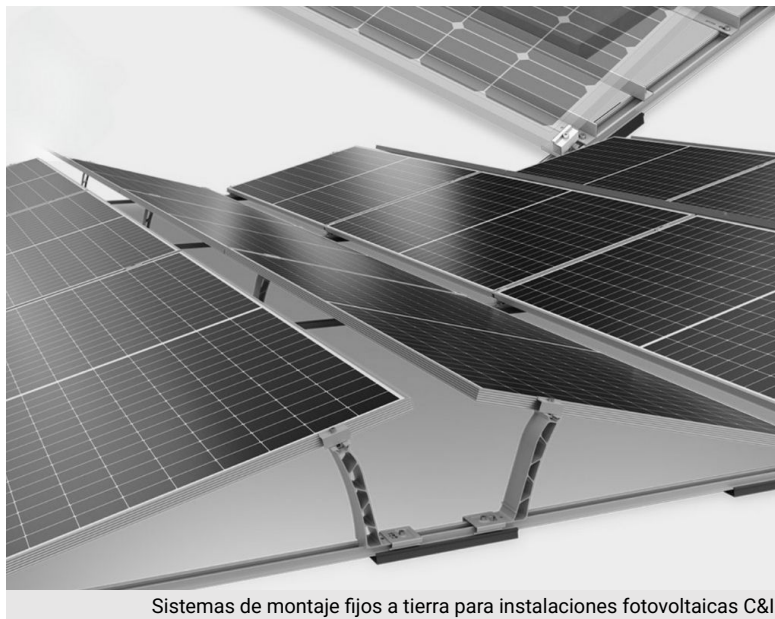
Asimismo, se prevé un aumento adicional de las horas con precios negativos y el riesgo de episodios de Dunkelflaute, (frío sin viento) capaces de provocar picos extremos de precios en periodos de baja producción renovable.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Sistemas de montaje fijos a tierra para instalaciones fotovoltaicas C&I - Energética 21

- K2 Systems ofrece soluciones de montaje fijas en tierra específicamente diseñadas para instalaciones fotovoltaicas comerciales e industriales. La ingeniería de estos sistemas garantiza estabilidad estructural, durabilidad y un rendimiento óptimo de los módulos, integrando criterios técnicos avanzados para...



Sistemas de montaje fijos a tierra para instalaciones fotovoltaicas C&I.

sistemas de montaje fijos

instalaciones fotovoltaicas c&i

sistemas de montaje para instalaciones c&i

módulos fotovoltaicos

<https://energetica21.com/articulo/sistemas-montaje-fijos-tierra-instalaciones-fotovoltaicas-ci/>

Energética 21

Jueves, 15 enero 2026

En **K2 Systems**, la experiencia en sistemas de montaje para instalaciones C&I se centra en ofrecer soluciones técnicas robustas y adaptables a diferentes entornos. Los sistemas de montaje fijos en tierra han sido desarrollados para soportar grandes superficies de módulos fotovoltaicos, asegurando estabilidad estructural frente a cargas de viento y nieve, y optimizando la orientación de los módulos para un rendimiento energético máximo.

El diseño de los sistemas comienza con un análisis detallado del emplazamiento, considerando factores como la inclinación del terreno, la exposición solar, la dirección y velocidad del viento, y las condiciones climáticas locales. Esta información permite determinar la inclinación óptima de los módulos y dimensionar los perfiles estructurales para garantizar seguridad y durabilidad durante décadas.

Los materiales utilizados en las estructuras de K2 Systems incluyen aluminio y acero galvanizado, seleccionados por su resistencia a la corrosión, ligereza y capacidad de soportar esfuerzos mecánicos. Los componentes están diseñados para un ensamblaje modular que facilita la instalación y el mantenimiento, permitiendo ampliar o modificar la instalación sin comprometer la integridad estructural.

En términos de resistencia mecánica, la empresa aplica rigurosos cálculos estructurales que cumplen con normativas europeas: esto asegura que los sistemas puedan soportar cargas dinámicas, nieve y viento, garantizando la seguridad de la instalación y de los instaladores.

Optimización del autoconsumo, mantenimiento y adaptabilidad

Otro aspecto central es la optimización del autoconsumo. Estos sistemas permiten ajustar la orientación e inclinación de los módulos de forma precisa, maximizando la producción en horas de mayor demanda eléctrica. La integración con sistemas de monitorización proporciona información en tiempo real sobre el rendimiento, facilitando la detección de incidencias y el mantenimiento proactivo.

K2 Systems también se centra en la facilidad de instalación y mantenimiento. Los perfiles y componentes estándar están diseñados para un montaje eficiente, reduciendo tiempos y costes de instalación sin comprometer la seguridad. La estructura permite acceso seguro a los módulos para limpieza, inspección y ajustes, garantizando el rendimiento óptimo de la instalación durante toda su vida útil.

Su innovación tecnológica se refleja en la modularidad y adaptabilidad de los sistemas. Cada proyecto se puede personalizar según las necesidades específicas del cliente, del terreno y de la orientación de la instalación, ofreciendo soluciones técnicas avanzadas sin comprometer la robustez o la durabilidad.

En resumen, los sistemas de montaje fijos en tierra de K2 Systems representan una solución técnica de referencia para instalaciones fotovoltaicas C&I. Su diseño preciso, materiales de alta calidad, cumplimiento normativo y enfoque en optimización energética permiten garantizar seguridad, eficiencia y durabilidad. Estas soluciones facilitan la maximización del autoconsumo y aseguran que las instalaciones fotovoltaicas comerciales e industriales alcancen su máximo potencial energético de forma sostenible y segura.

Artículo escrito por:

Eugenio Segarra Hernández , Country Manager en K2 Systems España



Tragsa licita un contrato de suministro de material fotovoltaico por 4 millones

- El contrato, dividido en nueve lotes, cuenta con un valor estimado de 3.928.492 euros. Las empresas interesadas podrán presentar sus ofertas hasta el 27 de enero, y el plazo de ejecución será de doce meses.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/15/tragsa-licita-un-contrato-de-suministro-de-material-fotovoltaico-por-...>

Jueves, 15 enero 2026

La Empresa de Transformación Agraria (Tragsa) ha abierto una licitación para la contratación del suministro de instalaciones solares correspondientes a los lotes occidental y central de las obras de los proyectos de instalación fotovoltaica en infraestructuras de saneamiento, depuración, desalación y abastecimiento de titularidad estatal.

El contrato, dividido en nueve lotes, cuenta con un valor estimado de 3.928.492 euros. Las empresas interesadas podrán presentar sus ofertas hasta el 27 de enero, y el plazo de ejecución será de doce meses.

Los lotes son los siguientes:

- Lote 1: Badajoz – Importe: 256.702,03 €
- Lote 2: Cáceres – Importe: 456.920,70 €
- Lote 3: Ávila – Importe: 143.028,98 €
- Lote 4: Segovia – Importe: 103.717,46 €
- Lote 5: Teruel – Importe: 205.735,11 €
- Lote 6: Ciudad Real – Importe: 513.284,47 €
- Lote 7: Toledo – Importe: 1.429.103,50 €
- Lote 8: Valladolid – Importe: 363.109,46 €
- Lote 9: Zamora – Importe: 456.890,60 €

El objeto del contrato es la contratación del suministro, puesto en obra, de módulos fotovoltaicos, soportes para módulos fotovoltaicos, inversores, optimizadores de potencia y sistemas de monitorización, necesarios para la ejecución de las obras proyectadas.

Esta actuación cuenta con financiación procedente del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Los beneficios de la fotovoltaica superarán a los agrícolas en España en un plazo de 20 años, según un estudio 13 enero 2026 La carrera solar choca con el campo: científicos de Chile y España han analizado la competencia entre fotovotlaica y cultivo por el uso del suelo en E...

Un estudio de PVH concluye que el acero de bajas emisiones puede reducir hasta un 65% la huella de carbono de los seguidores solares - Energética 21

- El análisis confirma la viabilidad técnica de este material en las estructuras fotovoltaicas, donde el acero representa más del 98% del peso total y concentra el grueso de las emisiones de fabricación.



Un estudio de PVH concluye que el acero de bajas emisiones puede reducir hasta un 65% la huella de carbono de los seguidores solares.

acero de bajas emisiones

seguidores solares

huella de carbono

pv hardware

cadena de suministro fotovoltaica

<https://energetica21.com/noticia/estudio-pvh-concluye-acero-bajas-emisiones-puede-reducir-65-huella-carbon...>

Energética 21

Jueves, 15 enero 2026

El análisis confirma la viabilidad técnica de este material en las estructuras fotovoltaicas, donde el acero representa más del 98% del peso total y concentra el grueso de las emisiones de fabricación.

El fabricante de seguidores solares **PV Hardware (PVH)** ha presentado los resultados de un caso de estudio centrado en la descarbonización de la cadena de suministro fotovoltaica. Según las conclusiones del informe, la sustitución del acero convencional por acero de bajas emisiones certificadas en la fabricación de seguidores solares permite reducir hasta un **65% la huella de carbono** asociada a estas infraestructuras.

El acero es el componente crítico en la estructura de un proyecto solar, ya que supone más del **98% del peso total** de un seguidor y es responsable de la mayor parte de las emisiones generadas durante su fase de producción. El análisis técnico realizado por la compañía ha verificado que el uso de variantes de acero con menor impacto ambiental no altera las propiedades mecánicas del producto final.

Para validar estos datos, **PVH** ha llevado a cabo pruebas específicas utilizando su seguidor solar **AxoneDuo Infinity**. Los resultados confirman que la reducción de emisiones se logra sin

comprometer la integridad estructural, la fiabilidad operativa ni la viabilidad técnica de la instalación, manteniendo los mismos estándares de calidad que con el acero tradicional.

Iván Higueras , presidente de la compañía, ha señalado la importancia de abordar la sostenibilidad más allá de la propia generación de energía: "La industria solar debe liderar con el ejemplo, no solo produciendo energía limpia, sino asegurando que nuestras propias infraestructuras sean lo más sostenibles posible". Higuera destaca que la adopción de acero de bajas emisiones es un paso "decisivo" para reducir el impacto ambiental de la cadena de suministro.

El estudio pone de manifiesto que, a medida que la tecnología fotovoltaica madura, el foco del sector se desplaza hacia la reducción de las emisiones de **Alcance 3** (indirectas), donde los materiales de construcción juegan un papel determinante para alcanzar la neutralidad climática real de los proyectos renovables.



La emiratí Masdar movilizará hasta 35.000 millones de dólares para 2030 en plena expansión en España

EFE
ABU DABI

El gigante de energía renovable de Emiratos Árabes Unidos (EAU) Masdar movilizará entre 30.000 y 35.000 millones de dólares en capital y financiación de proyectos para 2030, con el objetivo de llegar a una cartera de 100 gigavatios (GW), con España como uno de sus principales centros de expansión.

El director ejecutivo de estrategia y desarrollo corporativo del gigante re-

novable, Nikolas Meitanis, aseguró ayer: "Para pasar de 65 GW a 100 GW, necesitaríamos al menos 30.000 millones de dólares, en una combinación de capital y deuda".

Durante la Semana de la Sostenibilidad de Abu Dabi, que empezó el domingo y terminó ayer en la capital emiratí, el máximo responsable de Masdar, Sultán al Yaber, anunció que la capacidad de su cartera de energía renovable alcanzó los 65 GW, frente a los 51 GW previstos

para 2025, durante las dos décadas que lleva funcionando la empresa estatal.

"El objetivo de 100 GW se mantiene, y probablemente aumente en algún momento, pero digamos 100 GW para 2030. Los 65 GW que hemos alcanzado no están todos construidos", apuntó Meitanis, dado que, de la cartera actual, 45 GW están operativos, en construcción o comprometidos, con otros 20 GW en desarrollo.

El funcionario aclaró que el capital puede ser "nuevo

El gigante de energía renovable de Abu Dabi quiere llegar a 100 gigavatios

Hay mucho interés por parte de los prestamistas en apostar por la transición verde

capital" de los accionistas y de la propia empresa, lo que podría representar "un tercio de los 30.000 a 35.000 millones de dólares". Los otros dos tercios, señaló, podrían venir de deudas sin recurso, e incidió que hay "mucho interés" por parte de los prestamistas en apostar por las energías renovables.

Europa es uno de los mercados en los que más se fija Masdar desde hace años por su potencial en energías limpias, y los pasos que está

realizando para realizar la transición y abandonar los combustibles fósiles.

A finales de 2024, Masdar completó la adquisición de la empresa española Saeta Yield a Brookfields por un valor empresarial de 1.200 millones de euros, lo que le ha permitido establecerse en España. Desde entonces, Saeta cerró el pasado marzo un acuerdo de inversión para la construcción y puesta en marcha de un proyecto solar de 234 MW en Valencia.

El Gobierno alemán presentará un nuevo marco de inversión para la energía eólica marina

- Los riesgos para los promotores de energía eólica marina han aumentado en los últimos años debido a las tensiones geopolíticas y los cuellos de botella en la cadena de suministro.



Parque eólico marino de Wikinger (Alemania).

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-ministerio-de-economia-aleman-presentara-un-nuevo-marco-de-inversio...>

José A. Roca

Jueves, 15 enero 2026

Los riesgos para los promotores de energía eólica marina han aumentado en los últimos años debido a las tensiones geopolíticas y los cuellos de botella en la cadena de suministro

El **Ministerio de Economía alemán (BMWE)** está trabajando en un nuevo marco de inversión para parques eólicos marinos, tras el fracaso de la licitación final de 2025. La industria podría esperar una señal para la Cumbre del Mar del Norte, que se celebrará en Hamburgo a finales de mes, según declaró Christian Schmidt, director del departamento de electricidad del ministerio, durante un evento organizado por el operador del sistema de transmisión **TenneT** el lunes 12 de enero.

Los riesgos para los promotores de energía eólica marina han aumentado en los últimos años debido a las tensiones geopolíticas y los cuellos de botella en la cadena de suministro, así como a la creciente dificultad de predecir los riesgos de precio y volumen en el mercado eléctrico. La industria ha criticado que los planes actuales también construirían parques eólicos demasiado cerca entre sí, lo que reduciría su producción debido al efecto sombra.

La industria afirmó que, en el contexto actual, las licitaciones sin subsidios ya no eran posibles. "Tenemos que responder a eso", declaró Schmidt, según *Tagesspiegel Background*. En el verano de 2023, las grandes petroleras **BP** y **TotalEnergies** se comprometieron a pagar un total de 12.600 millones de dólares en una subasta alemana por el derecho a construir parques eólicos marinos en

los mares del Norte y Báltico. Esta subasta marcó la primera vez que los inversores pagaron por el derecho a construir parques eólicos marinos en Alemania. En cambio, la última subasta no recibió ofertas.

A pesar de las advertencias de la industria y los líderes políticos de los estados del norte de Alemania, el gobierno pretende mantener la próxima ronda de subastas de energía eólica marina en febrero. Cumplir con este plazo solo daría más argumentos a los partidos populistas que se oponen a la transición energética, según el medio, citando a Timm Meyerjürgens, director ejecutivo de TenneT. “La subasta no tendrá éxito, todos lo saben”, declaró Meyerjürgens.

Alemania ha convertido la energía eólica marina en un pilar fundamental de sus planes para un suministro eléctrico prácticamente renovable en su totalidad. Expertos del sector afirmaron el año pasado que es probable que el país alcance su objetivo para 2030 de contar con 30 gigavatios (GW) de capacidad total de energía eólica marina un año después de lo previsto.

El Ministerio de Economía alemán presentará un nuevo marco de inversión para la energía eólica marina

- Los riesgos para los promotores de energía eólica marina han aumentado en los últimos años debido a las tensiones geopolíticas y los cuellos de botella en la cadena de suministro.



Parque eólico marino de Wikinger (Alemania).

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-ministerio-de-economia-aleman-presentara-un-nuevo-marco-de-inversio...>

José A. Roca

Jueves, 15 enero 2026

Los riesgos para los promotores de energía eólica marina han aumentado en los últimos años debido a las tensiones geopolíticas y los cuellos de botella en la cadena de suministro

El **Ministerio de Economía alemán (BMWE)** está trabajando en un nuevo marco de inversión para parques eólicos marinos, tras el fracaso de la licitación final de 2025. La industria podría esperar una señal para la Cumbre del Mar del Norte, que se celebrará en Hamburgo a finales de mes, según declaró Christian Schmidt, director del departamento de electricidad del ministerio, durante un evento organizado por el operador del sistema de transmisión **TenneT** el lunes 12 de enero.

Los riesgos para los promotores de energía eólica marina han aumentado en los últimos años debido a las tensiones geopolíticas y los cuellos de botella en la cadena de suministro, así como a la creciente dificultad de predecir los riesgos de precio y volumen en el mercado eléctrico. La industria ha criticado que los planes actuales también construirían parques eólicos demasiado cerca entre sí, lo que reduciría su producción debido al efecto sombra.

La industria afirmó que, en el contexto actual, las licitaciones sin subsidios ya no eran posibles. "Tenemos que responder a eso", declaró Schmidt, según *Tagesspiegel Background*. En el verano de 2023, las grandes petroleras **BP** y **TotalEnergies** se comprometieron a pagar un total de 12.600 millones de dólares en una subasta alemana por el derecho a construir parques eólicos marinos en

los mares del Norte y Báltico. Esta subasta marcó la primera vez que los inversores pagaron por el derecho a construir parques eólicos marinos en Alemania. En cambio, la última subasta no recibió ofertas.

A pesar de las advertencias de la industria y los líderes políticos de los estados del norte de Alemania, el gobierno pretende mantener la próxima ronda de subastas de energía eólica marina en febrero. Cumplir con este plazo solo daría más argumentos a los partidos populistas que se oponen a la transición energética, según el medio, citando a Timm Meyerjürgens, director ejecutivo de TenneT. “La subasta no tendrá éxito, todos lo saben”, declaró Meyerjürgens.

Alemania ha convertido la energía eólica marina en un pilar fundamental de sus planes para un suministro eléctrico prácticamente renovable en su totalidad. Expertos del sector afirmaron el año pasado que es probable que el país alcance su objetivo para 2030 de contar con 30 gigavatios (GW) de capacidad total de energía eólica marina un año después de lo previsto.

Casi 8.500 MW eólicos se hacen a la mar en Reino Unido

- La mayor subasta eólica marina de Europa impulsa 8,4 GW de nueva capacidad en Reino Unido para abaratar la electricidad y acelerar la transición energética.



Reino Unido bate el récord europeo al adjudicar 8,4 GW de eólica marina

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Reino Unido bate el récord europeo al adjudicar 8

<https://www.energias-renovables.com/eolica/reino-unido-bate-el-r-cord-europeo-20260115>

Manuel Moncada

Jueves, 15 enero 2026

El hito se produce en un contexto de creciente demanda energética y de presión por reducir los costes de la electricidad. Según datos oficiales publicados junto con los resultados, el precio medio acordado para la eólica marina fija se ha situado en 90,91 libras por megavatio hora, lo que equivale a 65,25 libras en precios de 2012, un 40% menos que el coste estimado de construir y operar una nueva central eléctrica de gas, calculado en 147 libras por megavatio hora.

Además del impacto energético, la subasta desbloqueará alrededor de 22.000 millones de libras en inversión privada y respaldará unos 7.000 empleos cualificados en todo el país, desde las Highlands escocesas hasta el mar Céltico. El Gobierno subraya que estos proyectos serán motores de crecimiento regional durante décadas, especialmente en zonas industriales.

Casi 8.500 MW eólicos se hacen a la mar en Reino Unido

Los **proyectos adjudicados** se distribuyen por todo el territorio británico. Entre ellos destacan **Dogger Bank South (3.000 MW entre sus dos unidades)** frente a la costa de Yorkshire, y **Norfolk Vanguard (3.090 MW suman sus seis unidades)**, en el este de Inglaterra, dos de los mayores parques eólicos marinos del mundo. En Escocia, **Berwick Bank (1.380 MW)**, en el mar del Norte, se convertirá en el mayor proyecto eólico marino planificado a escala global y supone el primer gran desarrollo escocés desde 2022. En **Gales, Awel y Môr (775 MW)** marca el regreso de nuevos contratos tras más de una década sin adjudicaciones.

Bajo estas líneas, recogemos los parques eólicos adjudicados en la subasta Contracts for Difference – Ronda 7 (AR7), a partir de los resultados oficiales publicados el 14 de enero por el Departamento de Seguridad Energética y Cero Neto del Reino Unido.

- **Awel y Môr (Fase A)**, situado en Gales, es un parque de eólica marina fija con una capacidad adjudicada de 775 MW
- **Berwick Bank (Fase B)**, en el mar del Norte frente a Escocia, corresponde a eólica marina fija en Escocia. Cuenta con una capacidad de 1.380 MW.
- **Dogger Bank South East (Unidad A)**, en aguas del mar del Norte frente a Inglaterra, es un proyecto de eólica marina fija de 1.500 MW.
- **Dogger Bank South West (Unidad A)**, también en el mar del Norte y con tecnología de eólica marina fija, suma otros 1.500 MW.
- **Norfolk Vanguard East (Unidades A, B y C)**, se localiza en East Anglia (Inglaterra). En conjunto suma 1.545 MW.
- **Norfolk Vanguard West (Unidades A, B y C)**, también en East Anglia y compuesto por las unidades A, B y C, aporta otros 1.545 MW de eólica marina fija.
- **Erebus**, en el mar Céltico frente a Gales, es un proyecto de eólica marina flotante con una capacidad de 100 MW.
- **Pentland Floating Offshore Wind Farm**, en el norte de Escocia, es otro proyecto de eólica marina flotante, con 92,5 MW adjudicados.

Al revisar la lista de proyectos queda claro que la eólica marina fija domina claramente el volumen adjudicado, mientras que la flotante -todavía más cara pero estratégica- empieza a abrirse paso como tecnología del futuro en aguas más profundas.

Eólica flotante británica

La subasta también supone un avance relevante en eólica marina flotante, una tecnología clave para el futuro del sector. Entre los proyectos seleccionados figuran **Erebus (100 MW)**, en el mar Céltico, y **Pentland (92,5 MW)**, en Escocia, respaldados por inversiones pioneras de Great British Energy y el National Wealth Fund.

El Gobierno británico contrasta estos resultados con el fracaso de la ronda anterior bajo la administración previa, en la que no se adjudicó ningún proyecto de eólica marina. Tras la recuperación iniciada en la subasta AR6, la actual ronda consolida la senda hacia el objetivo de electricidad limpia para 2030.

Menor dependencia de los combustibles fósiles

En un escenario internacional marcado por la inestabilidad de los mercados energéticos, el Ejecutivo defiende que acelerar la inversión en energía limpia de producción nacional reduce la exposición del país a la volatilidad de los combustibles fósiles. Según cifras oficiales, estos mercados han

contribuido a la mitad de las recesiones desde la década de 1970 y solo en 2025 registraron subidas de precios superiores al 15% en una semana tras tensiones en Oriente Medio.

La expansión de las renovables se suma a medidas presupuestarias recientes destinadas a aliviar el coste de la energía, que incluyen la retirada de unos 150 euros anuales de media de las facturas a partir de abril.

El **secretario de Energía, Ed Miliband**, ha calificado el resultado como "un triunfo histórico" y afirmó que el país está "recuperando el control de su soberanía energética", reduciendo la dependencia de mercados dominados por potencias exportadoras de combustibles fósiles. "La energía limpia y producida en casa es la opción correcta para bajar las facturas de forma duradera y crear miles de empleos en todo el país", asegura.

Artículos relacionados

- **España se juega su liderazgo en eólica marina flotante por el bloqueo regulatorio y la falta de planificación**
- **El mundo instaló 11 GW de eólica marina en 2024**
- **Estas son las áreas marinas donde no se pueden instalar aerogeneradores**
- **El sector eólico urge al Gobierno a que convoque la primera subasta de eólica marina**
- **¿Habrá subasta de eólica marina en 2025?**

Los precios de la eólica marina en Reino Unido ahogan la posibilidad de desarrollar la eólica flotante en España

- La patronal eólica española se muestra cautelosa y cree que no es comparable la situación en la costa española, sobre todo en Canarias.



Los precios de la eólica marina en Reino Unido ahogan la posibilidad de desarrollar la eólica flotante en España

<https://elperiodicodelaenergia.com/los-precios-de-la-eolica-marina-en-reino-unido-ahogan-la-posibilidad-de-d...>

Sandra Acosta

Jueves, 15 enero 2026

La patronal eólica española se muestra cautelosa y cree que no es comparable la situación en la costa española, sobre todo en Canarias

La reciente subasta de energía eólica marina celebrada en Reino Unido, calificada por el Gobierno británico como histórica por adjudicar más de 8 gigavatios de nueva capacidad, ha reavivado el debate en España sobre la viabilidad económica de la eólica marina, especialmente de la tecnología flotante. Los elevados precios adjudicados en esta subasta, muy por encima de los precios actuales del mercado eléctrico español, han generado inquietud tanto en el sector como en la Administración.

En el caso británico, los proyectos adjudicados —algunos de ellos flotantes y de carácter todavía precomercial— se han cerrado con precios que superan ampliamente los 150 y 170 euros por megavatio hora, cifras muy alejadas de la realidad del mercado mayorista español. En España, **el precio medio del pool eléctrico en lo que va de 2025 se sitúa en torno a los 65 €/MWh**, con una tendencia claramente descendente impulsada por la elevada penetración de renovables terrestres y solares.

Este diferencial hace que trasladar de forma directa el modelo británico al sistema peninsular español resulte, hoy por hoy, poco viable. La entrada de eólica marina con precios tan elevados

encarecería de forma notable el recibo de la luz en un contexto en el que el mercado mayorista se mueve en niveles históricamente bajos.

Subasta que sigue sin materializarse

El Gobierno, preguntado por este medio, ha respondido que está **pendiente del escenario internacional**, observándolo con cautela. Y es que España lleva varios años anunciando la primera subasta de eólica marina y eólica flotante, pero esta **sigue sin materializarse**. Mientras tanto, algunos promotores han optado por retirar o paralizar proyectos ante la falta de señales claras y la creciente desconfianza sobre el marco regulatorio y la rentabilidad futura de las inversiones.

Desde la Asociación Empresarial Eólica (AEE), sin embargo, llaman a la prudencia y rechazan las comparaciones directas con Reino Unido. Su director técnico, Juan de Dios López, insiste en que **se trata de "situaciones no comparables"**. "El precio al que se puede defender la eólica marina flotante depende de muchos factores: el entorno, la distancia a costa, el diseño de las instalaciones, el tamaño de los parques y el grado de madurez tecnológica", explica.

López subraya que muchos de los proyectos adjudicados en Reino Unido son parques pequeños, de entre 90 y 100 megavatios, con aerogeneradores de unos 10 MW, lo que **los sitúa más cerca de instalaciones prototipo o precomerciales que de verdaderos parques comerciales**. "El mar del Norte o el mar de Escocia no es comparable con ningún mar de España. Las condiciones de anclaje, la profundidad y la logística son completamente distintas", añade.

Donde sí podría tener sentido económico la eólica marina flotante, según la AEE, es en sistemas eléctricos aislados como Canarias. Allí, el coste de generación convencional es muy superior al de la península. "Solo el coste de generación en Canarias ya está por encima de los 230 euros por megavatio hora. Con una instalación flotante comercial de entre 200 y 250 megavatios, **los números que manejamos apuntan a un ahorro para el sistema de más de 100 millones de euros anuales, incluso del entorno de 115 millones**", señala López, teniendo en cuenta también el efecto de los créditos de carbono.

Apoyo a infraestructuras clave

La patronal recuerda además que existen precedentes internacionales con precios elevados que responden a contextos muy específicos. En Japón, por ejemplo, se ha desarrollado un parque flotante precomercial de 17 MW con un precio cercano a los 200 €/MWh, en una zona de tifones y con aerogeneradores pequeños. "No se puede comparar una instalación experimental con una aplicación comercial a gran escala", recalca el directivo.

Mientras tanto, el Gobierno español trata de apuntalar el sector apoyando infraestructuras clave, como los puertos, con ayudas públicas para preparar la cadena logística e industrial de la eólica marina. No obstante, desde la AEE insisten en que lo fundamental es lanzar de una vez las primeras subastas. "Es clave que haya una señal clara al mercado. Los proyectos traccionan la tecnología, la tecnología tracciona la logística y ahí entran los puertos. Pero **sin subastas no hay proyectos**", advierte López.

Pese a los anuncios oficiales y a una consulta pública ya realizada, el sector sigue sin entender los motivos del retraso. "No vemos ninguna razón objetiva para esta demora", concluye el director técnico de la AEE.

Reino Unido bate el récord europeo al adjudicar 8,4 GW de eólica marina

- La mayor subasta eólica marina de Europa impulsa 8,4 GW de nueva capacidad en Reino Unido para abaratar la electricidad y acelerar la transición energética.



Reino Unido bate el récord europeo al adjudicar 8,4 GW de eólica marina

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Reino Unido bate el récord europeo al adjudicar 8

<https://www.energias-renovables.com/eolica/reino-unido-bate-el-r-cord-europeo-20260115>

Manuel Moncada

Jueves, 15 enero 2026

El hito se produce en un contexto de creciente demanda energética y de presión por reducir los costes de la electricidad. Según datos oficiales publicados junto con los resultados, el precio medio acordado para la eólica marina fija se ha situado en 90,91 libras por megavatio hora, lo que equivale a 65,25 libras en precios de 2012, un 40% menos que el coste estimado de construir y operar una nueva central eléctrica de gas, calculado en 147 libras por megavatio hora.

Además del impacto energético, la subasta desbloqueará alrededor de 22.000 millones de libras en inversión privada y respaldará unos 7.000 empleos cualificados en todo el país, desde las Highlands escocesas hasta el mar Céltico. El Gobierno subraya que estos proyectos serán motores de crecimiento regional durante décadas, especialmente en zonas industriales.

Casi 8.500 MW eólicos se hacen a la mar en Reino Unido

Los **proyectos adjudicados** se distribuyen por todo el territorio británico. Entre ellos destacan **Dogger Bank South (3.000 MW entre sus dos unidades)** frente a la costa de Yorkshire, y **Norfolk Vanguard (3.090 MW suman sus seis unidades)**, en el este de Inglaterra, dos de los mayores parques eólicos marinos del mundo. En Escocia, **Berwick Bank (1.380 MW)**, en el mar del Norte, se convertirá en el mayor proyecto eólico marino planificado a escala global y supone el primer gran desarrollo escocés desde 2022. En **Gales, Awel y Môr (775 MW)** marca el regreso de nuevos contratos tras más de una década sin adjudicaciones.

Bajo estas líneas, recogemos los parques eólicos adjudicados en la subasta Contracts for Difference – Ronda 7 (AR7), a partir de los resultados oficiales publicados el 14 de enero por el Departamento de Seguridad Energética y Cero Neto del Reino Unido.

- **Awel y Môr (Fase A)**, situado en Gales, es un parque de eólica marina fija con una capacidad adjudicada de 775 MW
- **Berwick Bank (Fase B)**, en el mar del Norte frente a Escocia, corresponde a eólica marina fija en Escocia. Cuenta con una capacidad de 1.380 MW.
- **Dogger Bank South East (Unidad A)**, en aguas del mar del Norte frente a Inglaterra, es un proyecto de eólica marina fija de 1.500 MW.
- **Dogger Bank South West (Unidad A)**, también en el mar del Norte y con tecnología de eólica marina fija, suma otros 1.500 MW.
- **Norfolk Vanguard East (Unidades A, B y C)**, se localiza en East Anglia (Inglaterra). En conjunto suma 1.545 MW.
- **Norfolk Vanguard West (Unidades A, B y C)**, también en East Anglia y compuesto por las unidades A, B y C, aporta otros 1.545 MW de eólica marina fija.
- **Erebus**, en el mar Céltico frente a Gales, es un proyecto de eólica marina flotante con una capacidad de 100 MW.
- **Pentland Floating Offshore Wind Farm**, en el norte de Escocia, es otro proyecto de eólica marina flotante, con 92,5 MW adjudicados.

Al revisar la lista de proyectos queda claro que la eólica marina fija domina claramente el volumen adjudicado, mientras que la flotante -todavía más cara pero estratégica- empieza a abrirse paso como tecnología del futuro en aguas más profundas.

Eólica flotante británica

La subasta también supone un avance relevante en eólica marina flotante, una tecnología clave para el futuro del sector. Entre los proyectos seleccionados figuran **Erebus (100 MW)**, en el mar Céltico, y **Pentland (92,5 MW)**, en Escocia, respaldados por inversiones pioneras de Great British Energy y el National Wealth Fund.

El Gobierno británico contrasta estos resultados con el fracaso de la ronda anterior bajo la administración previa, en la que no se adjudicó ningún proyecto de eólica marina. Tras la recuperación iniciada en la subasta AR6, la actual ronda consolida la senda hacia el objetivo de electricidad limpia para 2030.

Menor dependencia de los combustibles fósiles

En un escenario internacional marcado por la inestabilidad de los mercados energéticos, el Ejecutivo defiende que acelerar la inversión en energía limpia de producción nacional reduce la exposición del país a la volatilidad de los combustibles fósiles. Según cifras oficiales, estos mercados han

contribuido a la mitad de las recesiones desde la década de 1970 y solo en 2025 registraron subidas de precios superiores al 15% en una semana tras tensiones en Oriente Medio.

La expansión de las renovables se suma a medidas presupuestarias recientes destinadas a aliviar el coste de la energía, que incluyen la retirada de unos 150 euros anuales de media de las facturas a partir de abril.

El **secretario de Energía, Ed Miliband**, ha calificado el resultado como "un triunfo histórico" y afirmó que el país está "recuperando el control de su soberanía energética", reduciendo la dependencia de mercados dominados por potencias exportadoras de combustibles fósiles. "La energía limpia y producida en casa es la opción correcta para bajar las facturas de forma duradera y crear miles de empleos en todo el país", asegura.

Artículos relacionados

- **España se juega su liderazgo en eólica marina flotante por el bloqueo regulatorio y la falta de planificación**
- **El mundo instaló 11 GW de eólica marina en 2024**
- **Estas son las áreas marinas donde no se pueden instalar aerogeneradores**
- **El sector eólico urge al Gobierno a que convoque la primera subasta de eólica marina**
- **¿Habrá subasta de eólica marina en 2025?**



Encavis cierra una financiación de €135 millones para una cartera renovable de 199 MW en Aragón

- La financiación de 135 millones de euros para 199 MW renovables de Encavis en Aragón ha sido proporcionada por un consorcio bancario formado por Coöperatieve...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/encavis-cierra-una-financiacion-de-135-millones-para-una-carter...>

Jueves, 15 enero 2026

15 enero 2026 0

Encavis ha completado con éxito una financiación de proyecto sin recurso por importe de 135 millones de euros para la adquisición de una cartera renovable de 199 MW en Aragón, según ha informado la propia compañía en un comunicado corporativo.

La cartera, situada en el norte de España, cerca de Zaragoza, está compuesta por tres parques eólicos con una potencia conjunta de aproximadamente **142 MW** y **dos plantas fotovoltaicas que suman 57 MW de capacidad instalada.**

De acuerdo con Encavis, la financiación ha sido proporcionada por un consorcio bancario integrado por Coöperatieve Rabobank UA, NORD/LB y Siemens Financial Services, a través de Siemens Bank. La estructura y organización de la operación ha estado a cargo del equipo interno de financiación de proyectos de la compañía.

Mario Schirru, consejero delegado de Encavis, ha destacado que esta operación refleja la confianza de las entidades financieras en el modelo de negocio del grupo. "La estrecha y confiable colaboración con Rabobank, NORD/LB y Siemens Financial Services envía una señal sólida para nuestro proyecto en Aragón. Basándonos en un enfoque probado, identificamos y adquirimos

proyectos de alta calidad y los desarrollamos junto a socios fiables mediante financiaciones sostenibles a largo plazo”, ha señalado.

Según detalla el comunicado, la financiación incluye un préstamo a plazo de 117 millones de euros con vencimiento hasta el 30 de junio de 2044, una línea de reserva para el servicio de la deuda (DSRF) de 5 millones de euros y una línea de crédito en moneda local por importe de 13 millones de euros.

Encavis, productor independiente paneuropeo de energía renovable con sede en Hamburgo, refuerza así su cartera de activos en España, consolidando su presencia en el mercado aragonés mediante una estructura de financiación a largo plazo alineada con su estrategia de crecimiento sostenible.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Últimas Noticias

15 enero 2026

Encavis consigue 135 millones para financiar la construcción de 199 MW renovables en España

- Se trata de una cartera de 199 MW compuesta por tres parques eólicos y dos solares en España y adquirida recientemente por el productor independiente.



Proyecto solar. FOTO: Encavis

<https://elperiodicodelaenergia.com/encavis-consigue-135-millones-para-financiar-la-construccion-de-199-mw-r...>

Ramón Roca

Jueves, 15 enero 2026

Se trata de una cartera de 199 MW compuesta por tres parques eólicos y dos solares en España y adquirida recientemente por el productor independiente

NORD/LB, Rabobank y Siemens Bank han anunciado una financiación combinada de 135 millones de euros para una cartera de 199 MW compuesta por tres parques eólicos y dos solares en España, adquirida por Encavis, un productor independiente de energía líder a nivel paneuropeo. Los primeros proyectos ya están operativos, mientras que el resto está previsto para el primer trimestre de 2026.

La financiación incluye una línea de crédito a plazo de 117 millones de euros con vencimiento hasta el 30 de junio de 2044, una línea de reserva para el servicio de la deuda de 5 millones de euros y una línea de crédito en moneda local de 13 millones de euros. Los bancos desempeñaron las siguientes funciones en la operación:

NORD/LB actuó como Mandated Lead Arranger, banco de cobertura y banco de cartas de crédito.

Rabobank actuó como Mandated Lead Arranger, banco de cobertura, agente de seguridad e instalaciones y banco de cartas de crédito.

Siemens Bank actuó como Mandated Lead Arranger.

Colaboración

Los tres parques eólicos constan de 24 turbinas Nordex, mientras que los dos parques solares contarán con un total de 98.000 paneles solares bifaciales montados en tierra. Una vez operativa, se espera que la cartera genere 467 GWh de electricidad limpia al año, suficiente para abastecer a 130.000 hogares.

“Nos complace continuar nuestra larga relación con Encavis apoyando el desarrollo de su nueva cartera de energía eólica y solar en España”, declaró Björn Heinemeyer, director sénior de NORD/LB. España está entrando en una fase crucial de su transición a las energías renovables, y esta cartera desempeñará un papel fundamental para ayudar al país a alcanzar sus ambiciosos objetivos en materia de energía eólica y solar, así como a acelerar la descarbonización de la economía.

"La estrecha y fiable colaboración con Rabobank, NORD/LB y Siemens Bank, así como con nuestros asesores, también representa una señal sólida para nuestro proyecto de Aragón en España. Basándonos en un enfoque de eficacia probada, identificamos y adquirimos proyectos de alta calidad y los implementamos junto con socios fiables mediante financiaciones de proyectos sostenibles a largo plazo", afirma **Mario Schirru**, CEO de Encavis. "Esto no solo subraya la solidez de nuestro modelo de negocio, sino también la gran confianza que nuestros socios depositan en nuestra empresa y en nuestra gestión de riesgos", añadió.

En el marco del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), España se ha comprometido a instalar 62 GW de energía eólica y 76 GW de energía solar para 2030. Esta cartera desempeñará un papel fundamental para contribuir a la consecución de estos ambiciosos objetivos.

Clifford Chance actuó como asesor legal del consorcio bancario en el acuerdo, mientras que Watson, Farley & Williams actuó como asesor legal de Encavis.



PROYECTOS DE MULTINACIONALES

Aragón apuesta por el hidrógeno verde con una fuerte implantación en el Bajo Aragón

La carrera por la energía limpia plantea 18 hidrogeneras y llevará a la empresa Enagás a construir una tubería que cruzará la Comunidad. Se prevé que su puesta en marcha sea en 2030

ARAGÓN. Una tierra marcada por el cierre de las centrales térmicas y la minería ha pasado a posicionarse en la actualidad como una de las regiones más punteras en el desarrollo del hidrógeno verde, con 18 hidrogeneras repartidas por la Comunidad Autónoma y una inversión conjunta que supera la cifra de 3 billones de euros.

El auge del hidrógeno verde, generado a partir de energías renovables, se traduce en una oportunidad para descarbonizar la economía y reactivar zonas industriales como el Bajo Aragón Histórico o la Comarca de Cuenca Mineras.

Además de su valor medioambiental, el despliegue de estos proyectos conlleva un fuerte impacto social para la autonomía con más de 5.000 empleos directos e indirectos que podrán generarse en los próximos años teniendo en cuenta las fases de construcción y de operación de dichos proyectos de lo que hoy en día se conoce como 'energía limpia'.

Inversiones millonarias

Caspe será epicentro de la energía verde con el proyecto denominado 'Pilar' por la empresa Alkeymia y que supondrá una inversión de 700 millones de euros, 400 millones en la construcción de las plantas en el polígono El Portal, y 300 millones en dos parques eólicos que

alimentarán parte del gasto energético. En concreto, se estima que para la fase de construcción se requerirán 1.000 trabajadores, entre las plantas y los dos parques eólicos asociados al proyecto que se situarían entre Fabara y Mequinenza, y de 60

a 80 empleados fijos, una vez puesta en marcha la actividad.

A su vez, Caspe contará con un ducto de 38,9 km de la producción Catalina para volcarla a la red troncal de país.

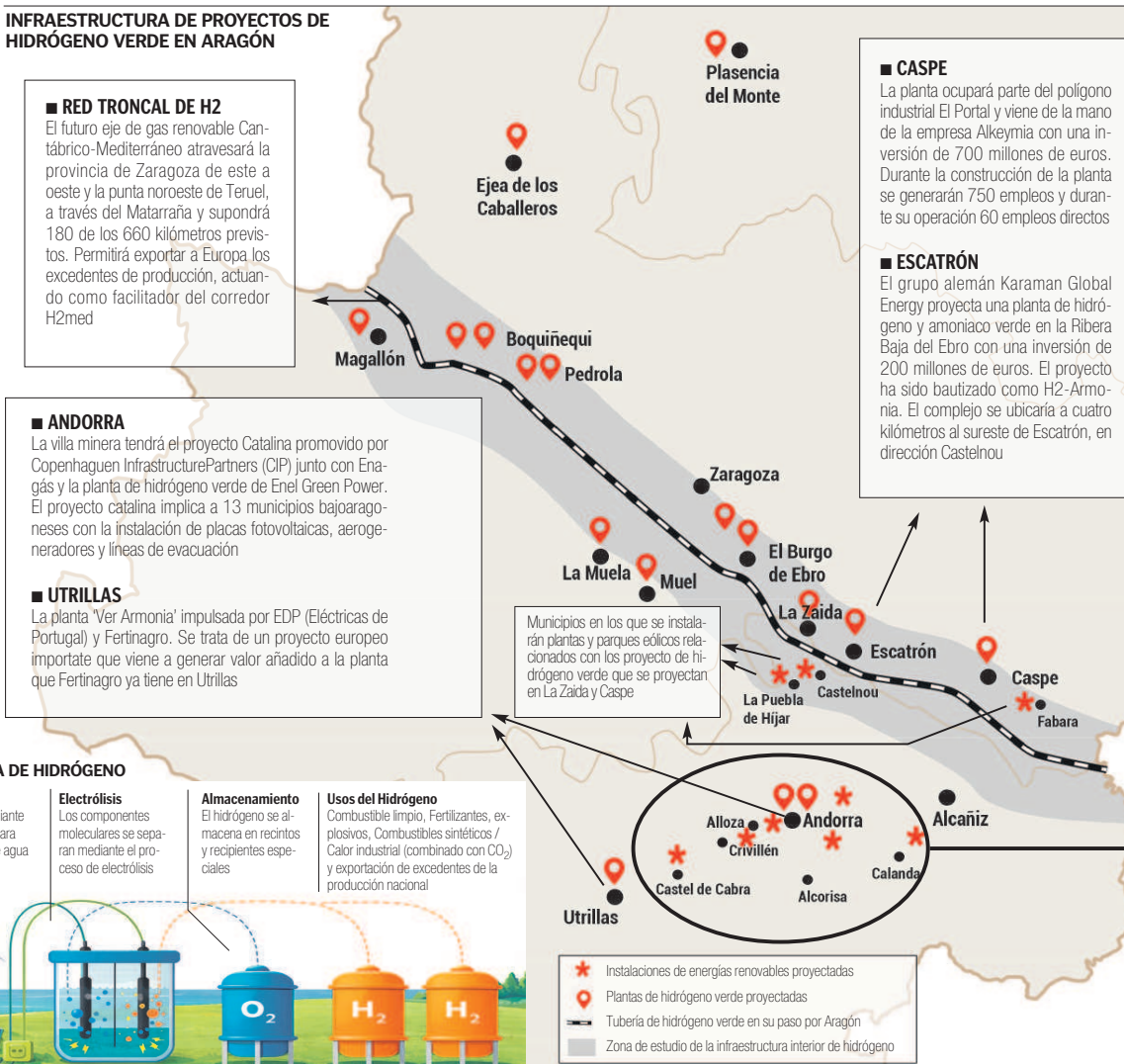
En Utrillas habrá una ac-

tuación destacada para la que se destinarán más de 117 millones de euros con sello de EDP y Tervalis. El proyecto generará 40 empleos directos a partir de 2027.

En Andorra, la villa minera cuenta con el proyecto

Catalina y la planta de hidrógeno verde de Enel Green Power, la cual forma parte del plan de Transición Justa Nudo Mudéjar. Este proyecto ya cuenta con el visto bueno urbanístico y cuyo acuerdo será trasladado al Instituto Aragonés de

INFRAESTRUCTURA DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE EN ARAGÓN





Gestión Ambiental (INAGA) para continuar con la tramitación ambiental correspondiente. Cuenta con una inversión que se aproxima a los 50 millones de euros y ocupará 2,4 hectáreas de terreno de la antigua central térmica de Andorra, un enclave considerado como Suelo Urbano Consolidado según el Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) de municipio. El proyecto contempla la instalación de una planta de generación de hidrógeno verde mediante electrólisis del agua, alimentada por energía procedente de fuentes renovables. Esta energía se suministrará desde parques eólicos y fotovoltaicos proyectados por la misma empresa promotora en las inmediaciones. En total, la empresa ha realizado un compromiso legal para dar formación a 1.300 personas, crear 4.400 empleos en la construcción de los proyectos renovables, 250 empleos en su operación y mantenimiento y generar 400 puestos de trabajo a través de los proyectos socioeconómicos asociados. Entre el 25% y el 30% de estos empleos serán para mujeres desempleadas y se priorizará la contratación de trabajadores excedentes del cierre de la central y sus auxiliares.

Zaragoza tendrá dos plantas, una de la empresa

EN CIFRAS

3698

Empleos se generarán con el proyecto Catalina de Andorra (2.874 en la fase de construcción y 824 en la de operación)

810

Empleos totales serán los que se generen la planta de Alkeymia en Caspe y Fabara durante su construcción y operación

160

Empleos se darán en el proyecto Moncayo que abarca Castelnou, La Puebla de Híjar, Sástago y Escatrón

40

Empleos directos se generarán con la planta de hidrógeno verde 'Ver Armonía' a partir de 2027 en Utrillas

18

Plantas de hidrógeno verde en proyecto producirán la llamada "energía verde" en Aragón en los próximos años

660

Kilómetros formarán la gran tubería Cantábrico-Mediterráneo que conectará Aragón con Vizcaya y Barcelona que dará servicio a las plantas aragonesas

Acciona y otra de Smartenergy con una inversión de 265 millones. Este despliegue se completa por territorio zaragozano en Ejea y en Plascencia con más de 60 millones. Muel también contará con una planta de la mano de Green Devco Energy cuyo presupuesto todavía no se ha hecho público. En Magallón está prevista otra de una inversión de 200 millones de euros y también en Pedrola y Boquiñeni que sumarán un total de 50 millones. Plascencia del Monte contará con otra instalación de más de 60 millones. Escatrón

podrá presumir de una planta de la empresa alemana Karaman Global Energy valorada en más de 200 millones.

En la Zaida, de la mano de Ignis Hidrógeno Alfa, está prevista otra planta denominada 'Moncayo', que implicará un desembolso superior a los 51 millones de euros y la generación de más de un centenar de empleos en la construcción que se convertirán en una quincena cuando la planta comience a funcionar. El último Consejo de Gobierno del ejecutivo autonómico

aprobó la declaración como Proyecto de Interés Autonómico con Interés General de Aragón (PIGA) y abarcará también a los términos municipales de la propia localidad además de los de Escatrón y Sástago en la Ribera Baja; y en el Bajo Martín, en Castelnou y La Puebla de Híjar limítrofe con La Zaida.

La gran tubería de hidrógeno
Esta apuesta por el hidrógeno verde en Aragón ha llevado a la futura construcción de una gran tubería Cantábrico-Mediterráneo, que conectará Aragón con

Vizcaya y Barcelona a lo largo de 660 kilómetros y dará servicio directo a las plantas aragonesas. El trazado atravesará 180 kilómetros del territorio autonómico, incluyendo la provincia de Zaragoza y el noroeste de Teruel a través del Matarraña.

Impulsada por Enagás, la infraestructura forma parte de la red troncal nacional reconocida como Proyecto de Interés Común Europeo, con un total de 2.600 kilómetros y un presupuesto superior a 3.310 millones de euros. El objetivo de Enagás es iniciar las obras dentro de dos años para poner en servicio esta gran tubería de hidrógeno renovable en 2030. Se trata de la mayor conducción del país hasta la fecha, con tubos de acero de hasta 32 pulgadas de diámetro, estaciones de compresión y cableado de fibra óptica para garantizar seguridad y control.

La construcción generará 18.100 puestos de trabajo durante las fases de operación y mantenimiento. En Aragón ya se ha comenzado con el proceso de consultas previas con los ayuntamientos de los municipios que se verán afectados por el trazado y en los próximos meses empezará el Plan de Participación Pública. El proyecto ha considerado la zona de Aragón por considerarlo un nodo prioritario por su posición estratégica y su alto potencial de producción, siendo uno de los territorios con más plantas proyectadas con parques eólicos y fotovoltaicos, lo que lo hace un idóneo como exportador de hidrógeno verde hacia Europa a través de la futura conexión marítima con Marsella.

Catalina, la gran promesa
El proyecto Catalina es el mayor en cuanto a cifras de inversión y empleos que se generarán tanto en la fase de construcción (1192 empleos en activos de generación) como en la fase de operación (430 empleos en hidrógeno y 394 empleos en activos de generación).

Catalina invertirá más de 2.132.000.000 euros para construir una planta de electrólisis. Por ello, producirá el hidrógeno verde mediante un electrolizador de 500 MW que se abastecerá de electri-

MUNICIPIOS RELACIONADOS CON EL PROYECTO CATALINA QUE SE BENEFICIARÁN DE PLACAS Y AEROGENERADORES

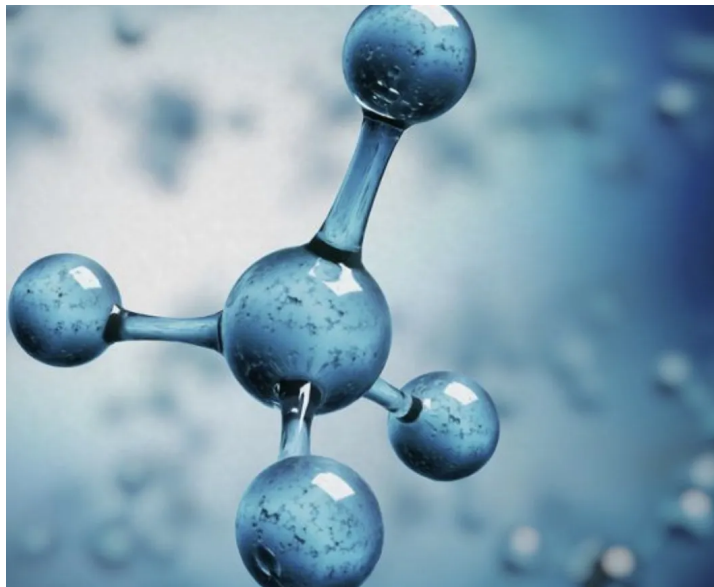


Continúa en página siguiente



Aragón acelera su apuesta por el hidrógeno verde con el proyecto Hysencia en Huesca

- La iniciativa prevé producir hasta 2.000 toneladas anuales de hidrógeno renovable y generar un fuerte impacto económico y de empleo en la provincia de Huesca.



Aragón acelera su apuesta por el hidrógeno verde con el proyecto Hysencia en Huesca

Energías Renovables [el periodismo de las energías limpias.](#)

<https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/arag-n-acelera-su-apuesta-por-el-20260115>

Manuel Moncada

Jueves, 15 enero 2026

La decisión, aprobada por el Consejo de Gobierno aragonés, reconoce la relevancia estratégica, económica, industrial y medioambiental de Hysencia y permitirá agilizar su tramitación administrativa. En la práctica, este estatus prioritario acorta plazos y reduce obstáculos para una inversión llamada a marcar un hito en la transición energética regional.

Una de las mayores plantas de hidrógeno verde de Europa

En concreto, Hysencia contempla la construcción de una planta de electrólisis del agua alimentada íntegramente por energías renovables que será alimentada con una instalación solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo sin excedentes integrada con un sistema de almacenamiento energético (BESS) diseñado para abastecer en exclusiva a la producción de hidrógeno. Según los promotores, la capacidad prevista permitirá alcanzar hasta 2.000 toneladas anuales de hidrógeno renovable.

La solidez del proyecto ha sido refrendada también a escala comunitaria, ya que Hysencia figura entre los siete proyectos adjudicatarios de la primera subasta del Banco Europeo del Hidrógeno, seleccionados entre más de 130 iniciativas presentadas en toda Europa, un aval a su viabilidad técnica y económica.

Empleo e impacto económico en Huesca

Más allá del componente tecnológico, el proyecto tendrá un impacto notable en el tejido productivo

de la provincia de Huesca. Durante la fase de construcción se prevé la creación de unos 300 empleos directos, mientras que la etapa de operación y mantenimiento generará 15 puestos de trabajo estables, cifras a las que se suman más de 600 empleos indirectos asociados a la cadena de suministro, la fabricación de equipos y los servicios auxiliares. Además, el impacto agregado sobre el PIB regional se estima entre 130 y 160 millones de euros, una inyección que contribuirá a consolidar un ecosistema industrial y tecnológico vinculado al hidrógeno renovable y a las energías limpias.

Un vector clave para la descarbonización

Desde DH2 energy subrayan que Hysencia encaja en su estrategia de impulsar el hidrógeno renovable como vector energético clave para la descarbonización de la industria, el transporte y el sistema energético en su conjunto. El proyecto se alinea con las políticas europeas y nacionales de neutralidad climática y reindustrialización sostenible y se integra en el desarrollo del Valle del Hidrógeno de Aragón.

Con esta declaración de proyecto prioritario, Aragón da un paso más en una carrera que no es solo tecnológica, sino también industrial y geopolítica. El hidrógeno verde, todavía joven y exigente, empieza a echar raíces profundas en el territorio, y Hysencia aspira a ser una de sus plantas emblemáticas.

Abu Dabi cierra su foro más importante de energías renovables con España más presente

- Abu Dabi cerró este jueves su Semana de la Sostenibilidad (ADSW) que ha tenido a Donald Trump y a China como protagonistas y a una España cada vez más presente.



El secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, en la 16ª Asamblea de la Agencia Internacional de Energías Renovables.

<https://elperiodicodelaenergia.com/abu-dabi-cierra-su-foro-mas-importante-de-energias-renovables-con-espan...>

Redacción

Jueves, 15 enero 2026

La semana pasada anunciara su intención de retirarse de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), con sede en la capital emiratí

Abu Dabi ha cerrado Semana de la Sostenibilidad (ADSW) , el primer evento energético de 2026 y el más importante de energías renovables para el país del golfo Pérsico, **que ha tenido a Donald Trump y a China como protagonistas y a una España cada vez más presente.**

Desde el pabellón del gigante de las renovables emiratí **Masdar** , que organiza este foro, los logros de la empresa en **España** se extienden y exhiben en una pantalla, aunque en el resto del recinto lo que ha destacado es el despliegue de **China** , con casi 60 compañías de las 424 registradas en la exhibición.

Pero también el nombre del presidente estadounidense ha resonado cada día, sobre todo después de que la semana pasada anunciara su intención de retirarse de la **Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)** , con sede en la capital emiratí.

Oportunidad de crecer en España en renovables

El director general de la empresa española **Saeta Yield** -desde finales de 2024 adquirida por Masdar-, **Álvaro Pérez de Lema**, aseguró a *EFE* que su cartera se centra "principalmente en la energía eólica, pero también en algunos proyectos fotovoltaicos y grandes proyectos de almacenamiento de baterías".

Y es que 2025 fue un "gran año" para Saeta, dijo, dado que ahora forma parte de un grupo que "cuenta con una excelente fuente de financiación" y que está ayudando a "ejecutar nuevos proyectos y, por tanto, a descarbonizar la economía española".

El director ejecutivo de Estrategia y Desarrollo Corporativo de Masdar, **Nikolas Meitanis**, afirmó a *EFE* que en España la empresa habla con "todos los actores importantes del sector, desde **Moeve** hasta **Repsol** , así como con Endesa, **Acciona** e **Iberdrola** , con quienes ya colabora". "Vemos oportunidades de crecimiento en la región ibérica y la estrategia no cambia".

Ante la pregunta de si **Masdar** se plantea acuerdos con empresas con las que aún no tiene alianza en España, como **Repsol** , ninguna de las fuentes consultadas quisieron hablar de un potencial acuerdo.

Meitanis apuntó que no puede confirmar que estén considerando una alianza con la petrolera española, pero "definitivamente estamos en conversaciones con todos los actores del mercado", sin querer dar más detalles.

A finales de 2024, Masdar completó la adquisición de Saeta Yield a Brookfields por un valor empresarial de 1.200 millones de euros, para establecerse en España.

Además, durante 2025, la emiratí cerró la participación del 49,99 % en una cartera de 368 millones de euros compuesta por cuatro plantas solares fotovoltaicas operativas de Enel Green Power España, filial de Endesa.

Esta transacción añadió una capacidad solar operativa de 446 megavatios (MW) a la cartera europea de la compañía, y consolidó la alianza estratégica entre ambas empresas, tras la adquisición también por parte de Masdar de una participación del 49,99% en 2 gigavatios (GW) de activos solares de Endesa en 2024.

De hecho, esta operación -por un importe aproximado de 850 millones de euros- fue una de las mayores transacciones de energía renovable en España de los últimos años, que elevó la capacidad operativa bruta total de Masdar en la península ibérica a 3,2 GW, con más de 2 GW en desarrollo.

Asimismo, Saeta cerró el pasado marzo un acuerdo de inversión para la construcción y puesta en marcha de un proyecto solar de 234 MW en Valencia, con una posible hibridación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) de 259 MW.

La ambición de Abu Dabi

Pese a ser aún uno de los mayores productores de crudo del mundo, Emiratos Árabes lleva apostando desde hace dos décadas, cuando se estableció Masdar, en energías renovables, operando desde la conciencia de que los hidrocarburos seguirán presentes en los próximos años.

Es más, el máximo responsable de Masdar -y también de la petrolera estatal **Adnoc** -, Sultán al Yaber, dijo el pasado martes durante la ceremonia de apertura de la ADSW que "en los próximos 15 años, la demanda de energía de los centros de datos se sextuplicará", sobre todo por la inteligencia artificial (IA).

Por ello, indicó que satisfacer toda esta demanda de forma "responsable, fiable y asequible implica asumir la realidad", que es que "más del 70 % de esta energía seguirá proviniendo de hidrocarburos".

Igualmente, la empresa de Abu Dabi tiene como objetivo llegar a una cartera de 100 GW para 2030 - que podrían aumentarse en algún momento, como puntualizó Meitanis-, al tiempo que Al Yaber anunció que hasta el momento ha llegado a 65 GW.

De aquí a 2030, tiene planeado movilizar entre 30.000 y 35.000 millones de dólares para esos 35 GW que le falta para llegar a esa meta, aunque, según dijeron dos máximos responsables de Masdar a *EFE*, ningún país latinoamericano forma parte ahora mismo de su mercado para esa inversión.



Aluminio, el metal circular que contribuye a la revolución de las energías renovables

- Aluminio, el metal circular que contribuye a la revolución de las energías renovables



Aluminio, el metal circular que contribuye a la revolución de las energías renovables

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Aluminio

<https://www.energias-renovables.com/panorama/aluminio-el-metal-circular-que-contribuye-a-20260115>

Energías Renovables

Jueves, 15 enero 2026

Material clave de la infraestructura renovable

El despliegue global de fotovoltaica, eólica, redes eléctricas avanzadas, almacenamiento y movilidad eléctrica está incrementando de forma significativa la demanda de aluminio. Este metal está presente en bastidores y estructuras de paneles solares, componentes de aerogeneradores, sistemas de transmisión eléctrica, carcasas de baterías y vehículos eléctricos, entre otros usos críticos.

En energía solar, el aluminio se utiliza de forma intensiva en los sistemas de montaje, bastidores de módulos, estructuras de seguimiento y componentes auxiliares, gracias a su combinación de ligereza, resistencia y resistencia a la corrosión. En eólica, participa en góndolas, componentes de torres ligeras, equipos eléctricos asociados y partes del balance de planta, ayudando a reducir peso y facilitar el montaje y el mantenimiento.

Ahorro energético y reducción de emisiones vía reciclaje

Uno de los argumentos más sólidos a favor del aluminio en un sistema energético descarbonizado es el enorme ahorro de energía cuando procede de reciclaje frente a producción primaria. La producción de aluminio reciclado requiere en torno al 5% de la energía necesaria para producir aluminio primario, lo que implica un ahorro energético aproximado del 95% por tonelada.

Ese diferencial se traduce en reducciones muy significativas de emisiones de CO₂: se estima que una tonelada de aluminio reciclado puede evitar del orden de 9-10 toneladas de CO₂ respecto al aluminio

primario, dependiendo del mix eléctrico y de la tecnología utilizada. Además, el aluminio puede reciclarse indefinidamente sin pérdida apreciable de propiedades, lo que permite mantener el material en ciclos cerrados a lo largo de múltiples generaciones de productos, desde perfiles de construcción hasta componentes de plantas renovables.

Ligereza, durabilidad y eficiencia de recursos

En aplicaciones renovables, la ligereza del aluminio permite **estructuras** más esbeltas, menor carga sobre cubiertas y cimentaciones y una logística más eficiente. Menos peso significa menor consumo energético en transporte, manipulación e instalación de aerogeneradores, grandes campos solares o estructuras para tejados industriales y residenciales.

Su elevada resistencia a la corrosión y durabilidad en condiciones ambientales adversas (humedad, niebla salina, radiación UV) alarga la vida útil de las instalaciones renovables, reduciendo la necesidad de sustituciones y trabajos de mantenimiento intensivos. Este efecto se traduce en una mejor amortización de la energía embebida de los sistemas de generación renovable y en un menor coste nivelado de la energía (LCOE) a lo largo del ciclo de vida.

Integración con la economía circular y objetivos climáticos

El aluminio encaja de forma natural en las estrategias de **economía circular** impulsadas por organismos internacionales y por la propia industria del metal. Las tasas de recuperación al final de vida en sectores maduros superan el 90-95%, y el contenido medio de aluminio reciclado en muchos productos crece constantemente, impulsado por objetivos corporativos y políticas públicas.

Para el sector renovable, esto significa que la misma masa de aluminio puede servir sucesivamente en distintas aplicaciones: de estructuras de edificación a sistemas fotovoltaicos, y posteriormente a otros usos industriales, sin perder prestaciones estructurales o de procesado. Este carácter circular reduce la demanda de materias primas vírgenes y la presión asociada sobre recursos energéticos y ambientales, contribuyendo a los objetivos de neutralidad climática a mediados de siglo.

Aluminio y descarbonización de su propia cadena de valor

Aunque la producción primaria de aluminio es muy intensiva en energía y emisiones cuando se basa en combustibles fósiles, su huella depende de forma crítica del mix eléctrico utilizado. Proyectos en curso demuestran que combinar electrólisis avanzada con electricidad renovable (hidroeléctrica, eólica, solar) permite reducir de forma drástica la intensidad de carbono del aluminio primario.

Estrategias como el aumento del contenido de chatarra posconsumo, la mejora del tratamiento de chatarra mixta y el uso de hornos y procesos de reciclaje de mayor eficiencia energética se perfilan como palancas clave para un “aluminio verde”. En paralelo, iniciativas sectoriales como los planes de acción de aluminio circular en Europa buscan garantizar que todos los productos de aluminio al final de su vida se recojan y reciclen de manera eficiente, maximizando así el potencial de ahorro de energía y emisiones asociado a este material.

Nuevas fronteras: aluminio como portador de energía

Más allá de su rol estructural y conductor, la investigación reciente ha puesto de relieve el potencial del aluminio como portador de energía renovable. Su oxidación controlada permite almacenar y liberar energía con eficiencias de ciclo competitivas respecto a otras opciones, y su carácter reciclable lo convierte en candidato a vector energético en sistemas fuertemente basados en renovables variables.

Esta línea abre posibilidades para integrar aluminio en soluciones de almacenamiento estacional y transporte de energía indirecta, complementando a vectores como el hidrógeno verde. Si se consigue descarbonizar completamente la etapa de reducción de alúmina mediante electricidad renovable y tecnologías de celdas sin carbono, el ciclo aluminio-alúmina podría constituir un componente más de la infraestructura de energía limpia de alta intensidad.

Conclusión: un metal estructural para la transición energética

La aportación del aluminio al desarrollo de las energías limpias es doble: por un lado, habilita el diseño y despliegue de infraestructuras renovables más ligeras, duraderas y eficientes; por otro, su reciclabilidad extrema y su encaje en modelos circulares permiten reducir drásticamente la energía y las emisiones asociadas a dichos sistemas. A medida que la producción de aluminio se electrifique con renovables y aumente la proporción de material reciclado, este metal pasará de ser un consumidor intensivo de energía a convertirse en uno de los grandes aliados materiales de la descarbonización global.

Asterion compromete 1.500 millones de euros para consolidar su plataforma europea de biometano ABIO - Energética 21

- La gestora española busca operar 20 plantas a finales de 2026 y expandir su presencia en cinco mercados clave combinando desarrollos propios y adquisiciones.



Asterion compromete 1.500 millones de euros para consolidar su plataforma europea de biometano ABIO.

[asterion](#) [biometano](#) [abio](#) [europa](#) [inversión](#) [gases renovables](#) [infraestructuras](#) [energía limpia](#) [economía circular](#)

<https://energetica21.com/noticia/asterion-compromete-1500-millones-euros-consolidar-plataforma-europea-bi...>

Energética 21

Jueves, 15 enero 2026

La gestora española busca operar 20 plantas a finales de 2026 y expandir su presencia en cinco mercados clave combinando desarrollos propios y adquisiciones.

La firma de gestión de inversiones en infraestructuras **Asterion Industrial Partners** ha anunciado un compromiso de inversión de **1.500 millones de euros** para impulsar el crecimiento de **ABIO** (Asterion Bioenergy), su plataforma europea dedicada al biometano. El objetivo de la operación es crear un actor paneuropeo de referencia en el sector de los gases renovables, con la meta de alcanzar las 20 instalaciones operativas antes de que finalice 2026.

La estructura financiera de la operación contempla **800 millones de euros en capital** (*equity*), divididos a partes iguales entre el fondo Asterion Industrial Infra Fund III y compromisos de coinversión de sus actuales socios. Los **700 millones restantes** provendrán de la generación de flujos de caja de la propia compañía y de financiación apalancada.

ABIO cuenta actualmente con presencia en cinco mercados estratégicos: **Iberia, Italia, Alemania, Benelux y Reino Unido** . La plataforma adapta su modelo de crecimiento a la madurez de cada región: mientras que en el centro y norte de Europa prioriza la adquisición y transformación de

activos existentes, en el sur del continente (España e Italia) se centra en el desarrollo de proyectos desde cero (*greenfield*)

Actualmente, la compañía opera seis plantas y tiene otras seis en fase de construcción. En **España y Portugal** , la actividad se canaliza a través de la filial **FiveBioenergy** , que ya construye dos plantas y prevé iniciar dos más en 2026. En **Italia** (Fiamma Verde), cuatro activos entrarán en operación ese mismo año, mientras que en mercados como **Alemania y Benelux** se avanza mediante la reconversión de plantas de generación eléctrica a biometano y la producción de Bio-LNG.

Objetivos a 2030 y economía circular

La hoja de ruta de la gestora, liderada por **Jesús Olmos** , es ambiciosa a largo plazo: aspira a gestionar una cartera de **40 plantas en 2030** , alcanzando una producción anual de **3,5 TWh** de biometano. Este volumen de energía equivaldría al consumo de más de 220.000 hogares y evitaría la emisión de 8 millones de toneladas de CO2.

El modelo industrial de ABIO se basa en la economía circular, transformando residuos agrícolas en energía limpia y subproductos como fertilizantes naturales (digestato) y CO2 biogénico para uso industrial. Según **Irene Otero-Novas** , CEO de la plataforma, el crecimiento se está ejecutando con "disciplina", combinando una cartera visible de desarrollos con compras selectivas.

Basquevolt y BCARE desarrollan el primer módulo de baterías de estado sólido para aplicaciones estacionarias - Energética 21

- El hito, enmarcado en el proyecto ASTRA-CC liderado por Iberdrola, permite integrar estas celdas en redes públicas de corriente continua garantizando mayor densidad energética y seguridad.



Basquevolt y BCARE desarrollan el primer módulo de baterías de estado sólido para aplicaciones estacionarias.

[basquevolt](#)[bcare](#)[baterías de estado sólido](#)[aplicaciones estacionarias](#)[energías renovables](#)[almacenamiento energético](#)

<https://energetica21.com/noticia/basquevolt-bcare-desarrollan-primer-modulo-baterias-estado-solido-aplicacio...>

Energética 21

Jueves, 15 enero 2026

El hito, enmarcado en el proyecto ASTRA-CC liderado por Iberdrola, permite integrar estas celdas en redes públicas de corriente continua garantizando mayor densidad energética y seguridad.

Las compañías tecnológicas **Basquevolt** y **BCARE** han completado con éxito el desarrollo e integración de las primeras celdas de estado sólido en un módulo funcional diseñado específicamente para aplicaciones estacionarias. Este avance tecnológico representa un paso decisivo para la integración eficiente de energías renovables en las redes eléctricas, reforzando el posicionamiento de la industria vasca y europea en el sector del almacenamiento energético.

El desarrollo se ha llevado a cabo dentro del proyecto de I+D **ASTRA-CC**, una iniciativa liderada por **Iberdrola** (a través de i-DE Redes Eléctricas Inteligentes) y adscrita a la convocatoria Hazitek del Gobierno Vasco. El objetivo principal ha sido validar una tecnología capaz de operar en arquitecturas de red pública de corriente continua (DC), uno de los grandes desafíos para la infraestructura eléctrica del futuro.

La solución técnica alcanzada por el consorcio destaca por las propiedades intrínsecas de la tecnología de estado sólido frente a las baterías convencionales. Según informan las compañías, el nuevo módulo ofrece una **mayor densidad energética** y una **reducción de costes** operativos, además

de elevar significativamente los estándares de seguridad. Estos factores son críticos para el despliegue masivo de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (**BESS**) necesarios para la estabilización de la red.

Durante el proceso, los equipos de ingeniería han logrado optimizar la celda de estado sólido para uso estacionario e integrarla en un módulo funcional, demostrando su viabilidad técnica para el almacenamiento a gran escala.

Nuevas aplicaciones industriales

Tras este hito, Basquevolt y BCARE han avanzado que ya trabajan en la adaptación de esta tecnología para otros entornos críticos. Entre las nuevas líneas de investigación se encuentran aplicaciones BESS para **centros de datos (data centers)** y operaciones en entornos de alta temperatura, sectores donde la seguridad y la densidad energética son requisitos indispensables.

El proyecto cuenta con el respaldo financiero del Departamento de Desarrollo Económico, Sostenibilidad y Medio Ambiente del Gobierno Vasco y del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

El Gobierno Vasco dice que el almacén de baterías en Aiara (Álava) es "fundamental"

- El Gobierno Vasco ha aprobado el informe de impacto ambiental para el almacén de baterías en Murga, Aiara (Álava), un proyecto que ve "fundamental".



Texla apuesta por las baterías con más de 900 MW en proyectos en España.

[https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-vasco-dice-que-el-almacen-de-baterias-en-aiara-alava-es-fund...](https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-vasco-dice-que-el-almacen-de-baterias-en-aiara-alava-es-fundamental)

Redacción

Jueves, 15 enero 2026

El proyecto de planta 'PB Navegantes 31' de Lemon Tree Power con una potencia instalada de 30 MW y una energía nominal de 96,7 MWh

El Gobierno Vasco ha aprobado el informe de impacto ambiental para el almacén de baterías en Murga, Aiara (Álava), un proyecto que ve "fundamental para aumentar el aprovechamiento de las energías renovables".

El Boletín Oficial del País Vasco (BOPV) publica esta resolución de impacto ambiental simplificado para el proyecto de planta 'PB Navegantes 31' de la empresa sevillana Lemon Tree Power con una potencia instalada de 30 MW y una energía nominal de 96,7 MWh, en una parcela de 9.950 metros cuadrados.

En el estudio ambiental se plantean tres alternativas, además de la no ejecución del proyecto, que descarta el Gobierno Vasco porque esto "no se alinea con la urgente necesidad de transición energética, la reducción de la dependencia exterior y la mitigación del cambio climático".

El almacén de baterías

En su resolución, el Departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad del Gobierno Vasco explica que la no realización de este proyecto "incumpliría **objetivos** clave de políticas públicas en materia energética".

En este sentido, recuerda que **España y País Vasco** tienen una "elevada dependencia energética exterior" por lo que necesitan aprovechar los recursos renovables para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero y diversificar fuentes.

La declaración de impacto ambiental simplificada desecha las ubicaciones en dos polígonos por su afección a las masas arbóreas y paisajística, y opta por una en suelo agroganadero en el municipio.

Se señala que este almacén de baterías, que tiene un presupuesto de más de 23 millones de euros, no se localiza dentro de **espacios naturales protegidos** en la Red Natura 2000, en planes de gestión de aves o quirópteros, refugios de interés, áreas críticas para especies sensibles, áreas de interés especial o zonas de protección para la alimentación de aves necrófagas.

Se identifican los posibles impactos del proyecto, como el pasisajístico, pero se reconoce que la decisión de soterrar la totalidad de la línea eléctrica elimina su impacto visual. Además se prevé la disposición de una pantalla vegetal con especies autóctonas para ocultar visualmente la planta y mejorar su integración paisajística.

La resolución establece una serie de medidas destinadas a garantizar la protección de la salud de las personas, como el control de los campos electromagnéticos, del patrimonio cultural de la zona, del suelo y las aguas, así como de gestión de los residuos generados tanto en la construcción como en el posterior funcionamiento de la planta.

Esta aprobación de la declaración de impacto ambiental abre un plazo máximo de cuatro años para la ejecución del proyecto.



El OREVE pide incluir la instalación eléctrica en la Directiva de Eficiencia Energética de Edificios (EPBD)

- El OREVE pide que se considere la instalación eléctrica en la transposición de la Directiva de Eficiencia Energética de Edificios.

Plan
Nacional de
Renovación de
Edificios



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/sector-electrico/199860/oreve-pide-instalacion-electrica-directiva-...>

C de Comunicación

Jueves, 15 enero 2026

Desde el OREVE reclaman el impulso de acciones específicas de revisión y rehabilitación de las instalaciones eléctricas, así como potenciar los beneficios que ofrecen los sistemas de automatización y control en la gestión energética de los edificios.

Compartir: [Linkedin](#) [Whatsapp](#) [Facebook](#) [Twitter](#)

La Directiva (UE) 2024/1275, de 24 de abril de 2024, relativa a la **Eficiencia Energética de los edificios (EPBD)**, se está trasponiendo a la legislación española a través de distintos reglamentos y planes, como el Plan Nacional de Renovación de Edificios (PNRE).

Durante el pasado año, el **OREVE** participó en diversas Consultas Públicas Legislativas, con el objetivo de poner en valor el papel esencial de las instalaciones eléctricas en el parque inmobiliario.

El papel de la instalación eléctrica

El artículo 3 de la Directiva EPBD establece que cada Estado miembro desarrollará un **Plan Nacional de Renovación de Edificios (PNRE)** para garantizar la renovación de sus parques nacionales de edificios residenciales y no residenciales, tanto públicos como privados, transformándolos en parques inmobiliarios con alta eficiencia energética y descarbonizados, a más tardar, en 2050.

El Ministerio de Vivienda y Agenda Urbana (MIVAU) creó la iniciativa **ARCE 2050** (Arquitectura Cero Emisiones) como herramienta principal para alcanzar la neutralidad climática en el sector de la edificación para el año 2050 y trabajar en el PNRE a través de diferentes grupos de trabajo.

“El OREVE participó activamente en el grupo de trabajo de agentes del sector de ARCE 2050, con la finalidad de reforzar el mensaje de que el PNRE constituye una oportunidad estratégica y necesaria para **acelerar la electrificación del parque de viviendas**”, defienden desde el observatorio.

En este sentido, el principal mensaje enfatizó la relevancia de la instalación eléctrica como **columna vertebral** de dicha electrificación. Además, se presentaron distintas propuestas orientadas a:

- **Impulsar acciones específicas de revisión y rehabilitación de las instalaciones eléctricas**, sobre todo en colectivos vulnerables, por razones de seguridad y adaptación a la transición energética.
- **Potenciar los beneficios que ofrecen los sistemas de automatización y control en la gestión energética de los edificios**, así como la **integración de energías renovables** como elemento clave para alcanzar los objetivos de emisiones establecidos para 2050.

Documento de posición del OREVE

Estos mensajes se reforzaron posteriormente mediante la **elaboración de un documento de posición** en respuesta a la consulta pública sobre el borrador del Plan Nacional de Renovación de edificios (PNRE), publicado por el MIVAU en noviembre 2025.

De igual modo, la entidad colaboró en las consultas relativas a la modificación del Código Técnico de la Edificación (**CTE**) y el Reglamento de Instalaciones Técnicas en Edificios (**RITE**), con el fin de adaptarlos a los requerimientos de la Directiva EPBD.

AFME contribuye activamente a la actividad del OREVE, aportando su conocimiento y realizando un seguimiento exhaustivo del proceso completo de la transposición de la Directiva EPBD para sus socios a través del Grupo Legislativo de Transición Energética. Cualquier empresa miembro de AFME interesada en participar en este Grupo Legislativo puede ponerse en contacto con José Miguel Solans (jmsolans@afme.es).

Compartir: [Linkedin](#) [Whatsapp](#) [Facebook](#) [Twitter](#)

El regulador de Portugal aboga por digitalizar la red ante el avance de las renovables en la sesión sobre el apagón

- Tras el apagón, el Gobierno de Portugal presentó un paquete de 31 medidas por valor de 400 millones de euros.



El consumo eléctrico en Portugal creció el 2,5% interanual hasta octubre.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-regulador-de-portugal-aboga-por-digitalizar-la-red-ante-el-avance-de-la...>

Redacción

Jueves, 15 enero 2026

El presidente del Consejo de Administración de la **Entidad Reguladora de los Servicios Energéticos (ERSE)** de Portugal, **Pedro Verdelho**, ha abogado por la digitalización de la red para adecuarla a un sistema basado en generación renovable, durante una audiencia en el Parlamento para hablar del apagón que afectó al país y a España el pasado 28 de abril.

Verdelho ha comparecido ante un grupo de trabajo en la unicameral Asamblea de la República (Parlamento) para hablar del fallo eléctrico y señaló que desde ERSE se ha trabajado "para crear las condiciones para la digitalización de esta red para hacerla más adecuada a un sistema **electroproductor** que está más basado en la generación renovable".

Explicó que, pese a que el problema se originó en España por "la falta de control de tensión", **las interconexiones eléctricas con el país vecino y el resto de Europa fueron determinantes para restaurar el sistema tras su caída.**

Portugal y el apagón

"**Interconectados somos más fuertes**", afirmó el responsable, quien destacó que fue todo tan rápido que no se pudo hacer nada para evitarlo.

Tras el apagón, el Gobierno de **Portugal presentó un paquete de 31 medidas por valor de 400 millones de euros**, financiado en parte con fondos europeos, que contempla incrementar la

seguridad operacional de la red, así como otras inversiones para reforzar el transporte eléctrico e impulsar el mercado de servicios de sistema basado en el almacenamiento de baterías.

Además, Portugal y España han trabajado junto con Bruselas para presionar a Francia con el fin de acelerar la ERSE con el resto de Europa.

La multinacional china Jinhong Gas abrirá en Mérida su primera planta en Europa

- La china Jinhong Gas abrirá una planta en Mérida para suministrar energía a la futura fábrica de cátodos de baterías de litio de la capital extremeña.



Instalaciones de Jinhong Gas.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-multinacional-china-jinhong-gas-abrira-en-merida-su-primera-planta-en-...>

Redacción

Jueves, 15 enero 2026

La multinacional china **Jinhong Gas** abrirá una **planta** en **Mérida** para suministrar energía a la **futura fábrica de cátodos de baterías de litio de la capital extremeña**, en lo que será el **primer proyecto en Europa** de una firma que está presente en cuatro países.

Antes de visitar este jueves una empresa en Mérida, el consejero de Economía, Empleo y Transformación Digital en funciones, **Guillermo Santamaría**, ha confirmado, a pregunta de los medios, la llegada a la ciudad de este proyecto.

Según el diario *Hoy* Jinhong Gas ha constituido una empresa en la ciudad, con un capital de 100.000 euros, para desarrollar el proyecto.

Santamaría ha señalado que viene a suministrar gas a la fábrica de cátodos y "lógicamente, además, querrá extender su negocio en **Europa** desde Extremadura", lo que ha considerado una "magnífica noticia" para la región.

El consejero ha manifestado que vienen trabajando en la reserva y compraventa de los terrenos con la multinacional china, que desea estar muy cerca de la fábrica de cátodos, y no ha desvelado más datos por confidencialidad.

La fábrica de cátodos, promovida por la también china **Hunan Yuneng International**, que se levantará en 'Espacio Mérida', obtuvo el pasado mes de diciembre la Declaración de Impacto Ambiental (DIA)

favorable.

Santamaría espera que, superado el trámite de la DIA, la empresa tenga cuanto antes la licencia de obra municipal para empezar a producir antes de finalizar el año.

Jinhong Gas

Jinhong Gas anunció en septiembre que había alcanzado "otro hito en su expansión internacional al asegurarse un importante proyecto en España" para el suministro integral de gas industrial y apoyo técnico.

"Este acuerdo supone el primer proyecto de gas in situ de Jinhong Gas en Europa. Como parte de la colaboración, Jinhong Gas invertirá en la construcción de una unidad criogénica de separación de aire de alto nivel en España", explicó en una nota de prensa.

La instalación suministrará gases industriales de gran pureza para satisfacer las necesidades de producción del cliente, al tiempo que reservará capacidad adicional para hacer frente al crecimiento futuro de la demanda.

"El proyecto también explorará el uso de energías renovables para producir 'gases verdes', contribuyendo así al esfuerzo mundial de reducción de las emisiones de carbono", explicó la multinacional.

El proyecto de España sigue el "exitoso" proyecto in situ de Jinhong Gas en Tailandia, lo que supone la segunda instalación de este tipo de la empresa en el extranjero.

"España también servirá como centro regional para Jinhong Gas en Europa, lo que permitirá a la empresa comprender mejor las necesidades del mercado local, ampliar su red de servicios y reforzar su posición como actor competitivo en el sector europeo del gas industrial.

Con este proyecto, la presencia de Jinhong Gas en el extranjero se extiende ahora a cinco países: **Singapur, Vietnam, Tailandia, Estados Unidos y España.**

Además, Santamaría ha informado de la marcha del proyecto de la gigafactoría de baterías de litio de Navalморal de la Mata (Cáceres), promovida por la empresa japonesa AESC.

Ha recordado que el proyecto inicial consiguió la **DIA favorable** , pero la empresa lo ha modificado con el tiempo.

Ahora está a la espera del proyecto modificado por la empresa para someterlo a la Declaración de Impacto Ambiental, ha señalado el consejero.

Santamaría ha destacado que trabajan en entre 30 y 35 proyectos industriales.

La producción de electricidad renovable en Europa cayó en 2025 pese al avance de la energía solar

- La producción de electricidad renovable en Europa cayó en 2025 respecto al año previo por el retroceso de la energía eólica y la hidráulica.



La producción de electricidad renovable en Europa cayó en 2025 pese al avance de la energía solar

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-produccion-de-electricidad-renovable-en-europa-cayo-en-2025-pese-a-a...>

Redacción

Jueves, 15 enero 2026

La fotovoltaica marcó un nuevo récord en un año particularmente soleado, con un avance del 13,5 % respecto a 2024, hasta los 284,5 TWh registrados, un nivel que casi triplica los 96,7 TWh de 2016

La producción de electricidad renovable en Europa cayó en 2025 respecto al año previo por el retroceso de la energía eólica y la hidráulica, y pese a que la generación solar marcó un nuevo récord, según el informe anual del mercado eléctrico europeo publicado este jueves por la consultora Montel.

La generación renovable agregada en 2025 alcanzó los 1.332,8 teravatios hora (TWh), principalmente por una menor producción eólica e hidroeléctrica, frente a los 1.375,1 TWh de 2024, según un análisis que comprende la Unión Europea y territorios no comunitarios como Reino Unido, Noruega, Suiza o los Balcanes.

La generación eólica cayó un 4,3 % en ese período, hasta 511,4 TWh, mientras que la electricidad procedente de la hidráulica bajó un 11 % hasta 427,4 TWh, sobre todo por los bajos niveles de lluvia que no consiguieron llenar los embalses, apunta el estudio.

La **fotovoltaica**, sin embargo, marcó un nuevo récord en un año particularmente soleado, con un avance del 13,5 % respecto a 2024, hasta los 284,5 TWh registrados, un nivel que casi triplica los 96,7

TWh de 2016.

"De cara al futuro, las previsiones indican que es probable que este año veamos la mayor generación solar para un primer trimestre jamás registrada", señaló el director de Montel EnAppSys, **Jean-Paul Harreman**.

No obstante, los productores de electricidad "empiezan a sufrir por unos precios capturados cada vez más bajos y por más vertidos de producción eólica, debido sobre todo a la falta de almacenamiento y a los precios negativos", agregó.

Precios negativos

En **2025** se registraron más de 500 horas de electricidad por debajo de cero euros en seis países europeos: **Suecia** (679 horas), **Países Bajos** (584), **Alemania** (573), **España** (556), **Francia** (519) y **Bélgica** (509).

Se trata de una tendencia que se vio "agravada por la creciente instalación de capacidad eólica y solar y la falta de interrumpibilidad de la demanda".

A medida que las **renovables** sustituyen a la generación convencional durante los picos solares, la demanda de generación con combustibles fósiles y de importaciones hacia el final de cada día ha ensanchado significativamente la brecha de precios entre el pico solar y el pico de la tarde-noche.

Las causas principales son la intermitencia de las renovables, que pueden crear un excedente de electricidad en días especialmente soleados o con mucho viento, y la falta de almacenamiento y flexibilidad tanto de la demanda como de activos de generación inflexible.

El fenómeno es más pronunciado en verano, cuando la demanda es menor y la producción solar mayor y además se produce la misma situación en varios países a la vez y resulta más complicado exportar el excedente de electricidad.

Harreman agregó que las opiniones en el sector "están divididas sobre si el aumento de las horas con precios negativos representa una disfunción del mercado o simplemente incentiva la flexibilidad mediante señales de precios" y pronosticó que en 2026 persistirá la situación, pues la demanda será estable y se añadirá capacidad renovable.

La demanda eléctrica, en todo caso, sigue siendo débil y registra una "caída significativa" desde 2022, con un descenso interanual del 0,3 % en 2025. La contracción de la demanda se eleva al 3,8 % respecto a 2022 y al 8,2 % en relación con 2021.

"Esta tendencia de caída de la demanda continúa pese a las previsiones de los reguladores de que aumentará en el futuro gracias a la electrificación del transporte y la calefacción, así como a la construcción de centros de datos vinculados a la inteligencia artificial", indica el análisis de Montel.

Apagón ibérico y perspectivas

El informe dedica también un apartado al gran apagón de la península ibérica del 28 de abril de 2025, cuando "un fallo en la regulación de la tensión provocó una reacción en cadena, que desconectó

subestaciones e interconectores en toda la región".

"Aunque sólo dos países (España y Portugal) se vieron afectados por el **apagón** , las tendencias que dejaron vulnerable a la red se están reproduciendo en toda Europa, y la resiliencia frente a las fluctuaciones de frecuencia y tensión se está convirtiendo en una preocupación creciente", advierte la consultora.

El informe también apunta que la primera parte de 2026 "probablemente se caracterizará por la volatilidad en los mercados de gas, impulsada por la meteorología y la agitación geopolítica, así como por un crecimiento sostenido de la solar, por la debilidad en la producción hidroeléctrica y por un aumento en el número de horas con precios negativos".

Las redes de calor y frío consolidan su avance en España en 2025 y se preparan para un salto cualitativo - Energética 21

- El sector español de las redes de calor y frío vive en 2025 un momento de expansión sostenida. Con 585 redes operativas y un crecimiento del 6,6%, la regulación emergente, las nuevas ayudas y los planes locales previstos dibujan un escenario decisivo para la eficiencia energética y la descarbonización. La Asociació...



Las redes de calor y frío consolidan su avance en España en 2025 y se preparan para un salto cualitativo.

[redes de calor y frío](#)[eficiencia energética](#)[descarbonización](#)[redes térmicas](#)[energías renovables](#)[sostenibilidad](#)

<https://energetica21.com/articulo/redes-calor-frio-consolidan-avance-espana-2025-preparan-salto-cualitativo/>

Energética 21

Jueves, 15 enero 2026

El despliegue de las redes de calor y frío en España continúa ganando impulso y consolidándose como una de las herramientas más eficaces para avanzar hacia la eficiencia energética y la descarbonización. Los datos del censo que ADHAC elabora anualmente en colaboración con el IDAE muestran que el sector ha vuelto a crecer de manera significativa: España cuenta ya con 585 redes, 36 más que el año pasado, lo que supone un incremento del 6,6%.

Este avance refleja el interés creciente de ayuntamientos, empresas energéticas y operadores locales por un modelo que combina fiabilidad técnica, uso de energías renovables y aprovechamiento de recursos térmicos que, de otro modo, se desperdiciarían.

La potencia total instalada alcanza los 1.753 MW, con 8.094 edificios conectados y 1.135 kilómetros de longitud desplegados en todo el territorio. Son cifras que evidencian una progresión constante en un sector que, además, presenta un impacto ambiental muy notable: el conjunto de redes permite reducir en un 70% el consumo de combustibles fósiles respecto a alternativas convencionales y evita 350.675 toneladas de CO₂, un argumento cada vez más determinante para las administraciones públicas y para los usuarios finales, que buscan soluciones sostenibles sin renunciar al confort térmico y a la calidad del servicio.

Este crecimiento acumulado está estrechamente vinculado a las ayudas concedidas por el IDAE en 2022, que han permitido poner en marcha numerosos proyectos que se han materializado especialmente entre 2024 y 2025. Muchas redes de biomasa, geotermia, calor residual o sistemas híbridos —así como ampliaciones de redes ya existentes— han podido ejecutarse gracias a esta línea de apoyo, cuyo impacto demuestra la eficacia de las políticas públicas cuando se orientan hacia infraestructuras de alta eficiencia y capacidad de reducción de emisiones. Por ello, el anuncio del IDAE de una nueva línea de ayudas dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) ha sido recibido por el sector como una señal muy positiva, que permitirá mantener el ritmo de proyectos y atraer inversiones adicionales a una actividad que requiere estabilidad y visión a largo plazo.

Además del impulso económico, 2025 destaca por los avances regulatorios que pueden marcar el futuro del sector.

La Subdirección General de Eficiencia Energética del MITECO ha puesto en marcha el desarrollo de un Real Decreto específico para redes de calor y frío, que ya ha pasado por el trámite de audiencia pública.

Esta futura normativa responde a una demanda histórica de ADHAC y supone un paso fundamental hacia la profesionalización, la claridad jurídica y la homogeneización de criterios en todo el país. Las redes de distrito compiten con otros sistemas energéticos que sí cuentan con marcos consolidados, por lo que disponer de una regulación propia permitirá incrementar la seguridad de los promotores, facilitar la toma de decisiones de las administraciones y aportar transparencia a los usuarios. La norma debe nacer, además, con vocación de impulsar proyectos eficientes, sostenibles y bien integrados en el entorno urbano o industrial donde se desarrollen.

Asimismo, 2025 será determinante por la inminente transposición de la Directiva Europea de Eficiencia Energética (EED) en la parte que obliga a los municipios de más de 45.000 habitantes a elaborar un plan local de calor y frío. Esta medida puede convertirse en una auténtica palanca para el crecimiento de las redes en España, ya que permitirá identificar de forma rigurosa las zonas con mayor potencial, evaluar la disponibilidad de recursos renovables o de calor residual y facilitar una planificación energética más coherente, alineada con los objetivos climáticos marcados por España en el PNIEC así como los hitos que a nivel europeo se pretenden alcanzar. Desde ADHAC consideramos que dotar a cada municipio de una visión ordenada de su sistema térmico es una condición indispensable para impulsar proyectos robustos, sostenibles y económicamente viables.

En esta evolución del sector, ADHAC continúa defendiendo principios esenciales que deben guiar la política energética española. El primero de ellos es el enfoque de “Primero, la eficiencia energética”, recogido en la normativa europea y plenamente aplicable a las redes de calor y frío, cuyo valor reside precisamente en su capacidad para optimizar recursos locales, aprovechar energías renovables y recuperar calor residual que hoy se pierde en procesos industriales o urbanos. Apostar por redes eficientes no sólo evita emisiones, sino que reduce consumos, costes operativos y dependencia del exterior, generando un modelo energético más resiliente.

Otra reivindicación clave es la declaración de utilidad pública para las redes de calor y frío. Este reconocimiento, que ya existe en otros países europeos, facilitaría significativamente los procesos

de tramitación, especialmente en lo relativo a la ocupación de suelo público, servidumbres de paso y permisos necesarios para desplegar tuberías y equipamientos. Reconocer su utilidad pública es reconocer su papel como infraestructura estratégica para la transición energética y permitir que se desarrollen con mayor agilidad, coherencia territorial y certidumbre regulatoria.

Del mismo modo, ADHAC considera necesario avanzar hacia un modelo que contemple, de forma técnica y razonada, la obligatoriedad de conexión a la red cuando esta exista y sea la opción más eficiente. Esta medida, implementada en numerosos países europeos con muy buenos resultados, evita la proliferación de soluciones individuales ineficientes, reduce el uso de combustibles fósiles y garantiza la viabilidad económica de las infraestructuras. Los beneficios para los usuarios — estabilidad de precios, reducción de emisiones, fiabilidad y menor mantenimiento— son evidentes, y su implantación debe enmarcarse siempre en criterios técnicos claros y transparentes.

A todo ello se suma una demanda transversal del sector: la simplificación administrativa. La puesta en marcha de una red de calor y frío suele enfrentarse a procesos largos y heterogéneos que involucran a múltiples administraciones. Desde ADHAC defendemos la creación de procedimientos más ágiles, homogéneos y coordinados, que reduzcan plazos, minimicen cargas administrativas y permitan a los promotores planificar inversiones con mayor seguridad. La simplificación es, en este ámbito, sinónimo de competitividad y de dinamización económica, además de una herramienta esencial para cumplir los objetivos de descarbonización en los plazos comprometidos.

El análisis de 2025 deja un mensaje claro: el sector de las redes de calor y frío ha entrado en una fase decisiva. El crecimiento registrado, las ayudas previstas, la inminencia de los planes locales y el desarrollo del nuevo marco regulatorio configuran un escenario único que España debe aprovechar. Las redes térmicas son una solución madura, eficiente y plenamente alineada con las necesidades de descarbonización del país. La oportunidad de dar un salto cualitativo está ahora sobre la mesa.

Desde ADHAC reafirmamos nuestro compromiso con un despliegue ordenado, eficiente y sostenible de estas infraestructuras, y llamamos a las administraciones a avanzar con determinación en el apoyo a un sector que puede convertirse en uno de los pilares energéticos de la España descarbonizada de 2050. Con visión, coordinación y regulación adecuada, España tiene la capacidad y el potencial para situarse entre los referentes europeos en redes de calor y frío.

Artículo escrito por:

Fco. Javier Sigüenza Hernández Secretario general Asociación de Empresas de Redes de Calor y Frío (ADHAC)

Las tecnologías termoquímicas se perfilan como tendencia clave en 2026 para avanzar hacia una economía circular descarbonizada - Energética 21

- Eurecat señala que procesos como la pirólisis y la gasificación serán determinantes para valorizar residuos complejos —plásticos no reciclables o lodos— y transformarlos en biocombustibles y biomateriales.



Las tecnologías termoquímicas se perfilan como tendencia clave en 2026 para avanzar hacia una economía circular descarbonizada.

[tecnologías termoquímicas](#)[sostenibilidad](#)[economía circular](#)[pirólisis](#)[gasificación](#)[gestión de residuos](#)

<https://energetica21.com/noticia/tecnologias-termoquimicas-perfilan-tendencia-clave-2026-avanzar-economia-...>

Energética 21

Jueves, 15 enero 2026

Eurecat señala que procesos como la pirólisis y la gasificación serán determinantes para valorizar residuos complejos —plásticos no reciclables o lodos— y transformarlos en biocombustibles y biomateriales.

El año 2026 marcará un punto de inflexión en el desarrollo de tecnologías termoquímicas aplicadas a la sostenibilidad. Según las previsiones del centro tecnológico **Eurecat**, soluciones como la pirólisis y la gasificación experimentarán avances significativos, consolidándose como herramientas fundamentales para la gestión de residuos complejos y la obtención de productos de alto valor añadido en un contexto de economía circular.

Actualmente, el sector se enfrenta al reto de minimizar la cantidad de desechos que terminan en vertedero, impulsado por unas normativas ambientales cada vez más estrictas. **Irene Jubany**, directora científica del Área de Sostenibilidad de Eurecat, explica que el objetivo es "promover tecnologías que permitan valorizar material y energía", reduciendo así el impacto ambiental de la actividad industrial y social.

Las tecnologías termoquímicas se posicionan como la solución para tratar aquellos residuos que presentan dificultades para su reciclaje mecánico tradicional, como los **plásticos no reciclables**, la

fracción resto, los lodos de depuradora o los digestatos . Mediante procesos de pirólisis y gasificación, estos desechos pueden transformarse en biocombustibles, biomateriales y gases con alto poder energético, contribuyendo directamente a la descarbonización de la economía.

Aunque estas técnicas ya están implementadas en varios países para el aprovechamiento de biomasa forestal, su aplicación en **residuos heterogéneos y complejos** sigue planteando desafíos técnicos y económicos.

Innovación para superar las barreras tecnológicas

Para hacer viable el escalado de estas soluciones, la investigación actual se centra en el desarrollo de sistemas de pretratamiento específicos para residuos heterogéneos y en la optimización de los procesos mediante el uso de **nuevos catalizadores** y diseños innovadores de reactores. Asimismo, se trabaja en la mejora de la depuración de los gases generados y en la búsqueda de aplicaciones finales para los productos obtenidos.

Según Jubany, otro factor crítico para generar procesos "robustos y seguros" será la integración de herramientas digitales de **automatización y control avanzado** . Por su parte, **Daniel Casellas** , director científico de Eurecat, destaca la importancia de anticiparse a estas tendencias tecnológicas para aportar valor al tejido industrial y adelantar soluciones a las necesidades futuras del mercado.

Masdar descarta por ahora Sudamérica como mercado para invertir en energías renovables

- Masdar descarta, por el momento, invertir en países sudamericanos dado que no ha encontrado "ninguna oportunidad tangible o considerable" para su estrategia.



Masdar descarta por ahora Sudamérica como mercado para invertir en energías renovables

<https://elperiodicodelaenergia.com/masdar-descarta-por-ahora-sudamerica-como-mercado-para-invertir-en-en...>

Redacción

Jueves, 15 enero 2026

La compañía afirma que hasta ahora", no han identificado "ninguna oportunidad tangible o considerable que se ajuste" a su estrategia y directrices de inversión

El gigante renovable emiratí Masdar descarta, por el momento, invertir en países sudamericanos dado que no ha encontrado "ninguna oportunidad tangible o considerable" para su estrategia, pese a que lo consideraban anteriormente un mercado con potencial, dijeron a *EFE* dos altos responsables de la compañía.

El director financiero de Masdar, **Mazin Khan**, señaló que, anteriormente, consideraron "Sudamérica y el mercado latinoamericano como un mercado con potencial de crecimiento", pero, "hasta ahora", no han identificado "ninguna oportunidad tangible o considerable que se ajuste" a su estrategia y directrices de inversión.

Igualmente, apuntó que mantienen "todas las opciones disponibles" y, aunque desean estar presentes en el planeta, no quieren estar "dispersos".

"Sí, queremos estar geográficamente diversificados, pero no hasta el punto de estar en múltiples mercados diferentes y dificultar la gestión. Para nosotros, la escala es muy importante para

contribuir eficazmente a nuestro objetivo de 100 gigavatios (GW), en lugar de tener unos pocos cientos de megavatios en diferentes países", afirmó.

La estrategia de Masdar

Por otro lado, el director de inversiones de la empresa emiratí, **Raphaël Barreau**, apuntó que, cuando se crece exponencialmente, "hay que ser un poco selectivo".

"Si quieres crecer, tienes que estar en países donde puedas lograrlo. Pero no se trata solo de la escala del sistema. Ese es un aspecto importante. Se trata de nuestra capacidad para entrar a gran escala. Las oportunidades dependen del número de participantes", sentenció.

Pese a que en esa región no tienen ningún proyecto, la empresa sí ha apostado por el Caribe, en concreto por San Vicente y Granadinas, Surinam, Barbados y Bahamas.

Según datos de la **Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA)**, la transición de Sudamérica hacia las energías limpias puede generar nuevas oportunidades e impulsar un progreso sostenido.

Pero, "actualmente, la región no atrae suficiente inversión para la transición energética, recibiendo 58.000 millones de dólares en 2024, lo que representa solo el 2,5% del total mundial de 2,4 billones de dólares", dijo el pasado noviembre el organismo, con sede en Abu Dabi.

Por ello, para alcanzar sus objetivos de **transición energética**, Sudamérica "necesita incrementar la inversión en proyectos y el gasto en bienes para aplicaciones de uso final hasta un promedio de 500.000 millones de dólares anuales hasta 2050".

A nivel mundial, en 2024 se añadió un récord de 582 GW de nueva capacidad de energía renovable y, por primera vez, las inversiones en energías renovables superaron las de los **combustibles fósiles**.

Sudamérica contribuyó significativamente a esta tendencia, añadiendo 23 GW de capacidad renovable y consolidando su posición como una de las regiones más competitivas en materia de costos para las energías renovables, de acuerdo con IRENA.

Menos ayudas de crisis y más inversión verde: Así reorientaron los países de la UE el gasto público en 2024

- Los Estados miembro de la Unión Europea concentraron en 2024 la mayor parte de las ayudas públicas en la transición ecológica, la energía y la innovación.



La vicepresidenta para la Transición Limpia, Justa y Competitiva de la Comisión Europea y comisaria de Competencia, Teresa Ribera.

<https://elperiodicodelaenergia.com/menos-ayudas-de-crisis-y-mas-inversion-verde-asi-reorientaron-los-paises-...>

Redacción

Jueves, 15 enero 2026

UE

Los Estados miembro de la Unión Europea concentraron en 2024 la mayor parte de las ayudas públicas en la transición ecológica, la energía y la innovación, en un contexto de reducción del **gasto total** en subvenciones y de retirada progresiva de las medidas extraordinarias adoptadas en años anteriores.

Según el Cuadro de Indicadores sobre Ayudas Estatales de 2025 publicado este jueves por la Comisión Europea, el 90% de las ayudas concedidas el año pasado se destinaron a la **protección medioambiental, la eficiencia energética, la investigación y el desarrollo, el apoyo regional y el despliegue digital**.

"Esto demuestra que los Estados miembro siguen apoyando la transición ecológica, garantizando que los beneficios de la descarbonización y la innovación digital lleguen a los hogares y a las empresas de toda Europa", ha celebrado la vicepresidenta para la Transición Limpia, Justa y Competitiva de la Comisión Europea y comisaria de Competencia, **Teresa Ribera**.

En términos presupuestarios, el gasto total en ayudas estatales se situó en 168.230 millones de euros en 2024, frente a los más de 203.000 millones del año anterior. Esta evolución refleja, según la Comisión, el progresivo repliegue de las medidas extraordinarias --las denominadas ayudas de crisis--

- adoptadas durante la pandemia y tras la invasión rusa de Ucrania, sin alterar la orientación del gasto hacia las políticas prioritarias de la UE.

En este contexto, el informe constata una transición gradual desde estas ayudas excepcionales hacia inversiones estructurales de largo alcance, orientadas a reforzar la **competitividad** y la **sostenibilidad** de la economía europea. El volumen de las ayudas de crisis se redujo así un 67% interanual, hasta los 16.330 millones de euros, concentrados casi exclusivamente en mitigar los efectos económicos de la guerra en Ucrania.

La inversión verde

Dentro de este proceso, los países del club comunitario destinaron 3.840 millones de euros a proyectos acogidos al Marco Temporal de Crisis y Transición, centrados en el **despliegue de energías renovables, la descarbonización industrial y el impulso de sectores estratégicos**.

La protección del medio ambiente y el ahorro energético volvieron a concentrar la mayor parte de los recursos, con cerca de 69.000 millones de euros, lo que representa el 45% de todas las ayudas vinculadas a prioridades europeas.

En este ámbito, la Comisión destaca un refuerzo de las políticas orientadas a la descarbonización, que absorbieron más de 30.000 millones de euros, así como de las inversiones en producción energética y modernización de infraestructuras, que superaron los 27.000 millones.

La **investigación**, el **desarrollo** y la **innovación** concentraron 14.160 millones de euros, mientras que el apoyo al desarrollo regional alcanzó los 13.420 millones. A ello se suman 2.620 millones destinados a proyectos estratégicos de interés común europeo, así como 4.590 millones para el despliegue de redes de banda ancha.

Por sectores, la **agricultura, la silvicultura y el desarrollo rural** recibieron más de 10.400 millones de euros, mientras que la pesca y la acuicultura obtuvieron algo más de 200 millones en ayudas públicas durante 2024.



Reforma a los sistemas medianos en Chile busca reducir brechas de acceso y calidad del suministro

- El Senado de Chile despachó a ley el proyecto que moderniza la regulación de los sistemas medianos de electricidad en las regiones de Los Lagos, Aysén y Maga...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energía renovable](#)

[energía renovable](#)

[energías limpias](#)

[energía fotovoltaica](#)

[energía solar](#)

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/reforma-a-los-sistemas-medanos-en-chile-busca-reducir-brecha...>

Jueves, 15 enero 2026

15 enero 2026 0

Por una amplia mayoría de **29 votos a favor y una abstención**, la Sala del Senado chileno despachó a ley el proyecto que **perfecciona la regulación de los sistemas medianos de electricidad en las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes**, con el objetivo de reducir las brechas en el acceso y la calidad del suministro eléctrico y facilitar su incorporación a la transición energética, según informó el Ministerio de Energía.

La iniciativa permitirá que estos sistemas, que abastecen a zonas alejadas y con condiciones geográficas particulares, se integren de forma efectiva al proceso de transición energética, promoviendo una mayor participación de las energías renovables no convencionales y el almacenamiento.

Tras la votación, el **biministro de Energía y de Economía, Fomento y Turismo, Álvaro García**, destacó el respaldo transversal al proyecto y subrayó su alcance regulatorio. “Valoramos la aprobación transversal de este proyecto que moderniza el marco regulatorio del sector eléctrico para los Sistemas Medianos. Hace más de 21 años que la regulación de estos sistemas no se había repensado, y este proyecto actualiza la normativa cristalizando las necesarias modificaciones que se requieren para su modernización”, señaló.

Por su parte, el **subsecretario de Energía, Luis Felipe Ramos** , afirmó que la nueva ley tendrá un impacto directo en la calidad de vida de miles de familias. "Con la aprobación de este proyecto, las medidas tarifarias que ya se aplican de Arica a Chiloé ahora se extenderán hacia el sur. Además, vamos a incentivar de manera progresiva el ingreso de energías renovables en el sistema eléctrico, incorporando a las regiones de Los Lagos, Aysén y Magallanes en el proceso de transición energética que vive el país", explicó.

Contenidos del proyecto

El proyecto de ley modifica la regulación vigente de los Sistemas Medianos, establecida en 2004 a través de la **Ley N  19.940 (Ley Corta I)** , con el objetivo de modernizarla y ajustarla al contexto actual. La nueva normativa reconoce las características propias de estos sistemas y busca que puedan integrarse eficazmente a la transición energética y a la promoción de las energías renovables no convencionales.

La iniciativa se estructura en **cuatro ejes principales** . El primero corresponde a la **definición y categorización de los sistemas medianos y aislados** , abandonando el criterio único de capacidad instalada de generación, al considerarse que no refleja adecuadamente la diversidad y especificidades de los territorios donde operan.

El segundo eje aborda la **actualización del procedimiento de planificación** , orientada a promover el desarrollo de inversiones, incorporando no solo variables de eficiencia y seguridad, sino también la integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento.

El tercer eje se centra en los **ajustes a la tarifación de los sistemas medianos** , con el fin de extender los mecanismos de equidad tarifaria existentes y favorecer el desarrollo económico de las regiones involucradas.

Finalmente, el cuarto eje está relacionado con la **participación ciudadana y el acceso abierto** , incentivando la incorporación de proyectos renovables en los Sistemas Medianos. La ley especifica el principio de acceso abierto para que las empresas transmisoras y distribuidoras permitan la conexión de nuevos proyectos mediante líneas propias o de terceros, y fomenta la inclusión de generación renovable en los planes de expansión considerados en futuras fijaciones tarifarias.

Impacto en sistemas aislados

La nueva ley también genera las condiciones para que los **109 sistemas aislados existentes en Chile** puedan transitar hacia la categoría de sistemas medianos. Esto permitirá reducir las cuentas de electricidad y acceder a las tarifas reguladas que actualmente se aplican entre Arica y Chiloé.

Según el Ministerio de Energía, esta medida beneficiará a **más de 10.000 familias** que actualmente reciben suministro eléctrico a través de sistemas aislados, mejorando la calidad del servicio y reduciendo las desigualdades territoriales en el acceso a la energía.

Comentarios

S  el primero en comentar...

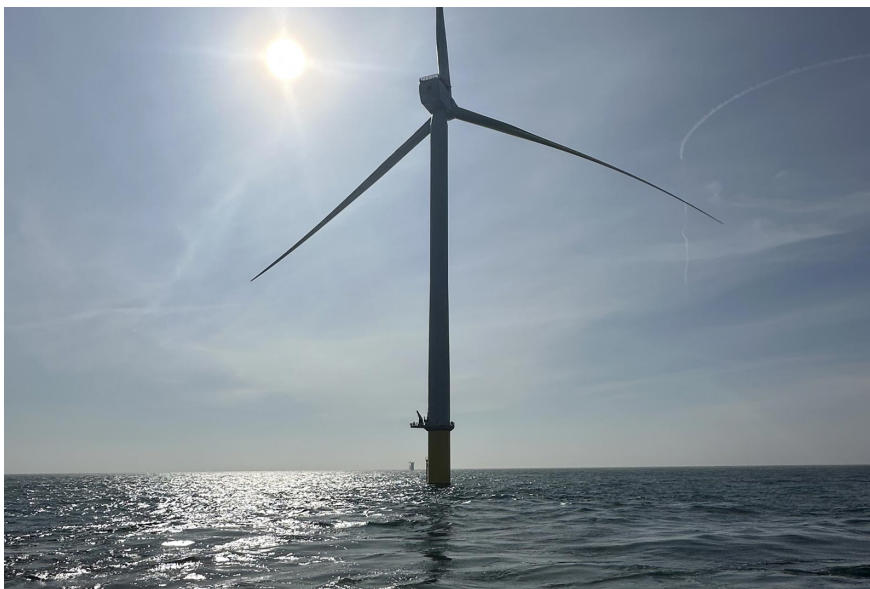
Deja tu comentario

Últimas Noticias

15 enero 2026

RWE y SSE 'cabalgan' sobre las olas del Mar del Norte

- El gobierno británico anuncio ayer los resultados de la 7ª ronda de Asignación de Contratos por Diferencia (CfD) para la energía eólica marina. RWE y SSE barrieron en la subasta.



RWE y SSE 'cabalgan' sobre las olas del Mar del Norte

<https://elperiodicodelaenergia.com/rwe-y-sse-cabalgan-sobre-las-olas-del-mar-del-norte/>

José Javier Ruiz

Jueves, 15 enero 2026

El gobierno británico anuncio ayer los resultados de la 7ª ronda de Asignación de Contratos por Diferencia (CfD) para la energía eólica marina. RWE y SSE barrieron en la subasta

Según confirmó el Departamento de Seguridad Energética y Cero Neto (DESNZ) del Reino Unido, RWE ha obtenido contratos por diferencia por 6,9 gigavatios de capacidad y SSE ha conseguido también un contrato de 20 años para 1,4 gigavatios de energía eólica marina de la Fase B de su proyecto de parque eólico Berwick.

Los inversores dieron la bienvenida a los esperados resultados de la séptima subasta con una subida del 3% en el precio de las acciones de la alemana RWE. También ayudó a la acción la decisión de vender una participación del 50% en sus proyectos eólicos marinos Norfolk Vanguard West y East a la firma americana de capital riesgo KKR, inmediatamente después de que RWE saliese vencedora en esta subasta.

Las acciones de la eléctrica SSE también lideraron las subidas del sector con un 2% a primeras horas de la sesión de ayer. Otras compañías beneficiadas por la subasta indirectamente fueron el fabricante de turbinas eólicas Vestas, cuyas acciones se dispararon un 4% a primeras horas, y el líder europeo en transporte marítimo de cimientos de parques eólicos marinos, la empresa noruega Cadeler, cuyas acciones subían un 2%.

Precios muy atractivos

En esta subasta competitiva, los proyectos Norfolk Vanguard West y East de RWE, así como sus dos proyectos Dogger Bank South, todos ubicados en el Mar del Norte británico, y su proyecto Awel y Môr, ubicado en el Mar de Irlanda, obtuvieron contratos por diferencia con un precio de ejercicio de £91,20 por megavatio hora, a precios de 2024, indexados a la inflación. Berwick Bank B recibirá el precio de ejercicio garantizado de £89,49 por megavatio hora por 1.380 megavatios de capacidad de energía renovable marina, con las mismas condiciones económicas que RWE.

Hay que tener en cuenta que RWE tenía dos de los proyectos más competitivos en cuanto a costes de construcción y mantenimiento, dados tanto su proximidad a la costa, como la profundidad del lecho marino y su contigüidad a otras concesiones. Esto le brindaba al proyecto atractivas economías de escala en cuanto a los costos de operación y mantenimiento futuros.

Los precios subastados son significativamente más altos que en la subasta anterior, dando señales a los inversores de que el Reino Unido sigue apostando por la energía eólica marina. En la anterior subasta AR6, organizada en septiembre de 2024, la energía eólica marina consiguió contratos a precios de £58,87 por megavatio hora para nuevos proyectos de Orsted e Iberdrola, y £54,23 por megavatio hora para proyectos que volvieron a pujar tras quedar fuera de la cuarta subasta (AR4).

Buenas condiciones de los contratos

Las condiciones económicas de la séptima subasta se mejoraron el pasado 23 de julio, cuando el gobierno británico aumentó el precio máximo garantizado de la energía eólica marina un 10,8%, hasta £113 por megavatio hora, frente a las £102 megavatios del año anterior. A la energía eólica flotante el precio máximo se subió un 11% hasta los £271 desde los £245 por megavatio hora anterior.

De la misma manera, el gobierno británico amplió la duración de los contratos en subasta, de 15 a 20 años, en un esfuerzo por reducir los precios que debe garantizar a los promotores de parques.

Además, los ganadores de la subasta obtendrían entre 12 y 15 meses de operación comercial sin contrato en la fase de puesta en marcha antes de que se les exigiera adoptar el contrato por diferencias acordado.

Compromisos de energía limpia para el 2030

Los resultados de la subasta confirman que el gobierno británico ha adjudicado el mínimo de nueva capacidad eólica marina planeada, los 8,4 gigavatios. Esta cantidad sigue manteniendo las dudas entre los inversores sobre la viabilidad por parte del gobierno británico de cumplir con el objetivo de energía limpia para el 2030.

Durante la segunda mitad del 2025, el gobierno había dado señales de que requeriría flexibilidad para incumplir su objetivo formal de energía renovable para el 2030, sin abandonar este objetivo formalmente, sino que estaba dispuesto a renunciar a inversiones que contribuirían a alcanzarlo, para evitar así subir la factura de la electricidad.

Para poner más presión, el gobierno contaba con un presupuesto inicial inferior al previsto, lanzando así una señal de que no se podía pujar a precios muy altos por los proyectos. Este presupuesto tenía opciones de incrementarse posteriormente, en función de las ofertas presentadas y los gigavatios finalmente adjudicados, siempre actuando en beneficio de los consumidores. El gobierno se puede dar por satisfecho en este aspecto: se han contabilizado ahorros sobre el precio máximo del entorno del 20%.

Un proyecto liderado por Iberdrola desarrolla un módulo de baterías de estado sólido para almacenamiento estacionario

- Basquevolt y Bcare han conseguido desarrollar e integrar las primeras celdas de estado sólido en un módulo para aplicaciones estacionarias, y lo han hecho en el marco del proyecto ASTRA-CC (2023–2025), liderado por Iberdrola.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/15/un-proyecto-liderado-por-iberdrola-desarrolla-un-modulo-de-baterias...>

Jueves, 15 enero 2026

Basquevolt y Bcare han conseguido desarrollar e integrar las primeras celdas de estado sólido en un módulo para aplicaciones estacionarias, y lo han hecho en el marco del proyecto ASTRA-CC (2023–2025), liderado por Iberdrola.

Pilar Sánchez Molina

Basquevolt, la iniciativa vasca de baterías de estado sólido que incluye entre sus accionistas a entidades públicas y privadas como el Gobierno Vasco, Iberdrola, CIE Automotive, Enagás, EIT InnoEnergy, el CDTI (a través de Innvierte) y CIC energigUNE, ha dado a conocer esta semana “un hito pionero el almacenamiento” llevado a cabo en colaboración con Bcare, centro tecnológico y de investigación especializado en baterías y sistemas de almacenamiento ubicado también en el País Vasco: en un comunicado anuncian que han desarrollado e integrado, por primera vez, celdas de batería de estado sólido en un módulo destinado a aplicaciones estacionarias.

Lo han hecho en el marco del proyecto de I+D ASTRA-CC, liderado por Iberdrola e integrado en la convocatoria HAZITEK del Gobierno Vasco, orientada a impulsar tecnologías estratégicas para la transición energética.

En el contexto del proyecto ASTRA-CC, Basquevolt y Bcare han sido responsables del diseño, desarrollo y validación de una celda de estado sólido específicamente optimizada para uso

estacionario, así como de su posterior integración en un módulo funcional. Este trabajo ha permitido demostrar la viabilidad técnica de la tecnología no solo a nivel de celda, sino también en configuraciones modulares, requisito esencial para su futura escalabilidad e integración en infraestructuras eléctricas. La integración del módulo se ha realizado dentro de una arquitectura de red pública en corriente continua (DC).

El proyecto ASTRA-CC (2023–2025) es una iniciativa de investigación industrial estratégica centrada en el desarrollo de tecnologías y componentes para redes eléctricas en corriente continua, con el objetivo de acelerar la integración de energías renovables y sistemas de almacenamiento. Está liderado por i-DE Redes Eléctricas Inteligentes y cuenta con la participación de entidades de la Red Vasca de Ciencia, Tecnología e Innovación, con financiación del Gobierno Vasco y de la Unión Europea a través del FEDER 2021–2027.

El pasado mes de julio, Basquevolt anunció su decisión de poner el foco de su actividad en el desarrollo y suministro de electrolitos, que actúa como conductor en las baterías. La decisión se aprobó en el Consejo de administración de la empresa, que espera comenzar la industrialización y venta de su electrolito en 2027.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Una batería de Neoen será pionera en los servicios de grid forming en la red de transmisión francesa

- En un importante proyecto de baterías, RTE y Neoen están probando una modernización de los inversores, lo que supone una novedad en los servicios de formación de redes en la red de transmisión francesa.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/15/una-bateria-de-neoen-sera-pionera-en-los-servicios-de-grid-forming-...>

Jueves, 15 enero 2026

En un importante proyecto de baterías, RTE y Neoen están probando una modernización de los inversores, lo que supone una novedad en los servicios de formación de redes en la red de transmisión francesa.

Marija Maisch

De ESS News

El desarrollador y operador de energías renovables Neoen ha firmado un contrato con el operador del sistema de transmisión francés RTE para mejorar la estabilidad de la red eléctrica francesa. Su gran batería Breizh, de 92 MW/183 MWh, actualmente en construcción, proporcionará servicios de grid forming como parte de una prueba realizada con Réseau de Transport d'Electricité (RTE) para modernizar los inversores.

La tecnología grid forming ha superado la fase experimental y ahora se está utilizando para dar soporte a sistemas eléctricos con una alta penetración de energías renovables. Sin embargo, en Francia, todas las instalaciones de almacenamiento de baterías existentes funcionan actualmente en modo grid following. Al estar diseñados como «seguidores», estos sistemas responden más lentamente y ofrecen un apoyo limitado a las fluctuaciones en el suministro y la demanda de electricidad.

A diferencia de los inversores tradicionales de seguimiento de la red, que dependen de las referencias de tensión y frecuencia de la red existente, los inversores grid forming replican activamente los comportamientos clave de los generadores síncronos, como la inercia, la regulación de frecuencia y el control de tensión, utilizando arquitecturas de control avanzadas. Esta capacidad permite que los recursos basados en inversores, como las baterías y los sistemas solares con almacenamiento, proporcionen servicios de estabilidad esenciales a la red, lo que los hace cruciales para el funcionamiento fiable de la red, con implementaciones que ya han demostrado su eficacia en proyectos reales en todo el mundo.

Para evaluar las ventajas de este enfoque, RTE y Neoen han puesto en marcha un experimento para convertir un inversor del modo grid following al modo grid forming, que se prolongará durante al menos un año. Una vez desplegada, la Breizh Big Battery se convertirá en la primera batería de Francia en ofrecer estas capacidades mejoradas.

El proyecto, ubicado en el pueblo de Pleyber-Christ, en Finisterre, será una de las baterías más grandes de Francia y la más grande de la región de Bretaña. Se espera que entre en funcionamiento durante el verano de 2026.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content



Unió de Pagesos ha presentat al·legacions a 43 projectes de parcs solars i eòlics l'any 2025

El sindicat agrari diu que està "a favor" de les renovables, però defensa que aquests han d'ocupar menys de 10 hectàrees

A. SÁNCHEZ
Lleida

Unió de Pagesos va presentar al·legacions a 43 projectes d'energies renovables el 2025, dels quals 38 corresponen a parcs solars i 5 a parcs eòlics, que en conjunt ocuparien prop de 500 hectàrees de terreny, majoritàriament agrícola. El sindicat agrari va assegurar que està a favor de les energies renovables, però va alertar que el seu desplegament no pot fer-se "a costa de perdre terres agrícoles ni d'expulsar pagesos del territori". Per aquest motiu, l'organització defensa que els parcs fotovoltaics haurien de ser molt més petits, preferentment per sota de les 10 hectàrees, situar-se en terrenys de baixa productivitat agrària i que impliquin de manera directa el territori.

En cas que s'ocupin terres productives, el sindicat exigeix l'aplicació de la Llei d'Espais Agraris, una normativa que obliga a compensar la pèrdua de producció mitjançant la millora de les finques veïnes. "Hi ha una llei que precisa que si en unes terres de secà es posen plaques, la finca adjacent s'ha de millorar perquè el que es deixa de produir en una zona es guanyi en l'altra", va afirmar el coordinador de la comissió especialitzada d'energies



FOTO_UP

Roda de premsa de representants del sindicat sobre les renovables

renovables d'Unió de Pagesos, Jaume Pedrós.

De les al·legacions presentades a 38 projectes de parcs solars, 36 corresponen a projectes que afecten 492 hectàrees d'un total de 100 projectes que han estat a informació pública tramitats per la Generalitat, i a dos tramitats per l'Estat i que suposen 115 hectàrees. Catorze dels parcs situats estan a Ponent, va especificar el sindicat. D'altra banda, Unió de Pagesos va presentar recursos d'alçada a 10 projectes de parcs fotovoltaics que s'havien autoritzat i també ha presentat al·legacions a la línia de molt alta tensió (MAT) entre Cabañera (Osca) i l'Espluga de Fran-

El sindicat diu que un 70% dels pagesos treballen en terres d'arrendament

Un dels punts que més preocupa al sector, segons va explicar ahir Unió de Pagesos, és la pressió sobre el preu de la terra. Actualment, segons dades que trasllada el sindicat, prop del 70% dels pagesos treballen en terres d'arrendament. D'aquesta manera, l'entrada de grans fons d'inversió que ofereixen preus de lloguer "inassumibles" per a l'agricultura està provocant que molts professionals hagin d'abandonar l'activitat, va alertar l'organització. És per aquest motiu que Unió de Pagesos apel·la a la participació local dels agricultors i anima la gent del territori a invertir i a formar part dels projectes.

colí, de 85 km aeris a través d'espai agrari, que afecta fins a quinze municipis de

la plana de Lleida, i a la línia entre Escatron (Osca) i la Secuita. D'aquesta mane-

ra, el sindicat insisteix que la transició energètica és necessària, però reclama que es faci amb criteris de proximitat, equilibri territorial i respecte per l'activitat agrària.

Des del 2019, Unió de Pagesos ha presentat al·legacions a 259 projectes de parcs solars, 62 recursos d'alçada, dels quals gairebé la meitat a Ponent, i vint contenciosos administratius.



Empresas & Finanzas

El Gobierno oculta su informe del impacto del cierre de la nuclear de Almaraz

El Instituto de Transición Justa ha eliminado la referencia a la planta en su plan de 2026

El Ministerio criticó la falta de previsión y de medidas en las clausuras de Zorita y Garoña

Rubén Esteller MADRID.

El Ministerio de Transición Ecológica mantiene en vilo a Extremadura. Por un lado, sigue sin aclarar si está dispuesto a prolongar la vida de la central nuclear de Almaraz y, por otro, sigue sin presentar el estudio de impacto sobre el cierre de dicha instalación y su plan de impulso económico de la zona.

El departamento que dirige Sara Aagesen encargó el año pasado al Instituto de Transición Justa que elaborase un análisis socioeconómico para evaluar el golpe económico para Extremadura del cierre de Almaraz, tal y como adelantó *elEconomista.es*, con el fin de desplegar medidas y fondos destinados a mitigar los efectos de este proceso.

Esta medida, que se incluía de manera específica dentro del plan de acción urgente recogido en la Estrategia de Transición Justa, pretendía fijar el trabajo a realizar en las zonas con cierres de mineras, térmicas de carbón o centrales nucleares, y así se incorporó al Plan de trabajo del Instituto de Transición Justa para 2025.

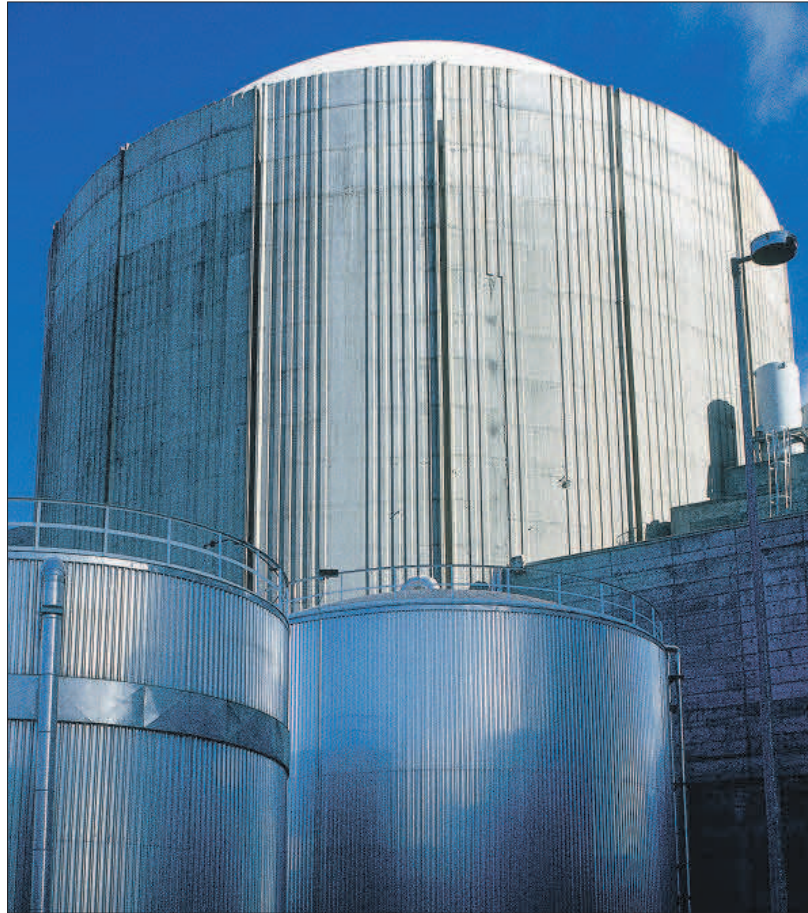
Transcurrido este año, este departamento no ha dado a conocer ningún estudio ni análisis al respecto para la zona de Extremadura y ha eliminado cualquier referencia expresa a la elaboración del mismo en su plan de trabajo para 2026, lo que se interpreta como un incremento de las probabilidades de acceder a una prórroga.

Según Transición Ecológica, el Instituto sigue trabajando en esta medida e indica que la propuesta está incluida en el plan de 2026 subsumida en un apartado sobre "la elaboración de análisis socioeconómicos por sectores donde se identifiquen los desafíos y oportunidades derivados de la descarbonización de la economía española y el papel de la transición justa" frente a la referencia explícita del plan del año anterior.

A la vez, el departamento mantiene abierta hasta el próximo 1 de febrero la consulta pública sobre la próxima Estrategia de Transición Justa que debería incluir también el desarrollo de los planes de cierre de las nucleares.

Curiosamente, en la Estrategia que está en vigor, el Gobierno carga contra los cierres llevados a cabo por el Partido Popular de la central nuclear de Garoña y de Zorita.

La Estrategia de Transición Justa admite que, aunque el cierre de



La central nuclear de Almaraz. CORDON

El CSN aprueba el plan para el desmantelamiento de El Cabil

El Pleno del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) ha informado favorablemente sobre la solicitud remitida por Enresa de la revisión del plan preliminar de desmantelamiento del centro de almacenamiento de residuos de El Cabil (Córdoba). La solicitud se ha efectuado de acuerdo con lo establecido en la disposición adicional única de la Instrucción IS-45 sobre los requisitos de seguridad durante las fases de diseño, construcción y explotación de las instalaciones nucleares y radiactivas

del ciclo del combustible nuclear, para prever su desmantelamiento y, en su caso, su desmantelamiento y cierre. En dicha instrucción se establece que las instalaciones nucleares que estén fuera del alcance del Reglamento sobre seguridad nuclear en instalaciones nucleares deberán remitir al CSN, para su apreciación favorable, el plan preliminar de desmantelamiento, en el plazo de tres años desde la publicación de la citada instrucción. El Cabil se espera que esté operativa hasta 2073.

las centrales nucleares suele estar condicionado por calendarios conocidos y pactados con antelación, esa ventaja no se ha traducido en políticas eficaces de reconversión ni de acompañamiento.

El texto afirma que esta posibilidad de anticipación "no ha sido aprovechada en España", poniendo como ejemplo los casos de Zorita y Garoña, donde el cierre o desmantelamiento se ha producido sin planes de reactivación económica ni territorial, a pesar de su impacto significativo sobre el empleo y los ingresos municipales.

El documento va más allá y hace una autocritica institucional, al señalar que disponer de una calendarización "no ha servido para desarrollar las medidas de apoyo suficientes", bien por falta de voluntad

política, por el impacto de la crisis económica o por la ausencia de compromisos firmes de las partes implicadas. Como consecuencia, se reconoce que en muchos casos se ha priorizado la negociación de prórrogas frente a la planificación de la reactivación, una estrategia que el propio texto califica implícitamente como fallida.

Esta falta de planificación previa es presentada como una de las razones por las que los cierres han tenido efectos negativos concentrados en el empleo, la actividad económica y la demografía local, especialmente en municipios altamente dependientes de las centrales. Precisamente por ese diagnóstico crítico, la Estrategia justifica la necesidad de incorporar a las nucleares al Plan de Acción Urgente, pero curiosamente el Ministerio está dejando en la misma situación a Extremadura de lo que se vivió en Burgos o en Guadalajara.

La actual Estrategia de Transición Justa prevé la puesta en marcha de Convenios en las zonas afectadas por cierres nucleares. Estos convenios deben acompañar el cierre de las instalaciones con la llegada de nuevas actividades económicas, priorizando proyectos industriales, energéticos o de innovación que generen em-

El retraso del texto se interpreta como una opción para una posible prórroga

pleo estable y arraigado al territorio. Para ello, el Gobierno prevé financiación específica, acceso preferente a ayudas públicas y, en el caso de proyectos energéticos, prioridad en el uso de infraestructuras como la capacidad de evacuación eléctrica. En el ámbito laboral, la estrategia contempla la recolocación de trabajadores en otras instalaciones o filiales de las empresas, así como el mantenimiento del empleo durante las fases de desmantelamiento. Para evitar cuellos de botella, se subraya la necesidad de planes específicos de formación profesional asegurando que exista personal cualificado suficiente en cada fase del proceso. Pese a esta previsión, el Gobierno no ha presentado ningún plan cuando apenas falta un año para el cierre oficial.



Prorrogar las nucleares ahorraría 1.400 millones al año a la industria

Los costes energéticos equivalen a una cuarta parte de sus beneficios

Sergio Guinaldo MADRID.

Con un objetivo para la industria marcado por Europa consistente en pasar del 16% actual de contribución al PIB nacional al 20%, el sector requiere de seguridad energética y de competitividad para poder desarrollarse en el país. Y para ello,

la tecnología nuclear se antoja indispensable. Tanto, que la prórroga de la vida útil de las centrales nucleares permitiría a la industria ahorrar 1.400 millones de euros anuales en su factura eléctrica. Así lo asegura la consultora Deloitte a través de un estudio técnico en el que ha analizado la localización de la industria y sus consumos, la evolución de la demanda eléctrica y los costes energéticos, entre otros aspectos.

Tal ahorro sería posible por la concatenación de cuatro factores.

Primero, porque posibilitaría reducir el precio medio anual de la electricidad en el mercado diario en 14 euros por megavatio-hora (MWh) respecto al escenario vigente, en el que los cierres de los siete reactores nucleares comenzarían a producirse de forma escalonada a partir de 2027. Segundo, porque reduciría la necesidad de recurrir a los servicios de ajuste, especialmente demandados por el sistema eléctrico tras el episodio del apagón. Tercero, porque con-

tribuiría a una posible volatilidad de precios, como ya sucedió en la crisis de 2022, cuando —de acuerdo con los cálculos de Deloitte— la nuclear evitó 5.000 millones de euros en costes adicionales. Y cuarto, porque otorgaría el tiempo necesario para el despliegue del almacenamiento, dado que se da por hecho que los objetivos fijados por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) para 2030 no se van a cumplir, logrando además un menor *capex* por las mejoras

tecnológicas que se produzcan en este margen de tiempo.

En clave de seguridad, la localización de las centrales y su tipo de producción, sostenido durante las 24 horas del día, dotaría a las zonas más industrializadas de una mayor estabilidad eléctrica.

De forma complementaria, el documento estima que el mantenimiento de las centrales evitaría la emisión de 14 millones de toneladas de dióxido de carbono anuales en 2035.



La vicepresidenta tercera y ministra de Transición Ecológica, Sara Aagesen (centro), ayer en el Senado. SERGIO PÉREZ / EFE

Las eléctricas presionan para auditar el sobre coste del escudo antiapagón

El sector calcula que el golpe para el consumidor duplica la estimación de Red Eléctrica

PAULA MARÍA MADRID

Más de ocho meses después del apagón, el sistema eléctrico español sigue funcionando bajo la llamada «operación reforzada». El mecanismo que Red Eléctrica, el operador del sistema, introdujo como respuesta temporal para prevenir otro incidente, perdura en 2026 y, por ahora, no está previsto que esto cambie. Ese modo seguro conlleva un sobre coste para los consumidores. ¿De cuánto? Esa es la cuestión. La estimación de las eléctricas dobla la que en su momento trasladó el operador. El baile de cifras eleva la presión sobre la CNMC, responsable de velar por el interés del consumidor eléctrico.

Red Eléctrica estima que, de mayo a noviembre, la operación reforzada supuso un coste extra de 486 millones de euros. En el mes de noviembre, el coste para un consumidor adscrito al mercado regulado o PVP, fue de 4 céntimos al día.

Eléctricas e industria lo cifran en más del doble. Solo entre mayo y octubre, calculan que la variación de la partida de servicios de ajuste —actuaciones que lleva a cabo Red Eléctrica para garantizar el equilibrio total entre oferta y demanda— se situó en torno a los 950 millones frente a los valores de 2024. Consultoras especializadas en energía prevén que exten-

der este escudo durante un año entero supondría un coste de entre 1.500 y 2.000 millones de euros.

Desde el frente empresarial han empezado a reclamar la intervención de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para aclarar esta guerra de cifras. El debate es doble. Por un lado, las eléctricas cuestionan el respaldo jurídico de ese modo reforzado, pues denuncian que no es una herramienta recogida en la regulación. Por otro, la industria y también el sector eléctrico están presionando para trasladar el 'efecto apagón' a los peajes eléctricos, una de las partidas reguladas del recibo.

El coste de la operación reforzada, que desde octubre la CNMC ha prorrogado por periodos de 15 días, se dispara en los meses de mayor desequilibrio (otoño y primavera), cuando la baja demanda y la alta entrada de renovables elevan la inestabilidad. Desde el 28 de abril, ese cóctel ha empujado a Red Eléctrica a aumentar la generación con gas y limitar las renovables, más baratas.

Lo cierto es que la CNMC ya está supervisando semanalmente el impacto en la factura. Según una fuente próxima al organismo, cada lunes reciben un reporte del operador y «la comunicación es fluida». En los últimos meses, el impacto en la factura

REPSOL

GIRO BURSÁTIL. La acción de Repsol presionó ayer a la baja a la bolsa de Madrid. La empresa cerró la jornada con un descenso del 6,3% tras varios días al alza. El cambio se enmarcó en la relajación de las tensiones entre Washington y Teherán, después de que Donald Trump afirmase que «las muertes en Irán han parado». El riesgo geopolítico sobre el estrecho de Ormuz, del que depende el 20% del consumo mundial de crudo, impulsó en días previos el precio del Brent por encima de los 65 dólares, un acicate para la cotización de Repsol y otras grandes petroleras. Ayer, sin embargo, el Brent cedía más de un 4%, arrastrando a las *big oil* europeas. Repsol publicó el miércoles sus cifras de producción del cuarto trimestre de 2025, un 4% menores a las del año previo, lo que agravó su desplome bursátil.

ha bajado por el efecto estacional. Pero, de cara a marzo, pronostica un «potente incremento».

«Empezó como algo excepcional, pero va a mantenerse indefinidamente, al menos, hasta que los nuevos mecanismos de control de tensión se implementen completamente», explica. La prioridad sigue siendo la misma: evitar otro apagón.

El extra del modo seguro se ha venido incorporando al coste de la energía. Trasladarlo a peajes supondría redistribuirlo entre los distintos tipos de consumidores. Algunos pagarían más que hasta ahora y otros, como la gran industria, pagarían menos. «Son distintas formas de socializar un coste que, en cualquier caso, seguirá repercutiendo en el recibo».

Preguntadas sobre una eventual auditoría, fuentes oficiales del supervisor indican que «la CNMC no realiza comentarios sobre trabajos en curso o potenciales ni sobre estimaciones de costes no validadas, hasta que exista información consolidada».

«Es lógico que el consumidor quiera saber qué paga con sus recibos. Hay información suficiente para hacer una auditoría del modo reforzado y sería pertinente un ejercicio para ver cómo puede respaldarse desde la regulación», defiende una segunda fuente del entorno de la Comisión.



Las eléctricas exploran vías para llevar a los tribunales la retribución por sus redes

- Argumentan que la retribución fijada por Competencia es insuficiente para responder a las necesidades energéticas
- Tienen a su favor los votos en contra de algunos consejeros de la CNMC, así como el informe del Consejo de Estado

RAÚL MASA



El futuro energético de España se dibuja en estos momentos. Las decisiones que se tomen serán clave para el desarrollo económico del país. Por eso, las infraestructuras eléctricas son esenciales. Y también los son para los balances financieros de las grandes compañías. En este contexto, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) hizo públicas las normas de retribución de las redes. Las empresas no quedaron satisfechas, y llevan un tiempo analizando cómo llevar la situación a los tribunales. Algo que no es sencillo, y que tiene múltiples variables.

Competencia publicó en diciembre las circulares sobre cómo se establece la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución de energía eléctrica, así como la propia tasa financiera que cobran por ello. Es decir, el dinero que reciben las empresas –y cómo lo hacen– por invertir. Su aplicación empezó el pasado 1 de enero. Desde ese momento, Iberdrola, Endesa y Naturgy estudian cómo conseguir revertir la situación.

Las principales distribuidoras eléctricas –y las que más dinero se juegan– han utilizado como parapeto que esta retribución financiera, así como la metodología para establecer su contraprestación por invertir en infraestructura, es clave para el futuro económico del país. Bajo ese paraguas, estiman que ambas cuestiones realizadas por la CNMC son mejorables, y trabajan para que se modifiquen. Pero el camino no está siendo tan sencillo, pese a contar con varios factores a favor.

Según ha podido conocer ABC en fuentes del sector energético, por el momento se está digiriendo todo y, de igual modo, se trabaja en paralelo con Competencia para pulir algunas cuestiones que se pueden hacer de manera ágil entre ambas partes.

No obstante, por ahora no se han encontrado grandes cuestiones donde hin-

car el diente, más allá de que no ha sido todo favorable a sus intenciones iniciales. De este modo, tal y como ha podido saber este periódico, una de las opciones que se guardan bajo la manga sería recurrir las liquidaciones mensuales del sector que maneja la CNMC –sobre el dinero que maneja el sistema eléctrico–, y que no es incompatible con recurrir las circulares a los tribunales.

En sentido, disponen de dos meses desde la publicación en el BOE –pasado 1 de enero– para elevar la cuestión a la Audiencia Nacional. Esta situación no será inminente porque encuentran menos grietas de las previstas.

Lo que tienen a favor

Por el momento, las eléctricas cuentan con varios puntos a su favor. El primero fue el informe que elaboró el Consejo de Estado contrario a las circulares de la CNMC. Pero no es lo único. El vicepresidente de Competencia, Ángel García Castillejo, hizo público su voto en contra a la metodología, y fue demoleedor. Algo que ofrece más argumentos a las empresas.

Este voto en contra supone un espaldarazo para los intereses de las compañías ante los potenciales recursos legales que puedan presentar. De hecho, precisamente esta cuestión la destacó García

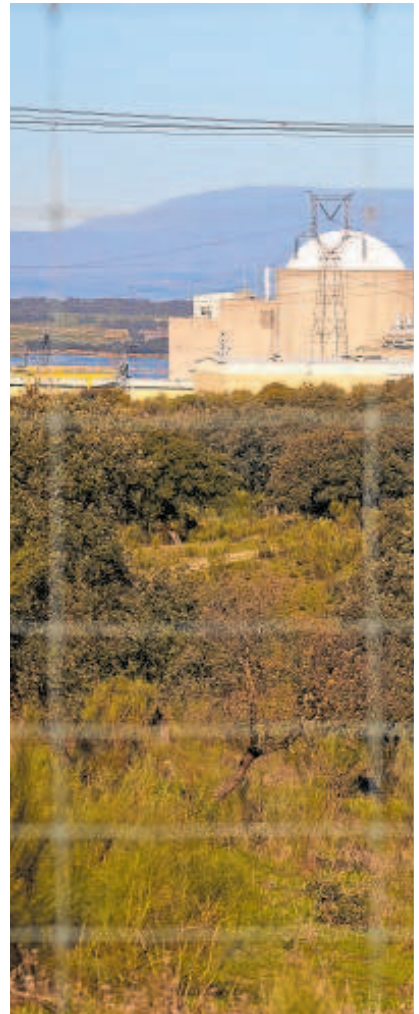
Castillejo. Explicó en su voto particular que «la no consideración de propuestas alternativas a la presentada por la Presidencia, alineadas con las consideraciones de legalidad contenidas en el dictamen del Consejo de Estado y que hubieran ofrecido un marco regulatorio para el próximo periodo de seis años 2026-2031 de mayor estabilidad y seguridad jurídica, minimizando los riesgos de nulidad o anulabilidad de las disposiciones contenidas en la propuesta». Esto quiere decir que, tal y como se han desarrollado los hechos, se abre la puerta a que las potenciales reclamaciones salgan adelante.

Preocupación sectorial

Las eléctricas han sabido mezclar intereses particulares, puesto que sus negocios regulados –como las redes– cada vez tienen más peso en sus balances, con el hecho de que efectivamente se necesita mejorar el entramado energético. Así, diferentes sectores llevan meses remando a favor de esta causa.

La industria, sobre todo aquellas que tienen gran consumo energético, sostiene que sigue habiendo empresas que solicitan puntos de acceso a la red, pero que terminan siendo denegados, y eso se debe a que se necesitaría más infraestructura. Muchas compañías, las que técnicamente pueden, quieren transformar sus procesos de calor y pasar del gas a la electricidad. Para eso necesitan consumir más; pero ahora mismo se están encontrando con un muro.

Aunque en materia de consumo y necesidades, quien más preocupado está es el sector de los centros de datos. Lamentan que las peores regiones en materia de conexión a las red son, precisamente, aquellas que tienen más demanda. Otro sector afectado, aunque no de



carácter industrial –pero sí muy demandante de energía–, es el del ladrillo. Estiman que la electrificación no puede ser un problema adicional en el acceso a la vivienda, teniendo en cuenta los que surgen por la propia naturaleza de esta situación. La clave es que muchas promociones empiezan a tener problemas a la hora de conectarse por los permisos de acceso. Y esto mete más presión sobre las distribuidoras.

LEY EN SEIS MESES

El Supremo obliga al Gobierno a pagar a los repartidores de butano

R. MASA MADRID

El sector del butano sigue vivo, y a nivel regulatorio está de plena actualidad. Tanto, que el Tribunal Supremo ha dado la razón a Disa, y obliga al Ministerio para la Transición Ecológica a que elabore una normativa para una correcta retribución a los repartidores de butano.

La sentencia, avanzada por 'El Confidencial', y a la que ha tenido acceso este periódico, estima una disposi-

ción en la que «obliga al referido departamento ministerial a actualizar, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, del gas licuado del petróleo (GLP) para envases con carga igual o superior a 8 e inferior a 20 kilogramos». Según consta en el fallo, se ha estimado el recurso contencioso-administrativo in-

terpuesto por Disa. Por ello, se ha condenado a la Administración a que en el plazo de seis meses deba tramitarse la norma reglamentaria.

Es decir, la sentencia concluye que esta actividad –llevar el butano a casa– debe estar recompensada por parte del Gobierno, y que se debe hacer en disposición de la regulación que se fijó en su momento.

El uso del butano como fuente de energía ha disminuido en las últimas décadas: se ha pasado de 1,5 millones de toneladas envasadas en 2003 a poco más de 700.000 en 2023. A esto se suman las instalaciones de gas natural, que se han convertido en el estándar doméstico, así como las vitrocerámicas eléctricas en la cocina.



Según datos de un reciente informe de EY, la demanda eléctrica nacional podría aumentar entre un 33% y un 54% para 2030, situándose entre 305,8 y 360,8 TWh, muy alineado con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec). Para 2035, el crecimiento acumulado podría alcanzar entre un 64% y un 105%, con un rango de hasta 479,8 TWh. En paralelo, se prevé un aumento de la potencia instalada de hasta 312 GW, con un papel destacado del sector industrial y los nuevos polos de demanda energética.

Esta situación pone de relieve la importancia del desarrollo de las redes y, precisamente, los problemas que está habiendo para acceder a ella. Así, el informe subraya que, si se eliminan las barreras para la electrificación industrial –especialmente en procesos térmicos por debajo de 400 °C–, se podrían superar los objetivos de reducción de emisiones del Pniec, alcanzando reducciones de CO₂ superiores al 30%. Además, estima que los nuevos vectores, como la movilidad eléctrica, los centros de datos o los puertos electrificados, representarán más del 35% del incremento total de la demanda a 2035.



La cogeneración pide a Aagesen corregir fallos en su retribución

La CNMC detecta que Transición Ecológica tuvo errores de cálculo

S. Guinaldo MADRID.

La Asociación Española Cogeneración (Acogen) insiste al Ministerio para la Transición Ecológica (Miteco) que corrija los parámetros retributivos del periodo 2026-2031, al incluir un recorte de más de 250 millones de euros anuales que equivaldría a “una sentencia de muerte del sector cogenerador en el medio plazo”.

En esta ocasión, lo hace amparado en un informe publicado por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en el que el regulador, al revisar la propuesta ministerial, detecta una falta de justificación en cambios relevantes y detecta errores de cálculo,

La orden retributiva debe publicarse en el BOE antes del próximo 28 de febrero

culo, en línea con las alegaciones presentadas por las industrias cogeneradoras.

Según advirtió la asociación el pasado mes de noviembre, la propuesta del Miteco afecta al reconocimiento de los costes de CO2 en la retribución regulada de la cogeneración, teniendo un impacto directo superior a los 250 millones de euros anuales. Ya entonces consideró que dicho recorte era “injusto, económicamente inviable y contrario al marco regulatorio vigente”.

En base a sus análisis y a la revisión publicada por la CNMC, Acogen advierte a Transición Ecológica que, de mantener el recorte, la asociación acudirá al Tribunal Supremo.



Telefónica presenta un sistema de conexión para empresas a prueba de apagones

Titán Connect asegura las telecomunicaciones durante 24 horas ante cortes de suministro

Está dirigido a entidades y Administraciones

RAMÓN MUÑOZ
MADRID

Telefónica ha puesto en marcha una infraestructura de servicios denominada Titán Connect, orientada a garantizar la operatividad de las comunicaciones en empresas y organismos públicos dentro del territorio español. Este sistema integra diversas tecnologías de red, almacenamiento y seguridad con el objetivo de evitar la interrupción de la actividad técnica ante incidentes en las infraestructuras convencionales o situaciones de saturación de tráfico.

El proyecto articula tecnologías de conectividad móvil 5G Stand Alone (SA), redes de fibra óptica, comunicaciones satelitales y sistemas de computación en la nube (cloud) y en el extremo (edge). La integración de estos recursos se complementa con herramientas de monitorización, procesos de automatización y sistemas de respaldo de suministro eléctrico, gestionados mediante una supervisión continua durante las 24 horas del día.

La implementación de este conjunto de soluciones está dirigida a organizaciones cuya actividad no permite periodos de inactividad. Entre los sectores identificados se encuentran las Administraciones públicas, las entidades financieras, las compañías de transporte y energía, el sector del comercio minorista (retail), la industria manufacturera y los centros sanitarios u hospitales.

La base de este sistema se apoya en la infraestructura de fibra óptica y red móvil ya existente en España. Según los datos técnicos facilitados por la compañía, la red de fibra alcanza actualmente una cobertura del 93,5% del territorio nacional, mientras que la tecnología 5G SA está disponible en el



Antena de 5G de Telefónica. CEDIDA POR LA EMPRESA

95% del país. Titán Connect utiliza estas redes como canal principal de transmisión de voz y datos, incorporando la conexión por satélite como sistema de respaldo en ubicaciones donde la infraestructura terrestre no tiene presencia o ha sufrido daños.

Burbujas tácticas 5G

Como elemento adicional para situaciones de movilidad o emergencias, se incluyen las denominadas burbujas tácticas 5G. Estos dispositivos consisten en estaciones base transportables que crean una red local para conectar sensores, plataformas y sistemas de comunicación de forma inmediata en un área específica. Este recurso técnico se deriva de las configuraciones utilizadas previamente en entornos de seguridad pública y comunicaciones críticas, siendo ahora adaptado

Articula tecnologías de conectividad móvil 5G Stand Alone

Se apoya en la infraestructura de fibra óptica y red móvil ya existente en España

para su uso en el sector civil y empresarial.

Un factor determinante en la continuidad de las comunicaciones es la disponibilidad de energía eléctrica. La propuesta técnica contempla la instalación de sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI), paneles fotovoltaicos y grupos electrógenos en los nodos críticos de las empresas. Estas medidas tienen como finalidad mantener los equipos de red operativos ante cortes en el suministro de la red eléctrica general, permitiendo una autonomía que puede escalarse según las necesidades de consumo de cada instalación.

En el ámbito del procesamiento y almacenamiento de información, el sistema integra capacidades de *disaster recovery as a service* (DRaaS). Esta tecnología permite generar réplicas de los datos y sistemas operativos en servidores remotos para su recuperación en caso de pérdida de información en los servidores locales. Asimismo, se emplea la computación de borde (edge computing) para procesar los datos en puntos cercanos a donde se generan. Esta configuración técnica reduce el tiempo de respuesta en aplicaciones que requieren una ejecución inmediata, como los sistemas de control industrial, la telemedicina o los protocolos de conducción autónoma.



Iberdrola capta 175 millones del BEI

Expansión. Madrid

El grupo energético Iberdrola ha firmado un préstamo verde de 175 millones de euros con el Banco Europeo de Inversiones (BEI) para apoyar la construcción de dos nuevos parques eólicos que se integrarán en el complejo hidroeléctrico de almacenamiento por bombeo del Tâmega, en el norte de Portugal, informaron ayer las dos entidades.

El nuevo préstamo del BEI está respaldado por una garantía de la agencia española de crédito a la exportación

Cesce. Una vez que estén operativos, los nuevos parques eólicos proporcionarán energía limpia a más de 400.000 personas.

En concreto, estas instalaciones tendrán una capacidad combinada de 274 megavatios (MW) y se integrarán en el citado complejo hidroeléctrico de almacenamiento por bombeo de Iberdrola.

Este será el primer proyecto con una conexión híbrida entre almacenamiento por bombeo y energía eólica en Portugal.



El BEI concede un préstamo verde de 175 millones a Iberdrola para construir dos nuevos parques eólicos en Portugal

- El Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha firmado un préstamo verde de 175 millones de euros con Iberdrola para apoyar la construcción y operación de dos nuev...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/eolico/el-bei-concede-un-prestamo-verde-de-175-millones-a-iberdrola-para-c...>

Jueves, 15 enero 2026

15 enero 2026 0

El **Banco Europeo de Inversiones (BEI)** ha firmado un **préstamo verde de 175 millones de euros** con **Iberdrola** para apoyar la construcción y operación de dos nuevos parques eólicos en el norte de Portugal, con una capacidad combinada de **274 MW** . Las instalaciones se integrarán en el **complejo hidroeléctrico de bombeo Tâmega** de Iberdrola, también conocido como la "gigabatería del Tâmega", siendo el **primer proyecto con conexión híbrida entre energía eólica y bombeo hidroeléctrico en Portugal** . Una vez operativos, los parques eólicos suministrarán **energía limpia a más de 400.000 personas** .

El préstamo cuenta con la **garantía de apoyo a proyectos verdes proporcionada por Cesce** , la agencia española de crédito a la exportación. Esta es la segunda operación financiada por el BEI con el respaldo de Cesce para Iberdrola, que apoya proyectos verdes liderados por empresas españolas fuera de España. La primera operación fue el **parque eólico marino Windanker** , actualmente en construcción en el mar Báltico alemán.

Un gran complejo de hibridación energética para el norte de Portugal

El proyecto, denominado **Hibridación Eólica del Tâmega** , ya ha completado la instalación de su primer aerogenerador. Construirá y conectará los dos nuevos parques eólicos con **tres centrales hidroeléctricas existentes** del complejo de bombeo Tâmega— **Gouvães, Daivões y Alto Tâmega** — situado sobre el río Tâmega, cerca de Oporto. La hibridación permite que la energía eólica e hidroeléctrica compartan **infraestructura de conexión a la red eléctrica** , optimizando la integración de renovables, minimizando el impacto ambiental y maximizando el uso de la infraestructura existente. Este enfoque refuerza al **Sistema Tâmega** como eje central de la electrificación en Portugal.

El proyecto incrementará la cuota de energía limpia en las redes y apoyará directamente los **objetivos europeos y nacionales de reducción de emisiones de carbono** , disminución de la dependencia de combustibles fósiles y cumplimiento de objetivos climáticos ambiciosos. La Hibridación Eólica del Tâmega contribuye a los **objetivos de acción climática del Grupo BEI** , establecidos en la **Hoja de Ruta Estratégica 2024–2027** y la **Fase 2 de la Hoja de Ruta del Banco del Clima (2026–2030)** , así como al plan **REPowerEU** , destinado a aumentar la seguridad energética y acelerar la transición energética en la Unión Europea.

Ubicada en la región norte de Portugal, considerada una región de cohesión, la inversión promueve también la **cohesión económica, social y territorial** , una de las ocho prioridades estratégicas del Grupo BEI.

“Con esta nueva financiación, el BEI contribuye a la seguridad energética en Portugal al impulsar sinergias entre tecnologías limpias”, declaró **Jean-Christophe Laloux** , director general de Financiación y Asesoramiento del BEI en la Unión Europea. “Al combinar la energía eólica y la hidroeléctrica, el complejo del Tâmega aumentará la producción de energía limpia y maximizará el uso de la infraestructura existente en beneficio de los consumidores portugueses y las economías locales”.

Beatriz Reguero , directora del área de Cuentas del Estado en **Cesce** , afirmó: “En Cesce nos enorgullece apoyar a las empresas líderes españolas en su impulso a la transición energética en Europa. El complejo hidroeléctrico del Tâmega demuestra cómo las colaboraciones a largo plazo con instituciones como el BEI y Cesce pueden canalizar la innovación y la inversión sostenible hacia proyectos que impulsan el crecimiento económico y el desarrollo de las energías renovables”.

José Sainz Armada , director financiero, de Control y Desarrollo Corporativo de Iberdrola, señaló: “Esta operación con el BEI y la garantía de Cesce refuerza nuestra estrategia de financiación y confirma nuestra capacidad para impulsar proyectos estratégicos clave en la Península Ibérica y en toda Europa, mejorando la seguridad energética y la competitividad a través de la electrificación”.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Últimas Noticias

15 enero 2026

El BEI e Iberdrola firman un préstamo verde de 175 millones de euros para dos parques eólicos en Portugal

- El BEI ha firmado con Iberdrola un préstamo verde por valor de 175 millones, para la construcción y explotación de dos nuevos parques eólicos en Portugal.



Primer aerogenerador del complejo hidroeléctrico de almacenamiento por bombeo del Tâmega, en el norte de Portugal.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-bei-e-iberdrola-firman-un-prestamo-verde-de-175-millones-de-euros-par...>

Redacción

Jueves, 15 enero 2026

El Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha firmado con Iberdrola un préstamo verde , respaldado por una garantía de Cesce, por valor de 175 millones de euros, para la construcción y explotación de dos nuevos parques eólicos en el complejo hidroeléctrico de almacenamiento por bombeo de Iberdrola en el norte de Portugal, denominado "la gigabatería del Tâmega").

Estas instalaciones tendrán una capacidad combinada de 274 MW para suministrar energía limpia a 400.000 personas, y supondrán el primer proyecto con una **conexión híbrida entre almacenamiento por bombeo y energía eólica en Portugal** , así como "uno de los mayores proyectos energéticos del país", incluyendo la construcción del primer aerogenerador -que ya se ha completado- y de dos parques eólicos, cuyo avance es satisfactorio, según han informado las compañías.

Estas instalaciones se sumarán a las tres centrales del complejo hidroeléctrico de almacenamiento por bombeo del Tâmega: Gouvães, Daivões y Alto Tâmega, ubicadas sobre el río Tâmega, cerca de Oporto.

Tras el parque eólico marino **Windanker** , en construcción en aguas alemanas del mar Báltico, esta operación de Iberdrola es la segunda que financia el BEI con la garantía de Cesce para apoyar proyectos verdes liderados por empresas españolas fuera de España, lo que contribuye a los objetivos de acción por el clima y sostenibilidad medioambiental de la Unión Europea.

La hibridación para Iberdrola

La hibridación permite a la energía eólica y la hidroeléctrica compartir infraestructura de conexión a la red eléctrica, optimizando la integración de energías renovables y el uso de infraestructuras, y reduciendo el impacto ambiental, lo que ayudará a reforzar el sistema eléctrico de Portugal y apoyará los objetivos de reducción de las emisiones de carbono y combustibles fósiles.

Asimismo, el proyecto de hibridación eólica del Tâmega contribuye a los objetivos de acción por el clima del Grupo BEI recogidos en su **Hoja de Ruta Estratégica para 2024-2027** y la segunda fase de la Hoja de Ruta del Banco del Clima para el período 2026-2030, así como el plan de acción del BEI para apoyar el programa REPowerEU de seguridad y transición energética.

La ubicación del proyecto promueve la cohesión económica, social y territorial, una de las ocho prioridades estratégicas del Grupo BEI, que con esta financiación "contribuye a la seguridad energética de Portugal, aprovechando las sinergias entre tecnologías limpias", según ha afirmado el director general de operaciones de préstamo y asesoría dentro de la UE del BEI, **Jean-Christophe Laloux**.

La directora de Área de Cuenta del Estado de Cesce, **Beatriz Reguero**, ha destacado que la compañía "se enorgullece" de apoyar los esfuerzos de empresas españolas por liderar la transición energética en Europa, y ha añadido que el complejo hidroeléctrico del Tâmega demuestra cómo estas alianzas pueden "canalizar la innovación y la inversión sostenible hacia proyectos que refuerzan el crecimiento económico y promueven la energía renovable".

Por su parte, el director de finanzas, control y desarrollo corporativo de Iberdrola, **José Sainz Armada**, ha destacado que esta operación refuerza la estrategia de financiación de la compañía y confirma la capacidad para impulsar "proyectos estratégicos clave" que "mejoran la seguridad energética y la competitividad mediante la electrificación".



Energía

Iberdrola pone en marcha una interconexión entre EEUU y Canadá

EL PERIÓDICO
Barcelona

Iberdrola, a través de su filial estadounidense Avangrid, ha puesto en operación la red de transporte New England Clean Energy Connect (Necec), una infraestructura estratégica que conecta los Estados Unidos y Canadá y que aporta casi el 10% de la electricidad de Massachusetts. Según informó Iberdrola, esta línea impulsa la electrificación de Nueva Inglaterra, refuerza la fiabilidad de su sistema eléctrico y contribuye a reducir los costes energéticos, mejorando su competitividad y favoreciendo el desarrollo económico para hogares y empresas en la región.

El proyecto, iniciado en 2018, ha completado su construcción después de obtener todos los permisos y autorizaciones federales y estatales. Necec ha comenzado ya a llevar energía hidroeléctrica desde Quebec mediante una línea de alta tensión de 233 kilómetros y 1.200 MW de potencia, suficiente para suministrar cerca del 10% de toda la electricidad consumida en Massachusetts. La línea, que ha supuesto una inversión de 1.650 millones de dólares (unos 1.421 millones de euros), cuenta con contratos regulados y estables por 40 años con las distribuidoras de Massachusetts y con Hydro-Québec. ■



Engie ultima la compra del negocio de comercialización de luz de Ignis Energía

Tras varios meses de negociaciones, la filial española del coloso francés presenta una oferta vinculante por una cartera de 44.000 clientes ► El objetivo es cerrar la operación en la segunda quincena de febrero

CARMEN MONFORTE
MADRID

La multinacional francesa Engie, a través de su filial española, está ultimando la compra de la comercializadora de electricidad de Ignis Energía. Concretamente, de una cartera de 44.000 clientes de tamaño medio, con un volumen de consumo de 1.000 GWh al año, cuyo precio no ha trascendido. Según fuentes del sector, Engie España prevé presentar una oferta vinculante por dicho negocio este mismo fin de semana, después de tres meses de contactos con la empresa española que dirige Antonio Sieira y un periodo de *due diligence* (auditoría) que ha concluido. El objetivo de las compañías es cerrar la operación en la segunda quincena de febrero, indican las mismas fuentes. Preguntados por esta operación, en Engie declinaron hacer declaraciones. Por su parte, Ignis evitó asimismo hacer comentarios.

Aunque Ignis tiene distintos negocios energéticos dentro y fuera de España, Engie solo se ha interesado por el de la comercialización *business to business* (B2B), destinada a empresas como cadenas hoteleras, de restauración y pymes, en general, con un consumo máximo de hasta 1 GWh al año. El grupo francés ha reavivado su interés por este tipo de

negocios, en el que tuvo una cierta presencia hasta 2020. La compañía, no obstante, mantiene "un nicho" de unos 70 grandes consumidores industriales, los denominados electointensivos.

Desde su creación en 2015, Ignis promueve una cartera de proyectos renovables en Europa, Estados Unidos, Latinoamérica y Asia, hasta 30.000 MW de capacidad. La compañía se dedica al desarrollo y generación de energías renovables; representación de productores en el mercado; operación y mantenimiento de plantas de renovables y convencionales; soluciones energéticas integrales; hidrógeno verde y comercialización de gas y electricidad para grandes clientes (no domésticos), actividad esta última de la que se va a desprender.

El germen de la compañía fue la compra en 2015 de cuatro plantas de cogeneración (que posteriormente vendió) y, especialmente, la central de ciclo combinado de Escatrón Peaker, en la localidad zaragozana del mismo nombre, que adquirió en 2016. A partir de ese año, Ignis, que tiene una plantilla de unas 500 personas, inició el desarrollo de proyectos de energías renovables (más de 150 en España, propios y para terceros, convirtiéndose en el mayor desarrollador de renovables del país, según



Loreto Ordóñez, consejera delegada de Engie España, PABLO MONGE

figura en su página web). En 2020 inició la internacionalización y vendió a TotalEnergie 3.300 MW de renovables.

El inversor egipcio

Además de los socios fundadores, encabezados por Sieira, en Ignis participa desde 2021 con un paquete del 49% Vortex Energy, filial de renovables 100% del fondo de inversión egipcio EFG Hermés, líder en Medio Oriente y norte de África (Mena). Este accionista ha invertido en Ignis más de 600 millones de euros. En julio de 2024, la energética española firmó un acuerdo con KKR para crear la plataforma Power

to X para desarrollar proyectos de hidrógeno verde, amoníaco y otras tecnologías limpias en España y fuera.

Su presidente, el ingeniero de caminos Antonio Sieira, es muy conocido en el ámbito energético: formó parte de las filas de Iberdrola, y trabajó durante 12 años en VM Energía, de Grupo Villar Mir, donde ocupó el cargo de director general hasta 2015, año en que fundó Ignis.

Engie, la multinacional energética francesa productora, entre otros, de la fusión de Gaz de France y Suez, cuenta en España con una potencia de 3.700 MW, incluyendo 1.700 MW de activos

renovables (eólicos, solares y minihidráulicos). Explora desde hace años dos centrales de ciclo combinado: las de Cartagena y Castelnou, en la provincia de Teruel. La compañía, que dirige Loreto Ordóñez, opera también en las actividades de *trading* y gestión de energía, y mantiene importantes contratos de

Engie cuenta con una potencia de 3.700 MW en España, incluyendo 1.700 de renovables

largo plazo de compraventa de renovables (PPA). Aunque es un actor conocido en el mercado energético, y pese al tamaño de su matriz, Engie mantiene un perfil bajo y de prudencia en España, aseguran fuentes empresariales. Su objetivo es incrementar su presencia en renovables, con desarrollos propios o compras; las redes de distribución, aunque es un mercado en el que apenas hay oportunidades, y la comercialización en los países donde el grupo está arraigado. A esta última estrategia responde la compra en ciernes de los activos de comercialización B2B de Ignis Energía. Las mismas fuentes aseguran que la intención de los propietarios de la empresa española era vender toda su cartera o, al menos, algo más que la comercialización.

Entre los planes de la consejera delegada del grupo francés, Catherine MacGregor, que accedió al cargo en 2021, figuran una mayor presencia en comercialización, dado el valor añadido que puede ofrecer a medianos y pequeños industriales, como servicios y asesoramiento energéticos de distinto tipo. No así en el segmento doméstico, que en España entraña mucho riesgo, dada la fuerte competencia de las grandes eléctricas: Endesa, Iberdrola y Naturgy.



La sostenibilidad aporta el 21% de los ingresos de las empresas del IBEX-35

En torno al 30% de la inversión se destina a proyectos alineados con la sostenibilidad, más resilientes, especialmente en sectores como las energías renovables y la construcción

Xavier Gil
Pecharromán.

Durante décadas, se debatió si la sostenibilidad era un coste o una inversión. Hoy, con los datos del IBEX 35 en la mano, ese debate ha quedado superado por una realidad incontestable: la sostenibilidad es ya un dividendo de competitividad. Así, el IX Estudio comparativo de los Informes de Sostenibilidad del IBEX 35, elaborado por la consultora EY, revela un cambio de paradigma en el corazón del tejido empresarial español.

La sostenibilidad ha dejado de ser una línea marginal en las memorias anuales para convertirse en un motor estructural: las grandes cotizadas no solo invierten más que sus pares europeas en la transición, sino que han logrado que una quinta parte de su facturación sea ya estrictamente "verde" bajo los criterios de la Taxonomía Europea. Históricamente, los departamentos de sostenibilidad de las grandes empresas operaban en la periferia de las deci-

siones financieras. Sin embargo, el análisis de las compañías del IBEX 35 demuestra que el concepto de impacto ambiental y social se ha integrado de forma orgánica en el modelo de negocio.

Actualmente, el 21% de la facturación de estas empresas procede de actividades sostenibles, una cifra que supera en diez puntos porcentuales la media del continente. Este liderazgo español se ve reforzado por una inversión en proyectos alineados con la sostenibilidad que alcanza el 30% del total, situándose 14 puntos por encima del promedio europeo.

El informe de EY articula este éxito bajo una secuencia estratégica que huye de la improvisación y se resume en tres verbos de acción: pensar, transformar y convencer. Este modelo de "Círculo de Oro" comienza con una reflexión profunda sobre qué te-



La inversión en proyectos alineados con la sostenibilidad alcanza el 30% del total. EFE



mas son realmente relevantes para cada negocio. No es un ejercicio teórico, sino una forma de entender cómo el entorno influye en el desempeño futuro para priorizar riesgos y oportunidades.

En la fase de transformación, las empresas traducen esa estrategia en cambios operativos. El uso de energía renovable, por ejemplo, ya representa el 56,5% del consumo energético del índice, lo que reduce la exposición a la volatilidad de los precios y refuerza la autonomía operativa. Finalmente, la fase de “convencer” busca generar confianza. El dato es definitivo: en 2024, el 100% de las empresas del IBEX 35 ha integrado criterios de sostenibilidad en la remuneración variable de sus directivos, asegurando que el éxito económico de sus líderes esté indisolublemente unido a los objetivos ambientales y sociales a largo plazo.

Menos accidentes y más formación

La dimensión social de la sostenibilidad ha arrojado uno de los avances más tangibles en el bienestar y la eficiencia. Entre 2018 y 2024, la siniestralidad laboral en las empresas del selectivo ha experimentado una reducción drástica, pasando de una tasa de 7,21 accidentes a tan solo 2,10. Esta caída de casi dos tercios no solo beneficia al trabajador,

El mantenimiento de un 87% de contratos indefinidos permite a las firmas retener talento

sino que se traduce directamente en menores costes operativos y una mayor protección del valor de la compañía. La inversión en capital humano se consolida como una palanca de competitividad. Las horas de formación por empleado han aumentado de 37,8 a 43,4 horas anuales, mientras que el mantenimiento de un 87% de contratos indefinidos permite a las firmas retener talento especializado y reducir los gastos asociados a la rotación de personal.

Brecha entre el potencial y la realidad técnica

A pesar de los avances, el informe advierte sobre la diferencia entre la *elegibilidad* y el “alineamiento”. Mientras que el 41% de las actividades de las empresas españolas tienen el potencial de ser sostenibles por su naturaleza (elegibilidad), solo la mitad de ese porcentaje cumple hoy con los estrictos requisitos técnicos y salvaguardas sociales para ser certificadas como tales (alineamiento). Aun así, el IBEX 35 muestra un potencial de crecimiento superior al europeo, con márgenes de elegibilidad que superan la media continental en casi 10 puntos tanto en ingresos como en inversiones.

El gran reto pendiente reside en la concreción de objetivos. Casi la mitad de los temas considerados cla-



El 41% de las actividades de las empresas tienen el potencial de ser sostenibles. istock

ve por las empresas –un 46%– todavía no cuentan con metas operativas para ser gestionados. Esta carencia es especialmente notable en el área de gobernanza, donde el 72% de los asuntos materiales no tiene objetivos cuantificados.

En un entorno de escrutinio extremo por parte de reguladores e inversores, la falta de objetivos cuantificables puede interpretarse como una falta de compromiso real. Si una empresa afirma que la ética o la economía circular son pilares estratégicos, pero no ofrece indicadores de progreso (KPIs), se expone a acusaciones de *greenwashing* o lavado de



Las carteras de préstamos e inversiones de la Banca se dirigen a proyectos con menor riesgo climático y mayor resiliencia operativa. Weedeznign

imagen. Esto puede deteriorar gravemente la reputación y la confianza de los grupos de interés.

Un consenso unánime sobre el futuro

Independientemente del sector, el 100% de las empresas del IBEX 35 identifica tres pilares fundamentales para su supervivencia y éxito: la lucha contra el cambio climático, la gestión del talento propio y la conducta empresarial ética. La gestión del clima se percibe ya como la llave para acceder a mejor financiación, mientras que la integridad y la transparencia se han consolidado como los únicos escudos eficaces frente a los riesgos reputacionales en un mercado global cada vez más exigente. El IBEX 35 ha iniciado un camino de no retorno donde la sostenibilidad es una palanca para optimizar recursos y reducir gastos futuros. Con un 71,4% de las compañías utilizando sistemas de control interno para su información no financiera, la transparencia empieza a alcanzar el mismo nivel de rigor que las cuentas anuales, marcando el inicio de una era donde el valor de una empresa se mide tanto por sus beneficios como por su impacto en el mundo.

El Sector Financiero:

En el ámbito de la banca y los seguros, las entidades españolas han logrado posicionarse ligeramente por encima de sus competidores continentales. El informe destaca que el sector financiero español registra un 2,24% de ingresos y un 2,67% de inversiones (*Capex*) alineados con la Taxonomía Europea. Aunque estas cifras puedan parecer reducidas

en comparación con sectores industriales, superan el promedio europeo, situado en el entorno del 2%. Este avance es crítico, ya que la banca actúa como el principal canalizador de capital hacia la economía real. Al integrar los riesgos de sostenibilidad en su matriz general de riesgos corporativos —práctica que ya realiza el 60% de las compañías del índice—, las entidades financieras no solo evitan sanciones y pérdidas económicas, sino que aseguran que sus carteras de préstamos e inversiones se dirijan a proyectos con menor riesgo climático y mayor resiliencia operativa.

La transparencia empieza a alcanzar el mismo nivel de rigor que las cuentas anuales

Energía y Construcción

El excelente desempeño del IBEX 35 frente a la media europea se explica, en gran medida, por el peso estratégico de los sectores de la energía y la construcción en el índice español. Estas industrias, debido a su naturaleza operativa, presentan los niveles de alineamiento más altos de toda la economía nacional.

Sector energético

En el sector energético, la transformación es ya una realidad de mercado: el uso de energía renovable al-



canza ya el 56,5% del consumo total del índice. Este dato no es solo una victoria ambiental, sino una decisión financiera estratégica que reduce la exposición de estas empresas a la volatilidad de los precios internacionales de la energía. Por su parte, el sector de la construcción ha pasado de ser una industria tradicional para convertirse en un actor clave de la eficiencia, centrando gran parte del 30% de la inversión total del IBEX en proyectos de infraestructura sostenible y edificación resiliente.

Un contraste sectorial relevante

Uno de los puntos más reveladores del informe es la disparidad en la seguridad laboral según la actividad. Si bien el índice ha logrado una reducción histórica del 70,84% en la tasa de accidentes, pero el comportamiento no es uniforme.

Sectores Industriales y Automoción: A pesar de las mejoras, el sector de la automoción aún registra la tasa más alta con un 5,03, lo que duplica la media general del IBEX 35. Esto subraya que, en entornos de manufactura física, el desafío de la seguridad sigue siendo una prioridad de inversión constante.

Servicios y Tecnología: En el extremo opuesto, los sectores intensivos en conocimiento y tecnología

Tanto en la banca como en la industria, existe lo que el informe denomina brecha de conversión

presentan niveles de siniestralidad mínimos, lo que les permite centrar sus esfuerzos de sostenibilidad en formación y retención del talento, donde las horas de capacitación superan las 43 por empleado.

Tanto en la banca como en la industria, existe lo que el informe denomina *brecha de conversión*. Las empresas españolas superan a la media europea en elegibilidad (potencial de ser sostenibles) por 9 puntos en ingresos y 8 en inversiones.

Esto significa que sectores como la construcción y la energía tienen una *cartera* de proyectos listos para ser considerados verdes mucho mayor que sus vecinos europeos, a medida que avancen en el cumplimiento de los estrictos criterios técnicos de la UE. Sin embargo, el informe deja un aviso para navegantes: el 72% de los temas de gobernanza (ética, transparencia y control) aún no tienen objetivos operativos cuantificados. Para que la banca y la construcción sigan liderando, deberán convertir sus compromisos éticos en métricas tan precisas como sus balances de resultados. El análisis de EY revela que, aunque el clima y el talento centran el protagonismo, existen dos áreas —la economía circular y la biodiversidad— que representan la nueva frontera de



El 72% de los temas de gobernanza aún no tienen objetivos operativos cuantificados. iStock

la sostenibilidad para el IBEX 35. Su gestión está dejando de ser una cuestión de responsabilidad social para integrarse en la estrategia de resiliencia de la cadena de suministro. La economía circular ya no es un concepto etéreo para las grandes cotizadas españolas.

Según los datos del informe, el 69% de las compañías del IBEX 35 identifica la circularidad como un tema estratégico clave. Este interés responde a una necesidad puramente económica: la optimización de recursos y la reducción de gastos futuros en un entorno de escasez de materias primas.



LEY EN SEIS MESES

El Supremo obliga al Gobierno a pagar a los repartidores de butano

R. MASA MADRID

El sector del butano sigue vivo, y a nivel regulatorio está de plena actualidad. Tanto, que el Tribunal Supremo ha dado la razón a Disa, y obliga al Ministerio para la Transición Ecológica a que elabore una normativa para una correcta retribución a los repartidores de butano.

La sentencia, avanzada por 'El Confidencial', y a la que ha tenido acceso este periódico, estima una disposi-

ción en la que «obliga al referido departamento ministerial a actualizar, previo acuerdo de la Comisión Delegada del Gobierno para Asuntos Económicos, el sistema de determinación automática de precios máximos de venta, antes de impuestos, del gas licuado del petróleo (GLP) para envases con carga igual o superior a 8 e inferior a 20 kilogramos». Según consta en el fallo, se ha estimado el recurso contencioso-administrativo in-

terpuesto por Disa. Por ello, se ha condenado a la Administración a que en el plazo de seis meses deba tramitarse la norma reglamentaria.

Es decir, la sentencia concluye que esta actividad -llevar el butano a casa- debe estar recompensada por parte del Gobierno, y que se debe hacer en disposición de la regulación que se fijó en su momento.

El uso del butano como fuente de energía ha disminuido en las últimas décadas: se ha pasado de 1,5 millones de toneladas envasadas en 2003 a poco más de 700.000 en 2023. A esto se suman las instalaciones de gas natural, que se han convertido en el estándar doméstico, así como las vitrocerámicas eléctricas en la cocina.



Naturgy desembarca en el negocio de las 'gasolineras del mar' con un buque de GNL

Fletará el barco, construido junto a Enagás, en 2028 bajo un contrato a largo plazo

Sergio Guinaldo MADRID.

Naturgy se mete en el negocio del *bunkering*. O más concretamente, en la modalidad *ship-to-ship* (STS), traducido al castellano, de barco a barco. Lo hace tras acordar con Enagás la construcción de un buque para suministrar GNL y BioGNL. Con este acuerdo, Naturgy comenzará a suministrar combustible a buques directamente desde el mar, ya que hasta ahora y desde el año 2018 únicamente lo hacía bajo la modalidad *truck-to-ship*, traducido al castellano, de camión a barco.

Este movimiento se enmarca en el proceso de descarbonización del sector marítimo impuesto desde Bruselas, dado que el uso de GNL por parte de las embarcaciones, y sobre todo el BioGNL, producirán una reducción significativa de sus emisiones de gases de efecto invernadero. Esta nueva deriva del transporte marino provocará una demanda creciente de combustibles alternativos, de hasta doble dígito según fuentes de mercado, que Naturgy intentará aprovechar con esta irrupción.

El *bunkering ship-to-ship* en la Península Ibérica tiene hasta ahora pocos fletadores, siendo Shell, Península y Axpo los competidores más destacados. Precisamente Axpo realizó en marzo su primera operación STS a un buque de mercancías en España; una operación en la que suministró a la naviera MSC Cargo unas 2.800 toneladas métricas de GNL. Dado el buen resultado, la compañía suiza mantiene el compromiso de realizar *bunkering* en España con dos buques de próxima construcción.

Mistral LNG

En lo que respecta a Naturgy, el Mistral LNG, nombre con el que se ha bautizado al nuevo buque, cuya construcción comenzó a comienzos de año, contará con una capacidad de



Diseño del buque Mistral LNG suministrado combustible a otro buque. EE

532.000
MEGAVATIOS (MW) EN 2025

De los 1.000 gigavatios de GNL que se suministraron a buques en 2025, más de la mitad (el 53,2%) se realizó bajo la modalidad STS. Por tanto, en todo el curso anterior se suministraron bajo este método un total de 532.000 megavatios (MW) de GNL. Según los cálculos de Naturgy, en el año 2024 los pedidos de embarcaciones propulsadas por GNL y BioGNL se duplicaron respecto al año anterior.

carga de 18.900 metros cúbicos (m³). Scale Green Energy, filial de Enagás, será el responsable de su operación, mientras que Naturgy lo fletará en 2028 bajo un contrato de largo plazo. El buque tendrá como mercado principal la Península Ibérica, con especial foco en la zona del Estrecho de Gibraltar y en Canarias, aunque también operará en otros destinos del Atlántico, consolidando a España como un *hub* estratégico para el suministro marítimo de combustibles sostenibles.

El barco tendrá una eslora de 138,8 metros, estará equipado con un motor *dual fuel* y alcanzará una velocidad de servicio de 13 nudos, con una autonomía superior a 4.500 millas náuticas. El diseño incorpora tecnología avanzada que permiti-

tirá el suministro tanto de GNL como de BioGNL.

Por su parte, Enagás consolida su posición como armador de referencia en el *bunkering* de GNL en el sur de Europa. La incorporación del Mistral LNG se suma a su flota actual, compuesta por los buques Levante LNG (fletado por Península), Alisios LNG y Haugesund Knutsen (fletado por Shell), y refuerza su contribución a la estrategia europea de reducción de emisiones en el transporte marítimo. En este contexto, las siete plantas de regasificación de España ya están adaptadas para suministrar GNL para *bunkering*, y las de Barcelona, Cartagena, Huelva y Gijón han iniciado además el servicio de suministro de BioGNL a barcos y cisternas.

Brufau y el ministro de Economía de Portugal visitan el complejo industrial de Repsol en Sines

- Repsol reafirma su papel en la industria de Portugal, situándose entre las diez mayores empresas por facturación



El presidente de Repsol, Antonio Brufau, ha acompañado este miércoles al ministro portugués de Economía y Cohesión Territorial, Manuel Castro Almeida, en su visita al complejo industrial de la compañía en Sines.

<https://elperiodicodelaenergia.com/brufau-y-el-ministro-de-economia-de-portugal-visitan-el-complejo-industri...>

Redacción

Jueves, 15 enero 2026

El presidente de Repsol, Antonio Brufau, ha acompañado este miércoles al ministro portugués de Economía y Cohesión Territorial, Manuel Castro Almeida, en su visita al complejo industrial de la compañía en Sines, donde han comprobado sobre el terreno el progreso de la ampliación de la instalación, que representa la mayor inversión realizada en el país luso en la última década.

Este proyecto ha sido considerado por el Ejecutivo luso como una iniciativa de Potencial Interés Nacional (PIN), una calificación reservada para las inversiones que suponen una contribución significativa a la economía del país.

Según informó la compañía, durante la jornada, la delegación ha recorrido tanto las instalaciones del complejo industrial como las infraestructuras de energías renovables que impulsan la transformación de la instalación, que incluyen una planta fotovoltaica. En Sines también está en ejecución un electrolizador para la producción de hidrógeno renovable.

En la visita también participaron, entre otros representantes del sector público y privado, el presidente de la Cámara Municipal de Sines, Álvaro dos Santos Beijinha; el secretario de Estado de Economía, João Rui Ferreira; el presidente de la Cámara Municipal de Santiago do Cacém, Bruno Gonçalves Pereira; el presidente de Infraestructuras de Portugal, Miguel Cruz; el director general de la Fundación Repsol, Antonio Calçada; el director general de Transformación Industrial y Economía

Circular de Repsol, **Juan Abascal** ; y el director de Repsol Polímeros y del Complejo Industrial de Repsol en Sines, **Salvador Ruiz** .

Con la ampliación de este centro, Repsol reafirma su papel en la industria de Portugal, situándose entre las diez mayores empresas por facturación, y como uno de los principales exportadores, con operaciones en 60 países.

Con más de 1.300 empleados directos en Portugal y más de 500 estaciones de servicio, la compañía suministra **Diesel Nexa** origen 100% renovable en más de setenta.

La descarbonización para Repsol

Brufau, ha defendido que la **descarbonización** de la **industria energética** puede ser una oportunidad económica para la península ibérica.

"En un mundo, como estamos viendo, en el que los riesgos geopolíticos pueden alterar rápidamente los mercados y las cadenas de valor, la **competitividad** industrial ibérica dependerá tanto de **políticas energéticas inteligentes** como de un marco que integre la seguridad energética con la **innovación tecnológica** y la descarbonización", dijo el presidente de la multinacional, según recogió un comunicado compartido por la compañía.

Además, el directivo consideró que "en el actual escenario de incertidumbre, es fundamental proteger la industria y el empleo en Europa, apostando por un marco regulatorio que fomente la innovación y las inversiones relacionadas con la **transición energética**".

Por su parte, **Castro Almeida** agradeció, en nombre del Gobierno portugués, a Repsol por "la decisión de invertir y confiar en Portugal, en una inversión de interés nacional que merece pleno reconocimiento".

Esta inversión ha sido calificada como Proyecto de Interés Nacional (PIN) y es la mayor apuesta industrial realizada en Portugal en la última década. Entre otros, incluye una planta fotovoltaica, que se suma al electrolizador para la producción de hidrógeno renovable ya en funcionamiento.

IA, nuevas políticas y fuertes inversiones impulsarán el renacimiento nuclear en 2026

- Wood Mackenzie anticipa un punto de inflexión para la energía nuclear, apoyado en reformas regulatorias, decisiones finales de inversión y el auge de la demanda eléctrica vinculada a los centros de datos.



IA, nuevas políticas y fuertes inversiones impulsarán el renacimiento nuclear en 2026

<https://elperiodicodelaenergia.com/ia-nuevas-politicas-y-fuertes-inversiones-impulsaran-el-renacimiento-nuclea...>

José A. Roca

Jueves, 15 enero 2026

Wood Mackenzie anticipa un punto de inflexión para la energía nuclear, apoyado en reformas regulatorias, decisiones finales de inversión y el auge de la demanda eléctrica vinculada a los centros de datos

Tras un 2025 marcado por la inestabilidad política, tensiones energéticas y el avance acelerado de la inteligencia artificial, la energía nuclear emerge fortalecida como una fuente limpia y estratégica. A pesar de que muchos gobiernos relegaron la acción climática, se flexibilizaron las restricciones regulatorias al sector nuclear y se aprobaron extensiones de vida útil para reactores existentes, consolidando su papel en la generación eléctrica tras décadas de crecimiento limitado.

De cara a 2026, los analistas de **Wood Mackenzie** anticipan un punto de inflexión para la energía nuclear, apoyado en reformas regulatorias, decisiones finales de inversión y el auge de la demanda eléctrica vinculada a los centros de datos.

Reactivación de centrales y extensión de vida útil

Cerca de 27 GW de capacidad nuclear retirada podrían volver a operar en los próximos años, especialmente en Estados Unidos y Japón. Reactivar plantas cerradas por razones económicas

resulta más rápido y barato que construir nuevas, una ventaja clave frente al aumento previsto del 21% en la demanda eléctrica global hasta 2030.

Entre los hitos de 2026 destacan la reactivación de Palisades en Michigan —la primera central estadounidense que vuelve a operar tras su desmantelamiento— y el reinicio parcial de Kashiwazaki-Kariwa en Japón, la mayor central nuclear del mundo. Además, Estados Unidos y otros países apuestan por prolongar la vida útil de reactores existentes, con algunos autorizados a operar hasta 80 años.

Pequeños reactores modulares: del anuncio a la acción

Los pequeños reactores modulares (SMR) entran en una fase más concreta. Se espera que varios proyectos alcancen decisiones finales de inversión o inicien construcción en 2026, movilizando hasta 67.000 millones de dólares. China lidera la carrera con el Linglong One, que podría convertirse en el primer SMR terrestre comercial del mundo. Canadá, Estados Unidos y Reino Unido también avanzan en proyectos clave, respaldados por gobiernos y grandes empresas energéticas.

Apoyo político y reforma regulatoria

En Europa, varios países han revertido políticas antinucleares, mientras que en Estados Unidos la administración Trump reforzó el respaldo al sector con órdenes ejecutivas para acelerar licencias y promover nuevos reactores. La reforma de los procesos regulatorios, especialmente para tecnologías avanzadas y SMR, busca reducir plazos y costes, un factor crítico para la expansión del sector.

Cuellos de botella en la cadena de suministro

Pese a la expansión prevista de la capacidad de enriquecimiento de uranio en Estados Unidos, la oferta seguirá por debajo de la demanda, especialmente para combustibles avanzados necesarios en reactores de nueva generación. Aunque la dependencia de Rusia disminuirá, el equilibrio entre oferta y demanda seguirá siendo frágil. China, con una cadena de suministro más integrada, muestra mayor resiliencia, aunque también enfrentará déficits hacia 2030.

La fusión nuclear gana tracción financiera

La energía de fusión vive un auge inversor sin precedentes. A finales de 2025, la financiación acumulada alcanzó los 10.800 millones de dólares, impulsada casi en su totalidad por capital privado. Grandes tecnológicas como **Google** y **Microsoft** ya han firmado acuerdos de compra de energía con empresas de fusión. Si la tendencia continúa, la inversión podría superar los 12.300 millones de dólares en 2026, reforzando el atractivo de esta tecnología a largo plazo.

A modo de conclusión, los analistas de Wood Mackenzie consideran que con reactivaciones de centrales, avances en SMR, reformas regulatorias y un renovado interés inversor —incluida la fusión—, 2026 se perfila como un año clave para el renacimiento de la energía nuclear en el contexto de la transición energética y el crecimiento exponencial de la demanda eléctrica.



La conservación de grandes rapaces centra un encuentro científico internacional en Jerez

- Jerez reúne a expertos internacionales para analizar la conservación de grandes rapaces tomando como referencia el éxito del águila imperial ibérica.



conservación de grandes rapaces águila imperial ibérica encuentro Jerez

[aves rapaces](#)

[biodiversidad](#)

[conservacion](#)

<https://www.ecoticias.com/naturaleza/conservacion-grandes-rapaces-jerez-aguila-imperial-iberica>

Victoria H.M.

Jueves, 15 enero 2026

Jerez acoge un encuentro internacional que reúne a **expertos de España, Marruecos y Reino Unido para analizar los avances y desafíos en la conservación de grandes rapaces**, tomando como referencia el caso del águila imperial ibérica. Las jornadas, de carácter científico y de gestión, reúnen a investigadores, técnicos de la administración ambiental y representantes del sector privado con el objetivo de compartir experiencias y avanzar en estrategias comunes de protección de estas especies amenazadas. La recuperación del águila imperial ibérica, considerada uno de los mayores éxitos europeos en conservación de fauna, sirve como modelo para abordar otros proyectos de conservación en un contexto marcado por el cambio global, la pérdida de hábitat y el despliegue de infraestructuras energéticas.

El encuentro ha puesto especial énfasis en **el papel de la ciencia aplicada a la toma de decisiones**, subrayando la necesidad de que los resultados de la investigación lleguen a las administraciones públicas y se traduzcan en políticas de conservación eficaces.

Asimismo, se ha resaltado la importancia de la **sensibilización social y la implicación de las comunidades locales**, cuyo apoyo resulta fundamental para reducir amenazas como el furtivismo o el uso ilegal de cebos envenenados.

Conservación de grandes rapaces: el águila imperial ibérica como modelo de éxito

Jerez acoge un encuentro internacional sobre conservación de grandes rapaces tomando como modelo el éxito del águila imperial ibérica y los retos futuros.

Jerez acoge un encuentro que reúne a expertos en conservación de grandes rapaces de España, Marruecos y Reino Unido para analizar los avances logrados en la protección de estas especies tomando como referencia el caso del águila imperial ibérica, cuya recuperación es considerada **«un caso de éxito del que se pueden extraer muchas lecciones»**.

Las jornadas, tituladas **‘Lecciones para la conservación de grandes rapaces: el caso del águila imperial ibérica como**

modelo’, cuentan con un marcado carácter científico y de gestión y están concebidas como un espacio de trabajo en el que confluyen investigadores, técnicos de la administración ambiental y representantes del sector privado con el objetivo de avanzar en estrategias comunes de conservación.

El coordinador científico de la **Fundación Migres** y miembro de la organización del encuentro, Jorge García Macías, ha explicado que la elección de Jerez como sede responde tanto a criterios ecológicos como institucionales.

Jerez, enclave clave para la biodiversidad

«Se ha elegido Jerez por **la importancia que tiene no solo la ciudad**, sino en general la campiña gaditana para el águila imperial ibérica, y también porque la financiación y la promoción del evento vienen de la mano de medidas compensatorias que se desarrollan en el municipio», ha señalado.

La primera jornada ha estado dedicada de forma monográfica **al águila imperial ibérica**, una especie endémica de la península Ibérica que estuvo al borde de la extinción y cuya recuperación es hoy uno de los principales referentes europeos en conservación de fauna amenazada.

«Tiene muy poca área de distribución y **ha requerido esfuerzos muy multidisciplinarios**, atacando todas las causas de su declive», ha indicado.

Cooperación internacional para proteger grandes aves rapaces

Según el coordinador científico, la corrección de tendidos eléctricos, la gestión del hábitat y la coordinación entre administraciones, comunidad científica y sector privado han sido **o claves para el repunte de la especie**.

«Dentro de un contexto de cambio global y destrucción de hábitat, el águila imperial es un caso de éxito muy comparable al del lince ibérico», ha asegurado.

No obstante, ha advertido de que aún existen **retos para garantizar la estabilidad a largo plazo de la población**.

«Todavía queda mucho por hacer, como seguir actuando sobre los tendidos eléctricos y tener muy en cuenta la implantación de parques eólicos y plantas solares fotovoltaicas», y ha subrayado la importancia de **aplicar criterios científicos** en la planificación y en la gestión de estas infraestructuras.

El encuentro abordará también la **cooperación internacional como herramienta clave** para la conservación de grandes rapaces.

«En este tipo de jornadas se comparten experiencias de otros países y de otros grupos de investigación que aportan ideas muy valiosas sobre qué medidas aplicar y cómo hacerlo», ha resaltado García Macías, que destaca que el intercambio de conocimiento evita enfoques cerrados y **mejora la eficacia de las políticas de conservación**.

Las jornadas incluirán ponencias sobre otras especies como el **águila real, el quebrantahuesos o el águila pescadora**. E

En este último caso, García Macías recuerda que la especie estaba extinguida como reproductora en Andalucía hace dos décadas y que hoy existen «unas 20 parejas reproductoras entre Cádiz y Huelva gracias a un proyecto de reintroducción», lo que convierte a esta población en **una de las más importantes del país**.

El encuentro abordará también la **cooperación internacional como herramienta clave para la conservación de grandes rapaces**.

De la ciencia a la gestión sobre el territorio

El programa contará con la participación de investigadores del **Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC)**, técnicos de la Agencia de Medio Ambiente y Agua de Andalucía (AMAYA) y expertos internacionales de instituciones como el Centre for Ecology & Hydrology del

Reino Unido o la Royal Society of Edinburgh, que aportarán una visión comparada sobre la conservación de grandes rapaces en distintos contextos.

El debate sobre la compatibilidad entre el desarrollo de las **energías renovables y la protección de la biodiversidad** ocupará igualmente un espacio relevante en el encuentro.

Jerez, por su **proximidad a espacios naturales de gran valor ecológico** y su tradición en iniciativas ambientales, se ha consolidado como un lugar idóneo para acoger este tipo de encuentros. Como conclusión, los participantes han coincidido en que solo a través del trabajo conjunto entre científicos, gestores y ciudadanía será posible asegurar un futuro para las grandes rapaces y, con ello, para los ecosistemas que dependen de su presencia. Seguir leyendo en NATURALEZA

La energía del carbón cae en China y la India por primera vez en 52 años tras récords de energía limpia

- Un nuevo análisis de Carbon Brief muestra que la generación de electricidad con carbón en India cayó un 3,0% interanual a 57 teravatios hora, y en China un 1,6%, a 58 TWh.



La energía del carbón cae en China y la India por primera vez en 52 años tras récords de energía limpia

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-energia-del-carbon-cae-en-china-y-la-india-por-primera-vez-en-52-anos-...>

José A. Roca

Jueves, 15 enero 2026

Un nuevo análisis de Carbon Brief muestra que la generación de electricidad con carbón en India cayó un 3,0% interanual a 57 teravatios hora, y en China un 1,6%, a 58 TWh

La generación eléctrica a partir de carbón cayó tanto en China como en India en 2025, el primer descenso simultáneo en medio siglo, después de que ambos países añadieran cantidades récord de energía limpia.

Un nuevo análisis de **Carbon Brief** muestra que la generación de electricidad con carbón en India cayó un 3,0% interanual (57 teravatios hora, TWh) y en China un 1,6% (58 TWh).

La última vez que ambos países registraron una caída en la producción eléctrica a partir de carbón fue en 1973.

La caída de 2025 es una señal de lo que está por venir, ya que ambos países añadieron el año pasado una cantidad récord de nueva generación eléctrica limpia, más que suficiente para cubrir el aumento de la demanda.

Ambos países cuentan ahora con las condiciones necesarias para alcanzar el pico de generación eléctrica con carbón, siempre que China logre sostener el crecimiento de la energía limpia e India cumpla sus objetivos de energías renovables.

Estos cambios tienen implicaciones internacionales, ya que los sectores eléctricos de estos dos países impulsaron el 93% del aumento de las emisiones globales de dióxido de carbono (CO₂) entre 2015 y 2024.

Aunque aún persisten muchos desafíos, el descenso de la generación eléctrica con carbón marca un momento histórico, que podría ayudar a conducir a un pico de las emisiones globales.

Doble caída

El nuevo análisis muestra que la generación eléctrica a partir de carbón cayó un 1,6% en China y un 3,0% en India en 2025, ya que las fuentes de energía no fósiles crecieron lo suficientemente rápido en ambos países como para cubrir el aumento del consumo eléctrico. Esto se ilustra en la figura siguiente.

China logró este resultado incluso con un crecimiento rápido de la demanda eléctrica, del 5% interanual. En India, la caída del carbón se debió a un crecimiento récord de la energía limpia combinado con un crecimiento más lento de la demanda, resultado de un clima templado y una desaceleración estructural a más largo plazo.

La caída simultánea de la generación eléctrica con carbón en ambos países en 2025 es la primera desde 1973, cuando gran parte del mundo se vio sacudida por la crisis del petróleo. Ese año, tanto China como India registraron un débil crecimiento de la demanda eléctrica, combinado con aumentos en la generación de electricidad a partir de otras fuentes: hidroeléctrica y nuclear en el caso de India, y petróleo en el caso de China.

El reciente crecimiento de la generación de energía limpia en China, si se mantiene, ya es suficiente para asegurar un pico en la generación eléctrica con carbón. De manera similar, los objetivos de energía limpia de India, si se cumplen, permitirán alcanzar un pico del carbón antes de 2030, incluso si el crecimiento de la demanda eléctrica vuelve a acelerarse.

En 2025, China probablemente habrá añadido más de 300 gigavatios (GW) de energía solar y 100 GW de energía eólica, ambos claros nuevos récords para China y, por tanto, para cualquier país del mundo.

La generación eléctrica a partir de energía solar y eólica aumentó en 450 TWh durante los primeros 11 meses del año, y la energía nuclear aportó otros 35 TWh. Esto situó el crecimiento de la generación eléctrica no fósil, excluida la hidroeléctrica, claramente por encima del aumento de la demanda, que fue de 460 TWh.

El crecimiento de la generación eléctrica limpia ha superado al crecimiento de la demanda y, como resultado, el uso de carbón y las emisiones de CO₂ del sector eléctrico han estado disminuyendo desde principios de 2024.

El uso de carbón fuera del sector eléctrico también está cayendo, impulsado principalmente por la disminución de la producción de acero, cemento y otros materiales de construcción, los mayores sectores consumidores de carbón después de la generación eléctrica.

En el caso de India, la caída de la generación eléctrica con carbón en 2025 fue resultado de un crecimiento acelerado de la energía limpia, una desaceleración estructural de la demanda eléctrica y un clima más templado, que redujo la demanda de electricidad para aire acondicionado.

Crecimiento más rápido de la energía limpia

El crecimiento más rápido de la energía limpia contribuyó con el 44% de la reducción del carbón y el gas en comparación con la tendencia de 2019-2024, mientras que el 36% se debió al clima más suave y el 20% a un crecimiento subyacente más lento de la demanda. Esta es la primera vez que el crecimiento de la energía limpia desempeña un papel significativo en la reducción de la generación eléctrica con carbón en India, como se muestra a continuación.

India añadió 35 GW de energía solar, 6 GW de eólica y 3,5 GW de hidroeléctrica en los primeros 11 meses de 2025, con un aumento interanual del 44% en la incorporación de capacidad renovable.

La generación eléctrica a partir de fuentes no fósiles creció en 71 TWh, liderada por la solar con 33 TWh, mientras que la generación total aumentó en 21 TWh, lo que igualmente redujo la generación a partir de carbón y gas.

Sin embargo, el aumento de la energía limpia está por debajo del crecimiento medio de la demanda registrado entre 2019 y 2024, de 85 TWh anuales, así como por debajo de la proyección para 2026-2030.

Esto significa que el crecimiento de la energía limpia tendría que acelerarse para que la generación eléctrica con carbón alcance un pico estructural y una disminución sostenida, en lugar de un descenso puntual a corto plazo.

Cumplir el objetivo del gobierno de alcanzar 500 GW de capacidad eléctrica no fósil para 2030, establecido por el primer ministro Narendra Modi en 2021, requiere precisamente esa aceleración.

Momento histórico

Aunque el crecimiento acelerado de la energía limpia en China e India ha transformado las perspectivas del uso del carbón, consolidar estas caídas dependerá de superar una serie de desafíos.

En primer lugar, las redes eléctricas deberán operar de forma mucho más flexible para acomodar una mayor proporción de energías renovables. Esto implicará actualizar antiguas estructuras de los mercados eléctricos —diseñadas para centrales de carbón— tanto en China como en India.

En segundo lugar, ambos países han seguido añadiendo nueva capacidad de generación eléctrica con carbón. A corto plazo, esto está provocando una caída en el grado de utilización de la capacidad —el número de horas que cada central puede operar— a medida que disminuye la generación eléctrica con carbón.

(Tanto China como India han añadido nueva capacidad de carbón en respuesta al aumento de la demanda máxima de electricidad. Esto incluye el aumento de la demanda de aire acondicionado, en

parte como resultado del calor extremo impulsado por las emisiones históricas que han provocado el cambio climático).

Si los proyectos de centrales de carbón en construcción y con permisos se completan, aumentarían la capacidad de generación con carbón en un 28% en China y un 23% en India. Sin un crecimiento significativo de la generación eléctrica con carbón, la utilización de esta capacidad caería de forma notable, causando dificultades financieras a los generadores y mayores costes para los consumidores.

A más largo plazo, la incorporación de nueva capacidad de carbón tendría que reducirse sustancialmente y acelerarse el retiro de centrales existentes, para dejar espacio a una mayor expansión de la energía limpia en el sistema eléctrico.

A pesar de estos desafíos, la caída de la generación eléctrica con carbón y el aumento récord de la energía limpia en China e India marcan un momento histórico.

La generación eléctrica en estos dos países impulsó más del 90% del aumento de las emisiones globales de CO₂ de todas las fuentes entre 2015 y 2024 —el 78% procedente de China y el 16% de India—, lo que convierte a sus sectores eléctricos en clave para alcanzar el pico de las emisiones globales.

Los precios spot del gas natural en Henry Hub caerán un 2% en 2026 antes de aumentar un 33% en 2027

- El Henry Hub disminuirá hasta quedar un poco por debajo de los 3,50 dólares por millón de unidades térmicas británicas en 2026, antes de aumentar hasta los 4,60 dólares/MMBtu en 2027.



Los precios spot del gas natural en Henry Hub caerán un 2% en 2026 antes de aumentar un 33% en 2027

<https://elperiodicodelaenergia.com/los-precios-spot-del-gas-natural-en-henry-hub-caeran-un-2-en-2026-antes-...>

José A. Roca

Jueves, 15 enero 2026

El Henry Hub disminuirá hasta quedar un poco por debajo de los 3,50 dólares por millón de unidades térmicas británicas en 2026, antes de aumentar hasta los 4,60 dólares/MMBtu en 2027

La **Administración de Información Energética de EEUU (EIA)** espera que el precio spot de referencia del gas natural en Estados Unidos en el Henry Hub disminuya alrededor de un 2 % hasta quedar apenas por debajo de los 3,50 dólares por millón de unidades térmicas británicas (MMBtu) en 2026, antes de aumentar con fuerza en 2027 hasta situarse justo por debajo de los 4,60 dólares/MMBtu, según su *Short-Term Energy Outlook (STEO)* de enero.

La EIA prevé que el precio promedio anual del Henry Hub en 2026 disminuya ligeramente, ya que el crecimiento anual de la oferta mantiene el ritmo del crecimiento de la demanda a lo largo del año. Sin embargo, en 2027 pronostica que el crecimiento de la demanda superará al de la oferta, impulsado principalmente por una mayor demanda de gas de alimentación por parte de las instalaciones estadounidenses de exportación de gas natural licuado (GNL), lo que reducirá las existencias de gas natural almacenado. Pronosticamos que los precios spot promedio anuales disminuirán un 2 % en 2026 y luego aumentarán un 33 % en 2027.

La EIA pronostica que el crecimiento de la oferta de gas natural superará al crecimiento de la demanda en 0,5 mil millones de pies cúbicos por día (Bcf/d) en 2026, pero luego quedará rezagado

en 1,6 Bcf/d en 2027, lo que ejercerá presión al alza sobre los precios del gas natural. Así, espera que la demanda en 2026, que incluye las exportaciones, aumente menos del 1% (+0,6 Bcf/d), mientras que la oferta, que incluye las importaciones, aumentará casi un 1% (+1,1 Bcf/d). Se prevé que esta diferencia se invierta en 2027, cuando el crecimiento de la demanda (+2,5 Bcf/d) supere al crecimiento de la oferta (+0,9 Bcf/d).

El aumento de la demanda está impulsado por mayores exportaciones de GNL

Las exportaciones de GNL crecen, según el pronóstico, un 9% (1,3 Bcf/d) en 2026 y un 11% (1,7 Bcf/d) en 2027. El aumento es resultado de la puesta en marcha progresiva de tres nuevas instalaciones de exportación de GNL: Plaquemines LNG, Corpus Christi Stage 3 y Golden Pass LNG. Plaquemines LNG y Corpus Christi Stage 3 continuarán aumentando su producción hasta alcanzar operaciones plenas durante el período de nuestro pronóstico, y esperamos que Golden Pass LNG comience a operar en 2026.

El pronóstico de la EIA para el consumo doméstico de gas natural en Estados Unidos se mantiene relativamente estable en ambos años, ya que las disminuciones en el consumo de los sectores industrial, comercial y residencial se compensan con aumentos en el consumo del sector eléctrico. El consumo de gas natural para la generación de energía eléctrica aumenta de forma constante a lo largo del período de pronóstico, lo que refleja la continua dependencia de la generación a gas natural para satisfacer el crecimiento de la demanda eléctrica y equilibrar las energías renovables.

El consumo pronosticado de gas natural en los sectores residencial y comercial disminuye un 4% en 2026 hasta 22,1 Bcf/d. El pronóstico para 2026 refleja temperaturas más cercanas a lo normal, lo que conduce a un menor consumo en comparación con 2025, que presentó condiciones climáticas más frías de lo normal en algunos meses de invierno.

El consumo de gas natural en el sector industrial disminuye en 2026 y 2027 en nuestro pronóstico debido a condiciones climáticas más cercanas a lo normal y a una menor actividad industrial, medida por el índice manufacturero ponderado por gas natural.

Los precios aumentan a medida que disminuyen los niveles de almacenamiento

A medida que la demanda de gas natural supera a la oferta, la EIA espera que los inventarios de almacenamiento se sitúen gradualmente por debajo del promedio móvil de cinco años durante el período de pronóstico. En comparación, los niveles de almacenamiento fueron relativamente sólidos en 2024 y 2025, con inventarios que se mantuvieron un 1,7% por encima del promedio de cinco años (2020–24) al cierre de diciembre de 2025.

Los períodos con inventarios superiores al promedio suelen asociarse con precios más bajos, mientras que niveles de almacenamiento más bajos se corresponden con precios más altos y condiciones de mercado más ajustadas. A medida que los inventarios se acercan o caen por debajo del promedio de cinco años, el precio pronosticado para el Henry Hub aumenta, lo que ilustra cómo los niveles de almacenamiento siguen siendo un indicador clave del equilibrio del mercado del gas natural y de la formación de precios.



El Gobierno creará un fondo soberano de 10.500 millones con ayudas de la UE

El ICO gestionará el nuevo vehículo para movilizar inversiones por 120.000 millones

ÑAKI DE LAS HERAS
Madrid

El Gobierno ha elegido la figura del fondo soberano para dar recorrido a las ayudas europeas que están a punto de concluir. Es una fórmula ya existente en algunas de las grandes economías del mundo, aunque en el caso español las ambiciones son más modestas. El anuncio de su creación lo realizó ayer el presidente del Ejecutivo, Pedro Sánchez. El objetivo, dijo, es seguir impulsando las inversiones más allá del final de las ayudas del programa Next Generation, que concluyen este año. El nuevo fondo arrancará con recursos europeos y tendrá una dotación de 10.500 millones de euros.

Los fondos soberanos son fondos de inversión controlados por los estados que se dedican a in-

Pedro Sánchez asegura que España se ha convertido en un "valor refugio en un mundo turbulento"

vertir conforme a una visión estratégica en empresas de todo el mundo. Los mayores, como el fondo soberano noruego, el saudí PIF o el chino CIC invierten billones de euros procedentes de las pensiones de sus ciudadanos o de los ingresos que el país obtiene del petróleo o de los excedentes comerciales. En el caso español, la base del fondo serán las ayudas europeas pendientes de emplear.

Durante la clausura del Spain Investors Day, Sánchez explicó que el Instituto de Crédito Oficial (ICO) será el encargado de gestionar el fondo soberano español, cuyo objetivo es "dar impulso a los fondos Next Generation más allá del 2026". El objetivo es movilizar, junto al capital privado tanto nacional como internacional, inversiones por 120.000 millones de euros.

La idea es que las inversiones con fondos europeos, que habrán animado hasta este año el crecimiento económico, no se detengan. "Va a recoger el testigo de los fondos Next Generation y va a extender su empuje más allá de este año", afirmó. "Trascenderá" el 2026 y permitirá que prosigan las inversiones en la transición digital y energética, así como en la reindustrialización del país.

El fondo se llamará España



KIKO HUESCA / EFE

El presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, ayer en Madrid

Crece y el propio Sánchez detallará su funcionamiento en una presentación el próximo lunes junto al ministro de Economía, Carlos Cuerpo. Sin embargo, ayer quiso anticipar el anuncio aprovechando un foro frecuentado por grandes inversores internacionales como BlackRock o Apollo.

A los inversores les ofreció un nuevo discurso sobre la economía española muy centrado en su estabilidad frente a las tensiones geoestratégicas. De "la economía española va como un cohete",

Sánchez pasa ahora a decir que el país "es un valor refugio en un mundo cada vez más turbulento". "Aquí no van a encontrar tensiones comerciales, riesgos geopolíticos o inseguridad jurídica", sino "paz social, cohesión territorial y un marco estable que favorece el talento, venga de donde venga", dijo a los inversores.

El país, aseguró, es el quinto del mundo y el tercero de Europa que más proyectos de inversión ha recibido desde el 2013. Otras cifras que transmitió Sánchez a los inversores fueron las del stock

de inversión extranjera, que supera los 650.000 millones de euros, el 41% del PIB.

Sin embargo, el gran anuncio de ayer fue la creación del fondo soberano. El ICO coinvertirá junto al sector privado y priorizarán inversiones en vivienda, energía, digitalización, inteligencia artificial, reindustrialización, economía circular, infraestructura, agua y seguridad, dijo el presidente del Gobierno.

Este "ejercicio de soberanía nacional", señaló, también quiere "demostrar que hay otra ma-

nera de hacer las cosas" y contradecir el "discurso en el que se cuestiona la diversidad, la igualdad y el compromiso con una mirada humanista frente a la digitalización". No hizo alusiones directas, pero este planteamiento se presenta como lo opuesto al de la Administración Trump.

El punto de partida serán los remanentes del Next Generation, que ahora tendrán un destino más allá de la finalización del plazo para su ejecución en agosto de este año. El Gobierno tiene

El fondo se llamará España Crece e invertirá en vivienda, energía, IA y seguridad

pendiente recibir 24.700 millones de euros de fondos europeos en ayudas directas. Este programa concluye en agosto de este año, si bien el último desembolso se producirá a finales del ejercicio, según explicó también ayer el propio Sánchez.

Dentro de estos 24.700 millones de euros, el Ministerio de Economía ya anunció que el Gobierno tenía previsto asignar unos 13.000 millones de euros al ICO. España Crece, señaló también ayer el Gobierno, buscará distintas formas de relación con el sector privado, entre ellas no solo la inversión de capital, sino también préstamos y avales.

El anuncio de ayer sirve para concretar aún más el destino de los fondos europeos. En total, España habrá recibido 102.600 millones de euros, de los que 79.900 millones corresponderán a ayudas directas y otros 22.700 millones a préstamos. ●

Trabajo retrasa la reunión del SMI para seguir negociando con Hacienda

■ El Ministerio de Trabajo no tira la toalla de sumar a la patronal al acuerdo de subida del salario mínimo interprofesional (SMI) y, para intentarlo, ha aplazado la reunión prevista para hoy con los agentes sociales. Quiere ganar un tiempo extra para seguir las negociaciones con el Ministerio de Hacienda con el objetivo de conseguir una de las reivindicaciones que reclama la patronal, la indexación de los contratos públicos. Es

decir, que los aumentos del SMI repercutan en estos contratos de manera que no los tengan que asumir exclusivamente las empresas. En la última reunión de la mesa de diálogo social, el secretario de Estado de Empleo, Joaquín Pérez Rey, sorprendió al afirmar que estaban trabajando con Hacienda en una propuesta de indexación. Era una oferta a la patronal, aunque no del todo consistente, dado que es conocida la

oposición del ministerio de María Jesús Montero a permitir indexar los contratos. Sin embargo, desde aquel momento hasta ahora se han mantenido estas conversaciones y el hecho de que se quieren prolongar, indica que hay ciertas opciones de acuerdo. La desindexación actual la estableció el gobierno anterior del PP, pero en la etapa Sánchez, el Ministerio de Hacienda se ha resistido a modificar esta norma, que

evita un gasto sustancial a las cuentas públicas. Sin embargo, es muy onerosa para empresas que han ganado contratos públicos. La propuesta planteada por Trabajo en la última reunión es de un aumento del SMI del 3,1%, que lo situaría en los 1.221 euros mensuales, que estarán exentos de tributar el IRPF. En esto sí que hubo acuerdo entre los dos ministerios, y se decidió aplicar la misma fórmula que en 2025. / Jaume Masdeu



La mitad de los nuevos fondos que introduce la reforma de la financiación irán a Cataluña

El Fondo Climático y el IVA de las pymes repartirán 3.000 millones adicionales entre las comunidades, de los que Cataluña recibirá el 55% según las estimaciones

Cataluña concentra más de la mitad de los nuevos fondos de la reforma autonómica

Reparto del Fondo Climático

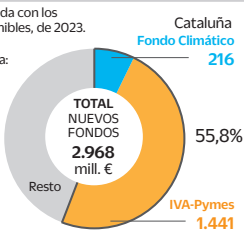
Repartirá 1.004 millones en financiación incondicionada: dos tercios para las comunidades mediterráneas y el resto para las demás. El reparto interno se hará según la población ajustada.

	Pobl. ajustada*	Millones de €	% del total
Andalucía	8.361.958	234	23,3
Cataluña	7.704.377	216	21,5
C. Valenciana	5.038.740	141	14,0
Madrid	6.611.949	105	10,5
Galicia	2.895.431	46	4,6
Murcia	1.549.102	43	4,3
Cast. y León	2.577.439	41	4,1
Canarias	2.235.627	35	3,5
Baleares	1.213.949	34	3,4
C.-La Mancha	2.140.546	34	3,4
Aragón	1.449.044	23	2,3
Extremadura	1.132.017	18	1,8
Asturias	1.099.234	17	1,7
Cantabria	614.044	10	1,0
La Rioja	339.764	5	0,5
TOTAL	44.963.220	1.004	100,0

Cálculo de la transferencia del mecanismo IVA-Pymes

El IVA-Pymes reparte según el domicilio fiscal de las empresas, no según dónde se consume, y favorece a Cataluña. La mayoría de comunidades tendría saldo negativo y renunciaría a la transferencia.

	Recaudación IVA-Pymes (mill. €)	Peso			DIF.**	Millones de €	% del total
		En total	En consumo				
Cataluña	5.994	25,9%	19,7%	6,2%		1.441	73,4
C. Valenciana	2.857	12,3%	11,3%	1,0%		232	11,8
Madrid	506	21,9%	21,0%	0,9%		191	9,7
Baleares	879	3,8%	3,6%	0,2%		55	2,8
Aragón	763	3,3%	3,1%	0,2%		46	2,3
Andalucía	2.856	12,3%	17,2%	-4,9%			
Galicia	1.275	5,5%	5,7%	-0,2%			
Cast. y León	942	4,1%	5,3%	-1,2%			
C.-La Mancha	668	2,9%	3,9%	-1,0%			
Murcia	548	2,4%	3,0%	-0,6%			
Asturias	434	1,9%	2,2%	-0,3%			
Cantabria	270	1,2%	1,3%	-0,1%			
Extremadura	241	1,0%	1,9%	-0,9%			
La Rioja	173	0,7%	0,7%	0,0%			
Canarias	-	-	-	-			
TOTAL	23.134	100,0%	100,0%		1.964		100,0



Fuente: Fedea. Reforma del sistema de financiación autonómica, que afecta a todas las CC AA, excepto País Vasco y Navarra, ya que disponen de régimen foral propio

BELÉN TRINCADO / CINCO DÍAS

L. D. FEMMINE / P. SEMPERE MADRID

La propuesta de reforma del sistema de financiación autonómico no recoge el cupo catalán que exigían los independentistas al principio de las negociaciones, pero incluye más de un guño a Cataluña, que se quedará con la mitad de los nuevos fondos que plantea el modelo presentado la semana pasada por el Ministerio de Hacienda. En concreto, acapará 216 millones de un total de 1.000 millones con los que está dotado el nuevo Fondo Climático, y el 70% de los 2.000 millones proyectados del mecanismo IVA-pymes, que permitirá a las autonomías recaudar parte del IVA que las pequeñas y medianas empresas generan en su territorio. Es así que, sumados los dos mecanismos, Cataluña se queda con el 55% del total, según se extrapoló de los datos elaborados por el economista Ángel de la Fuente, director del centro de estudios Fedea. Hacienda no ha hecho públicos cálculos al respecto.

El dinero aportado por esos nuevos mecanismos sería, sin embargo, solo un pellizco de los recursos adicionales que recibirían las comunidades con la reforma del sistema. El modelo de financiación presentado por la vicepresidenta y ministra de Hacienda, María Jesús Montero, prevé una inyección adicional de 21.000 millones a la caja común autonómica. El grueso de este importe, 16.000 millones, se conseguiría elevando el porcentaje de impuestos que las comunidades transfieren al sistema, en particular el IRPF y el IVA. El resto procedería de una mayor contribución de la Administración central.

Para entender la modificación que plantea el Gobierno, fruto de un año y medio de negociación con ERC, hay que dar un paso atrás. El sistema de financiación reparte a las comunidades recursos procedentes de una caja común que se nutre de aportaciones del Estado y de los propios territorios. Las autonomías ponen en esa cesta el

75% de su recaudación normativa –calculada sin tener en cuenta eventuales rebajas o subidas fiscales aplicadas en el ejercicio de su gestión–, teniendo cedido el 50% del IRPF y del IVA y el 58% de los impuestos especiales. Además, se incluyen otros como transmisiones patrimoniales y actos jurídicos documentados, sucesiones y donaciones o los tributos sobre el juego.

El nuevo modelo prevé ampliar la cesión del IRPF al 55% y del IVA al 56,5%, además de incluir en la caja común figuras como el impuesto sobre el patrimonio, el que grava los depósitos bancarios o el de residuos en vertederos. Es decir, la capacidad tributaria de los territorios aumentaría y se conseguirían más recursos para todos, asignados después en función de la variable de población ajustada –habitantes ponderados por variables geográficas y demográficas–, que ya supone el criterio rector del reparto en el modelo actual y que sufrirá algunos ajustes

con la reforma. El objetivo es que todas las comunidades, independientemente de su dinamismo económico, puedan prestar los servicios públicos en condiciones similares: sanidad, educación y servicios sociales. Quedarían así excluidos del nuevo modelo los fondos de cierre del sistema vigente, que realizaban ajustes en ese reparto inicial con un efecto distorsionador, según el consenso académico. Sin embargo, la

reforma prevé nuevos ajustes, como el Fondo Climático y el mecanismo el IVA-pymes, que según De la Fuente “reintroducen la arbitrariedad que con buen criterio se buscaba eliminar”. Y esos recursos extra son los que, según las estimaciones del economista, tendrán como destino preferente Cataluña.

Efectos ambientales

El Fondo Climático está dotado con unos 1.000 millones, dos tercios de los cuales se destinarán a las comunidades mediterráneas y se repartirán de acuerdo a la población ajustada, según explicó Montero, por ser más vulnerables a efectos ambientales extremos. Una justificación que ha irritado a los territorios del norte e interior peninsular, escenarios de trágicos incendios en los últimos años. Cataluña sería la segunda comunidad más beneficiada por este fondo, con 216 millones, solo por detrás de Andalucía (234 millones), de acuerdo con los cálculos de Fedea. La Comunidad Valenciana acapará

141 millones y 105 millones Madrid, mientras que todas las demás se quedarían con menos de 100 millones cada una.

En el nuevo mecanismo de IVA-pymes el desajuste es más pronunciado: Cataluña se quedaría con 1.441 millones de un total de 2.000 que estima Hacienda. Este ajuste prevé que los territorios que así lo soliciten –la adhesión al instrumento es voluntaria– puedan quedarse con parte del IVA que las pymes generan en su territorio en lugar de recibir una transferencia por el índice de consumo, el criterio que se usa actualmente para repartir la recaudación del tributo (basada en el gasto gravado por el impuesto).

Hacienda ha estimado que solo algunas comunidades lo solicitarán, debido a que en la mayoría la diferencia entre el peso relativo del IVA de las pymes y el índice de consumo es negativa. Cataluña se quedaría con tres cuartas partes del total, debido al elevado número de pequeñas y medianas empresas que conforman su tejido productivo. De solicitarlo, la Comunidad Valenciana recibiría 232 millones, 191 millones Madrid, 55 Baleares y 46 Aragón.

Con todo, y aunque De la Fuente tache estos nuevos mecanismos de “arbitrarios”, también reconoce que “el núcleo central” de la propuesta “es muy razonable”: tiene menos distorsiones y reduce la brecha de financiación por habitante. Hacienda, sin embargo, no ha proporcionado información desglosada, alimentando las ya duras críticas del resto de comunidades, que acusan al Gobierno de haber diseñado un sistema a la carta para Cataluña.

Con el sistema actual, según los datos de Fedea, la fotografía es clara: nueve comunidades de régimen común se sitúan por encima de la media y seis por debajo. En la parte rasa del índice aparecen territorios como Murcia, la Comunidad Valenciana o Andalucía, mientras que arriba están Cantabria, Baleares o La Rioja. Tras la reforma, aunque todas las comunidades ganan financiación en euros, el índice revela un cambio significativo en la composición del mapa: la relación se invierte y pasan a ser nueve las comunidades por debajo de la media y seis por encima.

El nuevo modelo obtendrá recursos de otros tributos como sucesiones o patrimonio

Con este sistema nueve regiones pasan a estar por debajo de la media en financiación



J. de Antonio. MADRID

El año 2025 cerró con unos niveles de inflación en España superiores a los recomendados por las autoridades europeas y muy por encima de lo marcado por el Banco Central Europeo (BCE), del 2%. Los precios subieron un 2,9% en el mes de diciembre en tasa interanual, una décima por debajo de la tasa de noviembre gracias a la moderación del precio de los carburantes, que bajaron más que en el mismo periodo de hace un año. Sin embargo, la cesta de la compra sigue dando disgustos a los bolsillos de los hogares y los alimentos volvieron a subir por el «efecto Navidad», para situarse en el 3%, dos décimas más que el mes anterior, principalmente por el efecto base en los aceites. Este comportamiento se debió a la subida de los precios de las legumbres y hortalizas y de los aceites, frente a la bajada de hace 12 meses. Por tanto, la inflación general cerró el año en una media del 2,7%, que marca el límite de subida de las pensiones la frontera de negociación de los convenios colectivos.

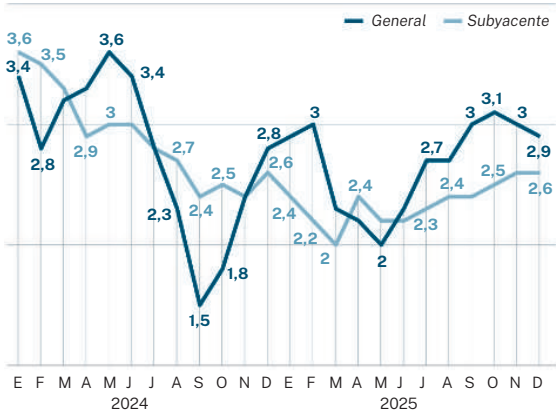
A esta mínima moderación también influyó el segmento de ocio y cultura, que situó su variación anual en el 0,5%, lo que supuso siete décimas por debajo de la del mes pasado, por el respiro en los precios de los paquetes turísticos, cuya subida fue menor que en diciembre del año anterior; y a los precios de los servicios recreativos y deportivos, que bajaron mientras que en el mismo mes de 2024 subieron.

Pero lo más preocupante fue la tasa anual de los alimentos, que aumentó dos décimas. Un comportamiento se debió, principalmente, al despegue de algunos productos básicos, como los hue-

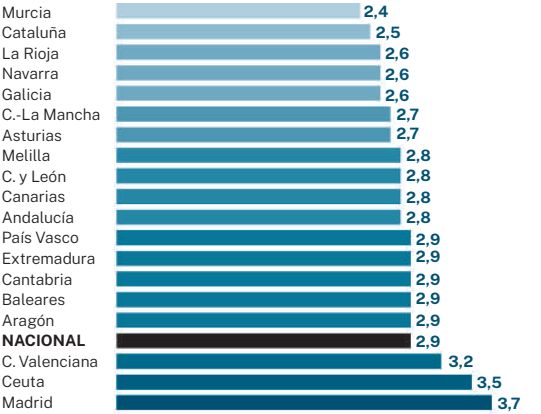
►La inflación alcanza en diciembre en el 2,9% y España cierra 2025 con la inflación más elevada de las cuatro grandes economías de la Unión Europea

El 75% de los productos incrementó su precio en 2025

TASA ANUAL DEL IPC
Porcentaje



TASA ANUAL DEL IPC POR CC AA
Diciembre 2025. Porcentaje

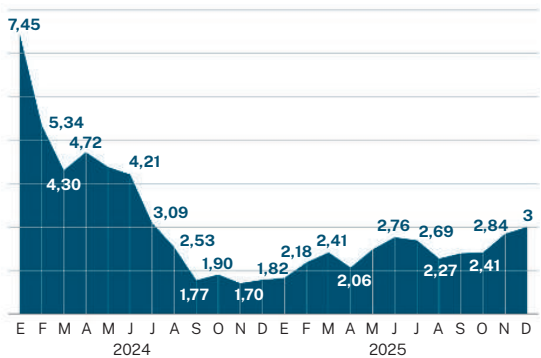


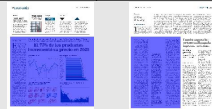
LOS ALIMENTOS QUE MÁS HAN CRECIDO
EN 2025 Y LOS QUE HAN BAJADO
Porcentaje



Fuente: INE

VARIACIÓN INTERANUAL DEL IPC EN ESPAÑA
Porcentaje de variación





vos (31,3%), la carne de vacuno (17,2%), el café (16,3%), el chocolate (12,7%), el cacao y el chocolate en polvo (12%). También destacaron las subidas de otros aceites comestibles (9,7%); de los despojos alimentarios (7,8%); de la carne de ovino y caprino (7,4%); de las legumbres y hortalizas frescas (7,3%) y los frutos secos (7%). Solo el grupo del café, cacao e infusiones experimentó una subida global del 13,9%. Especial impacto tuvo el incremento del gasto en la recogida de basuras (30,3%) por el golpe fiscal recibido por la imposición del nuevo impuesto, seguido del transporte combinado de pasajeros (26,7%), pese a las rebajas gubernamentales.

También tuvieron que afrontar las familias en 2025 el incremento de la factura de la electricidad, que cerró diciembre con un precio un 12,6% más caro que en el mismo mes de 2024, incremento por encima del 11,9% de noviembre. La luz no baja en términos interanuales desde febrero de 2024. Solo en el último mes, el coste se elevó una 2%. En cuanto al gas natural, registró un encarecimiento de un 0,2% en tasa anual –más moderado que el 1,7% de noviembre– y suma seis meses seguidos de ascensos. Por su parte, los carburantes de automoción acabaron el año con ligeros abaratamientos. El gasóleo bajó la persiana al 2025 con una bajada del 1,1% sobre diciembre de 2024, rompiendo con tres meses anteriores al alza, y el coste de la gasolina cayó un 3,5%, alcanzando 11 meses de descensos.

Sin embargo, para el Ministerio de Economía, la inflación «continúa moderándose respecto al promedio de 2024 y sigue siendo inferior a las subidas salariales, lo que permite ganancias de poder adquisitivo», pese a que cerró con la misma tasa que en 2024 (2,9%) y que el abaratamiento de algunos productos se haya producido en

Los alquileres suben el 2,32% con el índice INE

► Los alquileres que se revisen ahora utilizando el nuevo índice de referencia que elabora el Instituto Nacional de Estadística (INE), que se aplica a los contratos firmados tras la entrada en vigor de la Ley de Vivienda el 25 de mayo de 2023, podrán subir hasta un 2,32%, el dato más alto desde diciembre de 2024 (2,28%), según el índice actualizado difundido ayer por el organismo estadístico. Esta nueva referencia, correspondiente a noviembre se sitúa muy por debajo de la inflación, que subió un 2,9% en tasa interanual el pasado mes de diciembre, según el dato publicado también ayer por el INE, pero ya acumula siete meses consecutivos de subidas. Desde que entró en vigor este índice de referencia de arrendamiento, las subidas han oscilado entre el 1,9% de mayo del año pasado y el 2,32% del último dato.

productos muy concretos, como el aceite de oliva (-31,6%), el butano y el propano (-6,9%), los equipos audiovisuales (-6%), los juegos y aficiones (-5,7%), el azúcar (-5,5%) y los equipos de telefonía móvil (-5,3%). En concreto, de las 199 clases de productos analizados por el INE, 151 elevaron sus precios en 2025, mientras que solo 42 se rebajaron y seis los mantuvieron sin cambios. Es decir, que más del 75% de los productos analizados subió en 2025.

Porello, no comparte el optimismo del Gobierno ni el sindicato UGT, que ayer que los precios están «castigando a muchos hogares, sobre todo a los de rentas más bajas», pues se han encarecido «notablemente bienes y servicios que cubren necesidades vitales de las familias», como los alimentos y la energía, situación que «solo se ha amortiguado parcialmente por el empuje de la negociación colectiva».

Una situación muy negativa para España, ya que la tasa de inflación interanual de la eurozona se mantuvo en el 2,1% el pasado mes de noviembre –el último mes contabilizado–, próxima a ese objetivo de estabilidad a medio plazo del 2% fijado por el BCE. Para el conjunto de la Unión Europea, la tasa de inflación interanual fue del 2,4%, una décima inferior a la subida del coste de la vida en octubre entre los Veintisiete, según Eurostat. Esto significa que los precios en España están ocho décimas por encima del IPC de la eurozona, en línea con la subida del mes anterior. Con este dato, las familias y empresas españolas sufren la inflación más elevada de las cuatro grandes economías del euro (Alemania, Francia, Italia y España). En concreto, la inflación de Alemania se sitúa en el 2,6%, la de Francia en el 0,8% y la de Italia en el 1,1%, lejos del golpe inflacionario patrio.