



Resumen de prensa 18/12/2025

18/12/2025

Índice

UNEF

José Donoso, director general de UNEF (Unión Española Fotovoltaica). El Sol, la oportunidad de Andalucía	4
José Donoso, director general de UNEF (Unión Española Fotovoltaica). El Sol, la oportunidad de Andalucía	7
Unef analiza el control de tensión y el almacenamiento hibridado como nuevas oportunidades para el sector fotovoltaico	10
Productor fotovoltaico, ¿cuánto hubieras ingresado si hubieras instalado ya almacenamiento en tu parque solar?	13

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Endesa gana por goleada a Iberdrola en autoconsumos conectados	16
Endesa supera los 400.000 autoconsumos conectados a su red de distribución	18
Cataluña licita la instalación de sistemas fotovoltaicos en 30 comisarías y parques de bomberos	20
Contigo Energía señala 2026 como el año decisivo para la estabilidad del sistema eléctrico español	22
El fabricante de módulos fotovoltaicos JA Solar entra en el mercado del almacenamiento	24
El mercado mundial de inversores solares afrontará dos años de caída antes de estabilizarse	26
Gran Canaria instala un autoconsumo fotovoltaico de 70 kW en la Bodega Insular	29
Ib Vogt vende el parque Baobab Solar de 95 MW en Segovia a la suiza EOS	31
La planta guipuzcoana de Niessen (ABB) alcanza las cero emisiones netas operativas - Energética 21	33
Longi entra en la fábrica de módulos fotovoltaicos de Carbon en Francia	35
Productor de frutos secos despliega 1,76 MW de autoconsumo en sus centros de Valencia	38
Wood Mackenzie pronostica desaceleración temporal en demanda de inversores solares	40

LAS RENOVABLES

Asterion compra renovables a Total por 500 millones	42
Brookfield pacta con Riberas y Benjumea el reparto de Powen	43
Qualitas negocia la compra del 50% de la plataforma de renovables Cubico, valorada en 7.000 millones	44
Qualitas Energy, cerca de comprar el 50% del gigante renovable Cubico por 3.500 millones	45
Repsol logra 612 millones de financiación de 700 MW renovables que tiene en venta	48
Greenvolt vende un parque de 253 MW eólicos en Rumanía a Engie	49
Greenvolt Group vende un proyecto eólico de 253,1 MW a la filial rumana de Engie	50

Grenergy consigue 100 millones del Santander para su planta de Ayora	51
Acciona Energía culmina la venta del parque eólico San Juan de Marcona en Perú por 218 millones de euros	52
Casa dos Ventos y Vestas impulsan uno de los mayores complejos eólicos de Brasil	54
Cinco claves que marcarán la eólica marina en 2026	56
Cuerva finaliza la construcción de la central hidroeléctrica de Rules con una inversión de 4,5 millones	60
EOI celebra 70 años impulsando la industria, la innovación y el talento con una nueva identidad orientada al futuro	63
eRoots Map & VeraGrid: una solución estratégica para nuevos proyectos de renovables, data centers y grandes consumidores	66
Estos son los frentes que marcarán el teatro de operaciones eólico en 2026, año decisivo para el sector	70
Gobierno brasileño actualiza el plan de expansión del sistema eléctrico con enfoque en renovables y estabilidad	73
Gran Canaria impulsa la creación de cuatro nuevas agencias locales de energía con apoyo europeo	75
Guía completa sobre los beneficios de la energía renovable	77
Iberdrola confía a la sevillana RTS la protección del parque eólico marino alemán Windanker	82
Iberdrola y Microsoft firman dos PPA a largo plazo por 150 MW en España	84
José Porras, una vida ligada a la energía desde los trece años	86
La AIE afirma que la demanda mundial de carbón se ha estancado y podría disminuir ligeramente para 2030	89
La ambición para triplicar las renovables aumenta, pero el objetivo de la COP28 no se cumplirá según la AIE	92
La luz apunta a "precios de primavera" de entre 50 y 55 euros el MWh para enero	95
La planta guipuzcoana de Niessen (ABB) alcanza las cero emisiones netas operativas	98
Mejora el estado de ánimo en la industria eólica mundial	100
Petrobras compra la mitad del capital de la subsidiaria de Lightsource bp en Brasil	102
Raúl Suárez (CEO de Nedgia): "Con el 30% del potencial nacional de biometano podríamos descarbonizar todas las viviendas de España"	103
Socomec cierra un 2025 marcado por la IA y la electrificación y anticipa un 2026 de "alta densidad energética"	106
SP Energy Networks (Iberdrola) prueba la viabilidad del reinicio de la red británica con energía eólica marina	108
Una eléctrica pública de Alemania va a desarrollar un proyecto de almacenamiento en una central de biomasa	110

LAS OTRAS ENERGÍAS

El consumidor pagará 500 millones por el servicio de apoyo de las compañías a la operación de REE	112
El tapón de la red eléctrica bloquea 116.000 nuevas viviendas en Madrid	113
Criteria blinda Naturgy y abre la puerta a seguir comprando acciones	114

ICL suspende el plan para fabricar piezas de baterías en Cataluña	115
Entso-e advierte: sin señales de mercado adecuadas, el almacenamiento no desplegará todo su potencial	116
Esther Martínez Arroyo. La inversión en redes eléctricas: pilar clave para consolidar la transición energética y la oportunidad industrial de España	118

LA ECONOMÍA	
La deuda pública subirá en 2026 con emisiones récord en la zona euro	120
Bruselas facilita el acceso a 'NextGen' y España pedirá 7.300 millones en enero	121
España lidera la inflación entre los grandes del euro	122

El Sol, la oportunidad de Andalucía

• Tribuna de José Donoso, director general de UNEF (Unión Española Fotovoltaica)



sol oportunidad andalucía

https://www.diariodesevilla.es/medio-ambiente/sol-oportunidad-andalucia_0_2005482074.html

Jueves, 18 diciembre 2025

No es muy conocido que el primer intento para aplicar en nuestro país la revolución industrial que se llevó a cabo en el siglo XVIII en el Reino Unido tuvo lugar en Andalucía. Aquel intento pionero fracasó porque no se reunían las condiciones objetivas ni se disponía de ninguna ventaja competitiva. Hoy, ante la tercera revolución industrial que se está llevando a cabo en el mundo, sí que Andalucía cuenta con una importante ventaja competitiva: el sol. Con más de **2.000 horas de sol anuales** —más del doble que países como Alemania— estamos ante una oportunidad histórica que no deberíamos desaprovechar. La pregunta ya no es si la fotovoltaica tiene sentido aquí, sino cómo aprovechamos esta **ventaja natural** de forma inteligente, sostenible y beneficiosa para los municipios y todo el territorio en su conjunto.

En un debate público sobre las energías renovables y sus impactos en los territorios, resulta útil acudir a la experiencia acumulada. ¿Qué está ocurriendo realmente allí donde operan proyectos solares desde hace años? ¿Qué efectos experimentan sus habitantes y sus **economías locales**? Son preguntas legítimas que afortunadamente empiezan a responderse con evidencia científica verificable.

Empecemos contextualizando: Andalucía cuenta con unos **9.500 MW fotovoltaicos instalados**. En extensión, los parques fotovoltaicos necesarios para cumplir el Plan Nacional de Energía y Clima y los objetivos europeos utilizarían menos de un 0,4% de la superficie agraria útil.

Veamos los impactos reales a nivel socioeconómico: a nivel macro, los **10.694 millones de euros** que el sector aporta al **PIB español** o los **146.764 empleos generados** muestran una industria

consolidada con impacto real. Y a nivel local, el **Estudio Cuantitativo de los Impactos Socioeconómicos Locales de la Energía Solar Fotovoltaica**, elaborado en 2025 por las universidades Carlos III y Complutense, aporta datos sobre seis municipios españoles con plantas fotovoltaicas, comparándolos con otros municipios sin proyectos solares. Los resultados son claros y consistentes: **aumentos de empleo del 7 % al 13,6 %** durante la construcción, reducción del desempleo general, crecimiento del número de empresas locales entre el 2,6 % y el 3,5 %, mejora de la recaudación municipal del 9 % al 13,5 %, aumento de la población, e incluso mejora del valor de la propiedad inmobiliaria. Estos beneficios se concentran especialmente en municipios pequeños con economías poco diversificadas, precisamente donde más se necesitan.

En el **ámbito social** , la experiencia acumulada demuestra que cuando los ayuntamientos y empresas dialogan antes de construir, los proyectos se integran con **beneficios para los ayuntamientos** . Desde talleres de formación con centros de día hasta patrocinio de eventos deportivos locales, o la mejora de todo tipo de servicios, las colaboraciones son diversas y reales. La convivencia con el territorio no es automática, pero sí factible cuando existe una aspiración real a generar un impacto positivo, sin modelos prefabricados, ya que se trata más bien de un traje a medida para cada municipio. Es una cuestión de método y voluntad, con comunicación temprana, compromiso local y diseño adaptado al entorno. Y a **nivel medioambiental** , el pastoreo ovino sustituye herbicidas, y los **corredores ecológicos** amplios y los nidales benefician a diferentes especies. Entidades tan prestigiosas como la Universidad de Cambridge y la *Royal Society for the Protection of Birds* han demostrado que, en instalaciones bien gestionadas, hay **más variedad de avifauna** y, en general, se pueden llegar a triplicar las aves que se pueden encontrar en los monocultivos que rodean las instalaciones renovables.

El **autoconsumo** , los paneles solares en los hogares, es la vía más directa para que hogares y pymes reduzcan su factura energética. Andalucía es consciente de este potencial y da ejemplo: es la comunidad líder en instalaciones, con 1.679 MW y un 19 % con respecto al total nacional. Y, de la mano del autoconsumo, el **desarrollo de comunidades energéticas** será determinante para que la ciudadanía gestione su propia energía y aproveche los beneficios.

Echemos la mirada hacia el futuro para pensar en los siguientes pasos. Para consolidar una **senda de crecimiento sostenible** , Andalucía necesita avanzar en varios frentes simultáneamente. Los procesos administrativos deben ganar agilidad y previsibilidad. Los marcos regulatorios requieren estabilidad para dar certidumbre a la inversión. Es pertinente un impulso a las buenas prácticas de integración paisajística y territorial. Y es imprescindible impulsar el almacenamiento energético, esencial para alargar las horas de energía barata.

También será fundamental pensar en términos de política industrial: la disponibilidad de energía abundante, predecible y competitiva puede atraer **industrias electrointensivas** , desde centros de datos hasta plantas de fabricación avanzada. El sector fotovoltaico invierte 521 millones en I+D y exporta 3.421 millones, y Andalucía puede ser en parte activa de una cadena de valor industrial generadora de empleo. Esta es la verdadera transformación que puede ofrecer la fotovoltaica: no solo generar electricidad, sino crear las condiciones para una **nueva economía productiva** . No se trata de crecer rápido, sino de crecer bien: con rigor técnico, planificación territorial coherente y diálogo constante con las comunidades locales.

La **fotovoltaica** no resolverá por sí sola los desafíos económicos y sociales de Andalucía, pero puede contribuir significativamente a cambiar la historia de la región. **Andalucía cuenta con ventajas naturales evidentes** , territorio compatible con otras actividades económicas, y potencial de crecimiento en sus municipios. Si mantiene transparencia administrativa, compromiso genuino con el entorno, y una aspiración a la excelencia en los proyectos, **la energía fotovoltaica seguirá siendo una palanca útil para el desarrollo regional** . Sin triunfalismos, pero con datos. Y los datos son claros.

José Donoso, director general de UNEF.

● Tribuna de José Donoso, director general de UNEF (Unión Española Fotovoltaica)



sol oportunidad andalucía

https://www.europasur.es/medio-ambiente/sol-oportunidad-andalucia_0_2005482078.html

Jueves, 18 diciembre 2025

No es muy conocido que el primer intento para aplicar en nuestro país la revolución industrial que se llevó a cabo en el siglo XVIII en el Reino Unido tuvo lugar en Andalucía. Aquel intento pionero fracasó porque no se reunían las condiciones objetivas ni se disponía de ninguna ventaja competitiva. Hoy, ante la tercera revolución industrial que se está llevando a cabo en el mundo, sí que Andalucía cuenta con una importante ventaja competitiva: el sol. Con más de **2.000 horas de sol anuales** —más del doble que países como Alemania— estamos ante una oportunidad histórica que no deberíamos desaprovechar. La pregunta ya no es si la fotovoltaica tiene sentido aquí, sino cómo aprovechamos esta **ventaja natural** de forma inteligente, sostenible y beneficiosa para los municipios y todo el territorio en su conjunto.

En un debate público sobre las energías renovables y sus impactos en los territorios, resulta útil acudir a la experiencia acumulada. ¿Qué está ocurriendo realmente allí donde operan proyectos solares desde hace años? ¿Qué efectos experimentan sus habitantes y sus **economías locales**? Son preguntas legítimas que afortunadamente empiezan a responderse con evidencia científica verificable.

Empecemos contextualizando: Andalucía cuenta con unos **9.500 MW fotovoltaicos instalados**. En extensión, los parques fotovoltaicos necesarios para cumplir el Plan Nacional de Energía y Clima y los objetivos europeos utilizarían menos de un 0,4% de la superficie agraria útil.

Veamos los impactos reales a nivel socioeconómico: a nivel macro, los **10.694 millones de euros** que el sector aporta al **PIB español** o los **146.764 empleos generados** muestran una industria

consolidada con impacto real. Y a nivel local, el **Estudio Cuantitativo de los Impactos Socioeconómicos Locales de la Energía Solar Fotovoltaica**, elaborado en 2025 por las universidades Carlos III y Complutense, aporta datos sobre seis municipios españoles con plantas fotovoltaicas, comparándolos con otros municipios sin proyectos solares. Los resultados son claros y consistentes: **aumentos de empleo del 7 % al 13,6 %** durante la construcción, reducción del desempleo general, crecimiento del número de empresas locales entre el 2,6 % y el 3,5 %, mejora de la recaudación municipal del 9 % al 13,5 %, aumento de la población, e incluso mejora del valor de la propiedad inmobiliaria. Estos beneficios se concentran especialmente en municipios pequeños con economías poco diversificadas, precisamente donde más se necesitan.

En el **ámbito social** , la experiencia acumulada demuestra que cuando los ayuntamientos y empresas dialogan antes de construir, los proyectos se integran con **beneficios para los ayuntamientos** . Desde talleres de formación con centros de día hasta patrocinio de eventos deportivos locales, o la mejora de todo tipo de servicios, las colaboraciones son diversas y reales. La convivencia con el territorio no es automática, pero sí factible cuando existe una aspiración real a generar un impacto positivo, sin modelos prefabricados, ya que se trata más bien de un traje a medida para cada municipio. Es una cuestión de método y voluntad, con comunicación temprana, compromiso local y diseño adaptado al entorno. Y a **nivel medioambiental** , el pastoreo ovino sustituye herbicidas, y los **corredores ecológicos** amplios y los nidales benefician a diferentes especies. Entidades tan prestigiosas como la Universidad de Cambridge y la ***Royal Society for the Protection of Birds*** han demostrado que, en instalaciones bien gestionadas, hay **más variedad de avifauna** y, en general, se pueden llegar a triplicar las aves que se pueden encontrar en los monocultivos que rodean las instalaciones renovables.

El **autoconsumo** , los paneles solares en los hogares, es la vía más directa para que hogares y pymes reduzcan su factura energética. Andalucía es consciente de este potencial y da ejemplo: es la comunidad líder en instalaciones, con 1.679 MW y un 19 % con respecto al total nacional. Y, de la mano del autoconsumo, el **desarrollo de comunidades energéticas** será determinante para que la ciudadanía gestione su propia energía y aproveche los beneficios.

Echemos la mirada hacia el futuro para pensar en los siguientes pasos. Para consolidar una **senda de crecimiento sostenible** , Andalucía necesita avanzar en varios frentes simultáneamente. Los procesos administrativos deben ganar agilidad y previsibilidad. Los marcos regulatorios requieren estabilidad para dar certidumbre a la inversión. Es pertinente un impulso a las buenas prácticas de integración paisajística y territorial. Y es imprescindible impulsar el almacenamiento energético, esencial para alargar las horas de energía barata.

También será fundamental pensar en términos de política industrial: la disponibilidad de energía abundante, predecible y competitiva puede atraer **industrias electrointensivas** , desde centros de datos hasta plantas de fabricación avanzada. El sector fotovoltaico invierte 521 millones en I+D y exporta 3.421 millones, y Andalucía puede ser en parte activa de una cadena de valor industrial generadora de empleo. Esta es la verdadera transformación que puede ofrecer la fotovoltaica: no solo generar electricidad, sino crear las condiciones para una **nueva economía productiva** . No se trata de crecer rápido, sino de crecer bien: con rigor técnico, planificación territorial coherente y diálogo constante con las comunidades locales.

La **fotovoltaica** no resolverá por sí sola los desafíos económicos y sociales de Andalucía, pero puede contribuir significativamente a cambiar la historia de la región. **Andalucía cuenta con ventajas naturales evidentes**, territorio compatible con otras actividades económicas, y potencial de crecimiento en sus municipios. Si mantiene transparencia administrativa, compromiso genuino con el entorno, y una aspiración a la excelencia en los proyectos, **la energía fotovoltaica seguirá siendo una palanca útil para el desarrollo regional**. Sin triunfalismos, pero con datos. Y los datos son claros.

Unef analiza el control de tensión y el almacenamiento híbrido como nuevas oportunidades para el sector fotovoltaico

● Unef ha analizado en Madrid los efectos del nuevo Procedimiento de Operación 7... - Actualidad



La jornada puso de relieve el papel del almacenamiento y la flexibilidad como elementos clave para un sistema eléctrico más eficiente y resiliente...

<https://www.interempresas.net/Energia/617703-Unef-analiza-control-tension-almacenamiento-hibridado-oportu...>

Miércoles, 17 diciembre 2025

Regulación y mercado eléctrico

Unef analiza el control de tensión y el almacenamiento híbrido como nuevas oportunidades para el sector fotovoltaico

Redacción Interempresas17/12/2025

Unef ha analizado en Madrid los efectos del nuevo Procedimiento de Operación 7.4 y del Real Decreto 997/2025, dos cambios normativos que introducen nuevas vías de ingresos para la fotovoltaica mediante servicios de red y la hibridación con almacenamiento, según informa la asociación del sector fotovoltaico en una nota de prensa.

La jornada puso de relieve el papel del almacenamiento y la flexibilidad como elementos clave para un sistema eléctrico más eficiente y resiliente.

La Unión Española Fotovoltaica (Unef) celebró el pasado martes 16 de diciembre en Madrid la jornada formativa 'Nuevas oportunidades de negocio para el sector fotovoltaico', un encuentro centrado en el análisis de los últimos cambios regulatorios que afectan al control de tensión y al

almacenamiento energético. La cita ha reunido a representantes del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), Red Eléctrica, analistas y empresas del sector para abordar las implicaciones del nuevo Procedimiento de Operación 7.4 (PO 7.4) y del Real Decreto 997/2025.

El encuentro fue inaugurado por el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, quien ha subrayado el papel estructural que ya desempeñan las energías renovables en el sistema eléctrico español y ha señalado que los recientes cambios normativos abren nuevas oportunidades para la integración eficiente de la fotovoltaica.

Hibridación con almacenamiento: marco normativo y tramitación

El primer bloque de la jornada se centró en el Real Decreto 997/2025, que introduce medidas para facilitar la hibridación de instalaciones fotovoltaicas con sistemas de almacenamiento. Rafael Benjumea, presidente de Unef, destacó la relevancia de este marco en un contexto marcado por vertidos de energía y precios bajos en el mercado eléctrico.

Desde el MITECO, Fátima García Señán, subdirectora general de Almacenamiento y Flexibilidad, explicó que la nueva normativa simplifica la tramitación administrativa y clarifica la definición de potencia instalada, además de permitir la hibridación de tecnologías adscritas al régimen retributivo específico. Por su parte, Eva M^a Blanco, subdirectora general de Evaluación Ambiental, abordó los criterios ambientales aplicables a estos proyectos, subrayando la necesidad de integrar el almacenamiento en los estudios de impacto ambiental.

El análisis se completó con la intervención de representantes autonómicos y técnicos del Ministerio, que detallaron la interpretación del concepto de potencia instalada y los plazos previstos para la aplicación efectiva de estas medidas en distintas comunidades.

En este contexto, Unef presenta la herramienta Unef BESS Index, diseñada para analizar datos históricos y estimar los ingresos potenciales de activos fotovoltaicos hibridados con baterías bajo diferentes estrategias de operación.

Control de tensión y nuevas fuentes de ingresos

El segundo bloque de la jornada fue dedicado al nuevo PO 7.4 de Control de Tensión, que regula la participación de instalaciones renovables y sistemas de almacenamiento en este servicio del sistema eléctrico. Representantes de Red Eléctrica destacaron el papel creciente de la fotovoltaica en la prestación de este servicio y analizaron los principales errores detectados en los procesos de habilitación.

Analistas y gestores de activos coincidieron en señalar que el control de tensión puede convertirse en una nueva fuente de ingresos para el sector, especialmente para instalaciones existentes, aunque advierten de la necesidad de evaluar con precisión la capacidad técnica de cada planta y de operar bajo criterios de seguridad.

La jornada concluyó con un análisis comparativo de mercados internacionales y una estimación de los ingresos adicionales que podrían derivarse de la participación en el servicio de control de tensión

en España, poniendo de relieve el papel del almacenamiento y la flexibilidad como elementos clave para un sistema eléctrico más eficiente y resiliente.



Productor fotovoltaico, ¿cuánto hubieras ingresado si hubieras instalado ya almacenamiento en tu parque solar?

- Jornada formativa "Nuevas Oportunidades de Negocio para el Sector Fotovoltaico", organizada por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF BESS Index, PO 7.4)



Imagen de la jornada formativa "Nuevas oportunidades de negocio para el sector fotovoltaico", organizada por la Unión Española Fotovoltaica, que se ha centrado en el análisis del PO 7.4 (control de tensión) y del Real Decreto 997/2025

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Productor fotovoltaico

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/productor-fotovoltaico-aycu-nto-hubieras-ingresado-si-2025...>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 17 diciembre 2025

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) ha convocado este martes en Madrid la jornada técnica "Nuevas oportunidades de negocio para el sector fotovoltaico", que ha centrado el foco en el control de tensión y en el almacenamiento hibridado. Han participado en el encuentro una amplia delegación ministerial, encabezada por el secretario de Estado de Energía Joan Groizard, varios responsables de Red Eléctrica (el operador del sistema eléctrico nacional) y media docena de expertos y analistas del sector (Aurora Energy Research, SIG Coop, o Modo Energy, entre otros). El objetivo de la jornada ha sido analizar las nuevas oportunidades que se abren para el sector fotovoltaico tras la entrada en vigor del nuevo Procedimiento de Operación 7.4 de Control de Tensión y la aprobación del Real Decreto 997/2025 de medidas urgentes, "avances regulatorios" -explican desde UNEF- que, entre otras cosas, afectan al almacenamiento hibridado, en tanto en cuanto racionalizan y agilizan su tramitación.

Pues bien, en ese marco, UNEF ha presentado su herramienta UNEF BESS Index, que permite analizar datos históricos para calcular índices de ingresos y mostrar el valor real del almacenamiento FV + BESS bajo distintas estrategias de operación. Según el director del área de Almacenamiento de la asociación, Borja Dalmau, esta herramienta "permitirá a nuestros asociados analizar los ingresos de activos fotovoltaicos con almacenamiento. Podemos así darles un orden de magnitud de lo que hubiera ocurrido si hubieran instalado almacenamiento en sus activos fotovoltaicos".

Además... recorrido por la jornada

El encuentro, inaugurado por el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, ha reunido a responsables del Ministerio, Red Eléctrica, analistas y empresas, que han profundizado en las

características de estas normativas, sus peculiaridades de interpretación, ejemplos concretos, y nuevas vías de ingreso y oportunidades de negocio que se abren para la fotovoltaica.

El primer bloque de la jornada se ha centrado en el Real Decreto (RD) 997/2025, específicamente en la hibridación de parques solares con almacenamiento, algo “especialmente importante en este contexto de vertidos y precios bajos”, según ha destacado Rafael Benjumea, presidente de UNEF.

“El RD 997/2025 facilita la hibridación, agilizando la tramitación y la definición de potencia instalada”, ha comentado Fátima García Señán, subdirectora General de Almacenamiento y Flexibilidad del Ministerio para la Transición Ecológica, que ha destacado además que el RD 997 permite la hibridación de tecnologías adscritas al ReCoRe.

Por su parte, la subdirectora general de Evaluación Ambiental, Eva M^a Blanco, ha profundizado en la tramitación ambiental de los proyectos de hibridación: “el almacenamiento, bien hecho, es perfectamente viable y compatible con el medio ambiente, y necesario para el sistema. Aunque su impacto sea pequeño -ha añadido-, no debe obviarse en los estudios de impacto ambiental”.

Manuel Larrasa, director general de Energía de Andalucía, ha puesto el foco en su comunidad autónoma, explicando que “la agilización de la tramitación del almacenamiento hibridado en Andalucía será efectiva a partir de febrero”, haciendo referencia a una normativa propia andaluza que se pondrá en marcha próximamente.

Pero, ¿cómo calculamos la potencia instalada?

Rafael Aranda Gallego, subdirector general de Infraestructuras e Integración del Sistema Energético (Ministerio), ha explicado la nueva sección de preguntas frecuentes específicamente dedicada al concepto de potencia instalada del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y ha explicado cómo interpretarlo con ejemplos concretos: “la potencia instalada de un módulo de generación de electricidad será la potencia activa máxima que puede alcanzar dicho módulo”, ha aclarado.

En el encuentro, UNEF ha presentado además la herramienta UNEF BESS Index, que permite analizar datos históricos para calcular índices de ingresos y mostrar el valor real del almacenamiento FV + BESS bajo distintas estrategias de operación. Esta herramienta “permitirá a nuestros asociados analizar los ingresos de activos fotovoltaicos con almacenamiento. Podemos así darles un orden de magnitud de lo que hubiera ocurrido si hubieran instalado almacenamiento en sus activos fotovoltaicos”, ha comentado Borja Dalmau, director de Almacenamiento de UNEF.

Control de tensión: Ingresos, prioridad y rampas más rápidas

“El nuevo PO 7.4, es una normativa esencial para seguir avanzando en la transición ecológica. La fotovoltaica juega un rol clave ya para prestar el servicio, que es a su vez una gran oportunidad para el sector”, ha afirmado David Alvira, jefe del Centro de Control Eléctrico en Red Eléctrica.

Tras su intervención, el ingeniero de Redeia Pablo Martínez Fresneda ha analizado en detalle -informa UNEF- los errores en la habilitación del PO 7.4 que se están cometiendo con más frecuencia, y cómo solventarlos, con ejemplos concretos detectados y de los participantes en la jornada.

El analista Xabier Barón, responsable de Operaciones en SIG COOP ha animado a las plantas a analizar su capacidad para prestar este servicio: “participar con seguridad en el PO 7.4, y medir la capacidad y la intensidad de esa participación, es una necesidad inevitable, especialmente para instalaciones veteranas”.

En esta idea ha ahondado Iñigo Díaz Álvarez, director de gestión de activos en Ignis Energía, que, aunque ha reconocido que “el mercado de tensión afronta retos iniciales y un marco de incentivos aún por madurar”, es una pieza clave “para un sistema eléctrico más eficiente, seguro y económico, preparado para integrar todo el potencial renovable de España” .

Aurora Energy, Modo Energy y Optimize Energy han cerrado el encuentro analizando los ingresos extra que puede esperar el sector con su participación en el servicio de control de tensión.

“En cuanto ves cómo lo están haciendo otros países, es muy sencillo hacer comparativa y predecir qué podemos esperar del mercado de control de tensión cuando lo tengamos en España”, ha comentado Pablo Martínez Serrano, de Modo Energy, que ha analizado los mercados británico y alemán.

“El nuevo PO 7.4 mejora drásticamente la coste-efectividad del control de tensión, aprovechando la flexibilidad y bajos costes de oportunidad de renovables y baterías”, ha subrayado Alex Alonso, asociado senior de Aurora Energy Research.

Por último, Rodrigo García Ruiz, partner y director de operaciones de Optimize Energy, ha repasado los factores que hay que tener en cuenta al operar instalaciones en el servicio de control de tensión, poniendo en valor la relevancia de la fotovoltaica, por su dispersión geográfica, en el control regionalizado de la tensión.

Artículos relacionados

- ER entrevista a Joan Groizard, secretario de Estado de Energía: " **Hay que evitar el uso especulativo de las redes** " (septiembre de 2025)
- **¿Utilizará el señor Groizard alguna puerta giratoria?** (septiembre de 2025)
- ER entrevista a Fátima García Señán, subdirectora de Almacenamiento del Ministerio para la Transición Ecológica: " **El almacenamiento exprime al máximo la potencia renovable y optimiza las redes** " (abril de 2025)
- **PP, Vox y Junts reeditan alianza para tumbar el decreto antiapagones** (julio de 2025)
- **El no al decreto antiapagones recorta el autoconsumo hasta los 2 kilómetros** (julio de 2025)

Endesa gana por goleada a Iberdrola en autoconsumos conectados

- La filial de Redes de Endesa, e-distribución, supera los 400.000 autoconsumos conectados a su red de distribución



Endesa gana por goleada a Iberdrola en autoconsumos conectados

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/endesa-gana-por-goleada-a-iberdrola-en-20251217>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 17 diciembre 2025

La filial de Redes de Endesa, e-distribución, ha alcanzado los 400.000 suministros de autoconsumo conectados a su red de distribución. Según los datos facilitados hoy por la compañía, en los últimos cinco años se ha multiplicado por más de 12 el número de instalaciones conectadas a la red de e-distribución. La potencia de las instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de Endesa roza así los **4,4 gigavatios**, "con un incremento del 11,4% en el año". Según las estimaciones de Endesa, estas instalaciones evitan la emisión a la atmósfera de 3,5 millones de toneladas de CO2, las que producirían centrales térmicas que usaran combustibles fósiles para generar la electricidad que generan estos 400.00 autoconsumos, que es además una cantidad de electricidad equivalente a la demanda de 2,2 millones de hogares, según Endesa.

e-distribución, que gestiona la red de distribución eléctrica en Andalucía, Cataluña, Aragón, Baleares, Canarias y parte de Extremadura, ha registrado crecimientos en la activación de autoconsumos "en todas las áreas, y tanto en los autoconsumos individuales como en los colectivos". Según reza el comunicado que la compañía ha difundido hoy, los primeros (autoconsumos individuales) registran un incremento del 16% en el año hasta rozar los 368.000, mientras que los suministros de autoconsumo colectivo conectados a la red de Endesa han superado la barrera de los 33.700, el doble que al cierre de 2024 y siete veces más que al finalizar 2023.

La valoración de Endesa

«Aunque el autoconsumo individual sigue siendo el más numeroso, el autoconsumo colectivo gana peso año tras año, impulsado por comunidades de vecinos, polígonos industriales y agrupaciones empresariales que apuestan por compartir la generación renovable.

Las mejoras introducidas en la tramitación del autoconsumo, tanto en los procesos de validación como en la información a los clientes, han permitido agilizar la activación de estas instalaciones, especialmente en el caso de los autoconsumos colectivos»

La página de e-distribución ofrece **información sobre las diferentes modalidades de autoconsumo, trámites y preguntas** frecuentes. "En el área privada -explican desde la empresa-, el cliente puede hacer un seguimiento en tiempo real de los trámites asociados a su solicitud de autoconsumo y saber en qué punto está en todo momento".

Endesa presume por otra parte de haber introducido mejoras en los formularios digitales "para que resulte más fácil para el ciudadano conocer la documentación que debe adjuntar", si bien, "en caso de duda -avanzan-, existe un número de teléfono (900 920 974) para atender las consultas sobre autoconsumo".

Credenciales Endesa

Endesa es la compañía eléctrica más importante de las que operan en España y la segunda de Portugal. Además, es el segundo operador gasista del mercado español. La compañía, que **pertenece al grupo italiano Enel**, desarrolla un "negocio integrado de generación, distribución y comercialización eléctrica", y ofrece además "servicios de valor añadido orientados a la electrificación de los usos energéticos de hogares, empresas y administraciones públicas".

Declara un equipo humano integrado por más de 9.000 personas. Enel, su propietaria, presume de ser, "a nivel mundial, el mayor operador privado de energías renovables, el primer operador de redes de distribución de electricidad en número de clientes y el mayor operador minorista en base de clientes". Presente en 28 países, declara un parque generador de más de 89 gigavatios de capacidad total instalada. **El accionista mayoritario del grupo Enel es el Ministerio de Economía y Finanzas de Italia**.

Artículos relacionados

- **La Iberdrola que ideó el impuesto al Sol presume ahora de haber alcanzado las 1.000 "comunidades solares"**

Endesa supera los 400.000 autoconsumos conectados a su red de distribución

- La filial de redes de Endesa, e-distribución, ha alcanzado un nuevo hito al superar los 400.000 suministros de autoconsumo conectados a su red de distribución.



Endesa supera los 400.000 autoconsumos conectados a su red de distribución.

<https://elperiodicodelaenergia.com/endesa-supera-los-400-000-autoconsumos-conectados-a-su-red-de-distrib...>

Redacción

Miércoles, 17 diciembre 2025

La filial de redes de Endesa , e-distribución , ha alcanzado un nuevo hito al superar los 400.000 suministros de autoconsumo conectados a su red de distribución , según ha informado este miércoles la compañía en un comunicado.

La empresa ha avanzado que esta cifra representa un crecimiento del 20% respecto al acumulado en 2024 y consolida su liderazgo en la activación de instalaciones de autoconsumo en la red de distribución eléctrica española.

En los últimos cinco años se ha multiplicado por más de 12 el número de instalaciones conectadas a la red de e-distribución, lo que refleja el compromiso de Endesa con el nuevo modelo energético y con que cada vez más personas y entidades puedan participar activamente en la generación y gestión de su propia energía.

La potencia de las instalaciones de autoconsumo conectadas a la red de e-distribución roza los 4,4 gigavatios (GW), con un incremento del 11,4% en el año , lo que evita la emisión de 3,5 millones de toneladas de CO2 a la atmósfera y genera energía suficiente para cubrir el consumo de 2,2 millones de hogares.

Los autoconsumos para Endesa

e-distribución, que gestiona la red de distribución eléctrica en **Andalucía , Cataluña, Aragón, Baleares, Canarias** y parte de **Extremadura** , ha registrado crecimientos en la activación de autoconsumos en todas estas áreas y tanto en instalaciones individuales como colectivas.

Los autoconsumos individuales aumentaron un 16% en el año, hasta rozar los 368.000 puntos de suministro, mientras que los colectivos han superado los 33.700, el doble que al cierre de 2024 y siete veces más que al finalizar 2023.

Aunque el autoconsumo individual sigue siendo el más extendido, el colectivo gana peso año tras año, impulsado por comunidades de vecinos, polígonos industriales y agrupaciones empresariales que apuestan por compartir la generación renovable.

Ayudas

Las mejoras introducidas en la tramitación del autoconsumo, tanto en los procesos de validación como en la información a los clientes, han permitido agilizar la activación de estas instalaciones, especialmente en el caso de los autoconsumos colectivos.

En concreto, la compañía ha incorporado nuevas funcionalidades en la web de e-distribución, donde se ofrece información actualizada sobre modalidades de autoconsumo, trámites y preguntas frecuentes.

En el área privada, los clientes pueden seguir en tiempo real el estado de sus solicitudes y conocer en todo momento en qué punto se encuentra la tramitación.

Entre las nuevas herramientas destacan un validador de ficheros TXT, que detecta errores de formato en la documentación exigida para autoconsumos colectivos y evita retrasos, y un simulador que comprueba el cumplimiento de las distancias reguladas para la conexión.



Cataluña licita la instalación de sistemas fotovoltaicos en 30 comisarías y parques de bomberos

- El contrato, que se desglosa en tres lotes, tiene un valor estimado de 2.163.737 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 19 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras será de tres meses.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/17/cataluna-licita-la-instalacion-de-sistemas-fotovoltaicos-en-30-comisari...>

Miércoles, 17 diciembre 2025

El contrato, que se desglosa en tres lotes, tiene un valor estimado de 2.163.737 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 19 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras será de tres meses.

Jose Pedrosa

Planta fotovoltaica sobre cubierta

Imagen: Unsplash / Chuttersnap

Infraestructuras de la Generalitat de Catalunya ha abierto una licitación para la ejecución de las obras de instalación fotovoltaica en un total de 30 comisarías de la Policía de la Generalitat – Mossos d'Esquadra y parques de bomberos.

El contrato tiene un valor estimado de 2.163.737 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 19 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras será de tres meses.

El contrato se desglosa por lotes de la siguiente manera:

Lote nº 1: Ejecución de las obras de instalación fotovoltaica en la Comisaría de la Policía de la Generalitat – Mossos d'Esquadra de Granollers; en la Comisaría de Mollet del Vallès; en la Comisaría

de Pineda de Mar; en la Comisaría de Sant Adrià de Besòs; en la Comisaría de Badalona; en la Comisaría de Santa Coloma de Gramenet; en la Comisaría de Arenys de Mar; en la Comisaría de Ciutat Vella de Barcelona; en la Comisaría de Nou Barris de Barcelona; en la Comisaría de Sants-Montjuïc de Barcelona; en la Comisaría de Sant Andreu de Barcelona; y en la Comisaría de Horta-Guinardó de Barcelona. Presupuesto: 764.755,28 euros.

Lote nº 2: Ejecución de las obras de instalación fotovoltaica en el Parque de Bomberos de Badalona; en el Parque de Bomberos de Moià; en el Parque de Bomberos de Mollet del Vallès; en el Parque de Bomberos de Vilafranca del Penedès; en el Parque de Bomberos de Mataró; en la Comisaría de Sant Feliu de Guíxols; en la Central de Trànsit de Girona; en el Parque de Bomberos de Llançà; en el Parque de Bomberos de Olot; y en el Parque de Bomberos de La Pera. Presupuesto: 814.464,57 euros.

Lote nº 3: Ejecución de las obras de instalación fotovoltaica en el Parque de Bomberos de Rubí; en el Parque de Bomberos de El Prat de Llobregat; en el Parque de Bomberos de Ulldecona; en la Comisaría de L'Ametlla de Mar; en el Parque de Bomberos de Balaguer; en el Parque de Bomberos de La Seu d'Urgell; en el Parque de Bomberos de Solsona; y en la Comisaría de Les Borges Blanques. Presupuesto: 584.517,22 euros.

Este proyecto cuenta con financiación asociada al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la Unión Europea.

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



Contigo Energía señala 2026 como el año decisivo para la estabilidad del sistema eléctrico español

- La compañía prevé una mayor contribución de las renovables a la estabilidad de la red, precios a la baja y cambios regulatorios.



Contigo Energía señala 2026 como el año decisivo para la estabilidad del sistema eléctrico español

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/contigo-energ-a-se-ala-2026-como-20251217>

Manuel Moncada

Miércoles, 17 diciembre 2025

Según el análisis de la empresa, la generación renovable contribuirá de forma relevante a la estabilización dinámica de la tensión del sistema eléctrico, un aspecto tradicionalmente reservado a tecnologías convencionales, como el carbón, el petróleo y el gas. Este avance permitirá, además, reducir los costes asociados a los servicios de ajuste, que se han incrementado notablemente tras el refuerzo operativo del sistema que se puso en marcha tras el histórico apagón de abril.

En el ámbito de los precios, Contigo Energía anticipa una evolución moderadamente bajista en 2026 respecto a 2025, siempre que no se produzcan eventos externos imprevistos. Además, la entrada progresiva de nuevos proyectos renovables, junto con un crecimiento de la demanda inferior al de la nueva capacidad instalada, ejercerá presión a la baja sobre el mercado. A todos estos pronósticos se suma un contexto internacional más relajado para el gas natural licuado, cuyos futuros apuntan a ligeros descensos con impacto directo en el precio de la electricidad.

Pese a esta tendencia, la volatilidad seguirá siendo una constante. La compañía advierte de que, mientras no se desplieguen soluciones estructurales como el almacenamiento energético, la flexibilidad de la demanda o una mayor interconexión, el mercado continuará reflejando fuertes oscilaciones de precios a lo largo del día.

Luis García Sáenz, director general de Contigo Energía, explica que "el actual diseño del sistema sigue trasladando al precio las tensiones entre generación y demanda", lo que da lugar a precios muy bajos en las horas centrales del día, coincidiendo con la máxima producción solar, y a repuntes significativos en las primeras horas de la mañana y al final de la tarde, el famoso patrón de la "curva

de pato". Los fines de semana, festivos y los meses con temperaturas suaves concentrarán previsiblemente los precios más bajos.

Uno de los factores que más condicionará el comportamiento del mercado en 2026 será el coste de las restricciones técnicas, que se ha duplicado tras el apagón debido a la operación reforzada del sistema. Contigo Energía prevé que este sobrecoste acabe trasladándose al conjunto de los consumidores a medida que se renueven los contratos a precio fijo, dejando de ser un coste asumido únicamente por los clientes con tarifas indexadas, incluidos los acogidos al PVPC.

Ante esta situación, la compañía defiende que los costes de las restricciones técnicas pasen a considerarse un coste regulado. A su juicio, su creciente magnitud y la ausencia de mecanismos de cobertura eficientes los convierten en un elemento difícil de gestionar desde el punto de vista del riesgo. Su regulación permitiría reducir la incertidumbre, mejorar la transparencia y repartir de forma más eficiente los costes necesarios para garantizar la viabilidad del sistema eléctrico.

Además, Contigo Energía espera que en 2026 se revisen la estructura de peajes y cargos, así como los actuales periodos horarios punta, llano y valle. La elevada penetración renovable en las horas solares hace necesario incentivar el consumo en estos tramos, mediante la creación de periodos "supervalle" o, al menos, su equiparación a los tramos valle, con el fin de alinear las señales de precio y consumo.

Retos para 2026

De cara al próximo ejercicio, la compañía identifica tres grandes retos para la estabilidad del sistema eléctrico: **1)** la necesidad de que toda la generación, incluida la renovable, aporte control dinámico de tensión; **2)** la elevada volatilidad de precios, que dificulta tanto la estabilidad económica como la seguridad física del sistema; y **3)** una mayor monitorización del autoconsumo en la red de distribución, cuyos cambios instantáneos pueden alterar de forma significativa los flujos eléctricos.

Con más de 20 años de experiencia, Contigo Energía comercializa exclusivamente electricidad 100 % renovable en España, gestiona más de 4.170 GWh de energía y representa a cerca de 10.000 productores. Tras su reciente expansión a Portugal, la compañía refuerza su apuesta por la transición energética en la Península Ibérica, en un contexto en el que 2026 se perfila como un año clave para redefinir el equilibrio y la estabilidad del sistema eléctrico.



El fabricante de módulos fotovoltaicos JA Solar entra en el mercado del almacenamiento

- El fabricante chino ha creado una nueva filial en Pekín con un capital de 300 millones de yuanes (36,2 millones de euros). Se une así a otros fabricantes como Jinko, Trina o Longi, que también han entrado en este mercado.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/17/el-fabricante-de-modulos-fotovoltaicos-ja-solar-entra-en-el-mercado-...>

Miércoles, 17 diciembre 2025

El fabricante chino ha creado una nueva filial en Pekín con un capital de 300 millones de yuanes (36,2 millones de euros). Se une así a otros fabricantes como Jinko, Trina o Longi, que también han entrado en este mercado.

Marija Maisch

De ESS News

El 12 de diciembre, el fabricante chino de módulos fotovoltaicos JA Solar constituyó oficialmente una filial dedicada al almacenamiento de energía, Beijing JA Solar Energy Storage Technology Co., Ltd., con un capital social de 300 millones de yuanes (unos 36,2 millones de euros).

Según la plataforma de información empresarial Tianyancha, la nueva filial se centrará en la I+D de tecnologías energéticas emergentes, servicios de tecnología de almacenamiento de energía, fabricación de equipos de energía nueva y ventas relacionadas. Los registros de accionistas muestran que la empresa es propiedad exclusiva de JA Solar Energy Co., Ltd., a su vez filial de JA Solar Technology.

Esta medida se suma a una serie de iniciativas de almacenamiento de energía anunciadas en los últimos meses. A principios de noviembre, JA Solar lanzó oficialmente su marca «JA Energy Storage» y presentó un conjunto de nuevas soluciones de almacenamiento en Santiago de Chile, reforzando

así su presencia en el extranjero. Ese mismo mes, la empresa firmó un acuerdo de cooperación estratégica con Cornex, que abarca la investigación y el desarrollo conjuntos, así como el suministro y la venta de productos clave para el almacenamiento de energía, incluidos sistemas de CC para el extranjero, armarios para exteriores y baterías.

Desde su entrada en el mercado del almacenamiento de energía en 2022, JA Solar ha desarrollado una gama completa de productos que abarca aplicaciones residenciales (BlueStar), comerciales e industriales (BluePlanet) y a escala de servicios públicos (BlueGalaxy). La empresa también suministra sistemas de CC, armarios exteriores y baterías para los mercados nacionales e internacionales, formando un ecosistema integrado que abarca la I+D, la fabricación, las ventas y las operaciones de la cadena de suministro.

En SNEC 2025, JA Solar presentó su última plataforma de almacenamiento de energía inteligente, JAGalaxy 4.0. Basado en celdas de alta capacidad de más de 500 Ah, el sistema ofrece hasta 7,8 MWh por contenedor de 20 pies, lo que aumenta la densidad energética volumétrica en casi un 40 % y mejora significativamente la utilización del espacio y la economía del proyecto. El sistema ofrece una vida útil superior a 12 000 ciclos. Además, la empresa también presentó en el evento su creciente cartera de productos de baterías de iones de sodio.

JA Solar no es la única empresa que está intensificando su apuesta por el almacenamiento de energía. Rivales como JinkoSolar, Trina Solar y Canadian Solar también se están expandiendo rápidamente, mientras que el mayor fabricante fotovoltaico de China, Longi, ha conseguido recientemente el 62 % del control de los votos de PotisEdge, un integrador de almacenamiento en rápido crecimiento, ya que los fabricantes solares buscan compensar la reducción de los márgenes en sus negocios fotovoltaicos principales.

Mientras que algunos competidores se han movido más rápido en el establecimiento de una presencia en el mercado de almacenamiento en el extranjero, especialmente en Europa, JA Solar anunció a principios de este mes su primer proyecto de almacenamiento de baterías para uso comercial e industrial (C&I) en Italia. Ubicado en Sicilia, el proyecto combina 3,2 MW de capacidad solar existente, 2 MW de energía fotovoltaica recién instalada y un sistema de almacenamiento de energía en baterías de 2,61 MWh, con el objetivo de maximizar el autoconsumo renovable, mejorar la resiliencia energética y reducir significativamente tanto los costes energéticos como las emisiones de carbono.

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

El mercado mundial de inversores solares afrontará dos años de caída antes de estabilizarse

- Caerá un 2% este año, hasta los 577 GW, y un 9% adicional en 2026, hasta los 523 GW en corriente alterna, según Wood Mackenzie.



El mercado mundial de inversores solares afrontará dos años de caída antes de estabilizarse

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-mundial-de-inversores-solares-afrontara-dos-anos-de-caida-ant...>

José A. Roca

Miércoles, 17 diciembre 2025

Caerá un 2% este año, hasta los 577 GW, y un 9% adicional en 2026, hasta los 523 GW en corriente alterna, según Wood Mackenzie

El mercado mundial de inversores solares se contraerá durante dos años consecutivos, con una caída del 2% hasta los 577 gigavatios en corriente alterna (GWac) en 2025 y un descenso adicional del 9% hasta los 523 GWac en 2026, según el último informe de **Wood Mackenzie** para 2025. Esta desaceleración se produce tras los envíos récord de 2024 y refleja la incertidumbre del mercado en regiones clave como China, Europa y Estados Unidos.

“El sector de los inversores solares se enfrenta a un periodo de reajuste estratégico a medida que los fabricantes navegan por dinámicas de mercado y marcos regulatorios en evolución”, afirmó Joe Shangraw, analista de investigación en Wood Mackenzie. “Tras años de crecimiento exponencial de la demanda de inversores solares, el aumento continuo de los envíos ya no es realista ni siquiera para los principales fabricantes mundiales. En su lugar, los proveedores deberán adaptarse a nuevos motores de demanda para seguir siendo competitivos: sistemas híbridos de solar más almacenamiento, modernizaciones y repotenciaciones, funciones de ciberseguridad, arquitecturas de 2.000 voltios y servicios de red”.

El mercado chino registra su primer descenso desde 2019

El mercado de inversores en China caerá un 5% en 2025, hasta los 304 GWac, marcando el primer descenso desde 2019. A pesar de esta incertidumbre a corto plazo entre el 14.º y el 15.º plan quinquenal, China mantendrá su dominio con más de 2,9 teravatios en corriente alterna (TWac) de demanda acumulada de inversores hasta 2034.

Mientras tanto, la región de Asia-Pacífico excluyendo China (APeC) crecerá hasta los 89 GWac en 2025, impulsada por grandes inversiones en fabricación nacional y por el auge de los segmentos fotovoltaicos (FV) en tejados en India y el sudeste asiático.

Mientras China lidia con la incertidumbre política, otras regiones afrontan retos distintos. Los mercados europeo y estadounidense presentan desafíos contrastados: Europa sufre un declive sostenido, mientras que EEUU experimenta una volatilidad impulsada por las políticas públicas.

Los envíos de inversores en Europa caerán de 88 GWac a 83 GWac en 2025 y seguirán descendiendo por debajo de los 75 GWac anuales hasta 2032, debido a persistentes problemas de inventario y a la reducción de los precios de captación en proyectos a gran escala en mercados clave como España. El mercado estadounidense alcanzará los 47 GWac en 2025 antes de caer un 22% en 2026, a medida que se eliminen gradualmente los créditos fiscales de la Ley de Reducción de la Inflación (Inflation Reduction Act).

Los precios caen a medida que se intensifica la competencia

Los precios de los inversores continúan su trayectoria descendente en todas las categorías de producto, impulsados principalmente por la competencia de la fabricación china y los avances tecnológicos. La electrónica de potencia a nivel de módulo (MLPE) mantiene importantes diferencias regionales de precios. En EEUU, los precios de MLPE son más de un 50% superiores a la media mundial, ya que los líderes del mercado, **Enphase** y **SolarEdge**, deben competir con un número creciente de proveedores chinos en Europa, América Latina y los mercados de Asia-Pacífico.

Los precios de los inversores híbridos también cayeron un 13% en 2024, a medida que los sistemas preparados para baterías acopladas en corriente continua se convierten en ofertas estándar de grandes fabricantes como **Huawei**, **SolarEdge** y **Tesla**.

Los precios de los inversores para plantas a gran escala registran las caídas más pronunciadas, con inversores string trifásicos chinos para el mercado doméstico que se espera que bajen de los 0,02 dólares estadounidenses por vatio en corriente alterna (US\$/Wac), y los inversores centrales independientes acercándose a los 0,01 US\$/Wac para 2034.

La competencia entre los principales proveedores chinos, incluidos **Huawei** y **Sungrow**, obliga a aplicar estrategias de precios agresivas, junto con un cambio hacia tamaños de unidad mayores de 350–400 kilovatios en corriente alterna (kWac) y la reducción de los costes de los semiconductores de carburo de silicio.

“Las preocupaciones sobre la ciberseguridad relacionadas con las capacidades de acceso remoto de los inversores están ganando una tracción significativa en los gobiernos de EEUU y Europa, con políticas más estrictas previstas para 2026 que podrían afectar al panorama competitivo entre fabricantes nacionales y extranjeros”, señaló Shangraw.

“Esperamos que ambas regiones sigan estrategias diferentes para abordar estas preocupaciones. Se prevé que Europa amplíe la Ley de Resiliencia Cibernética mediante la introducción de requisitos adicionales de software, notificación y acceso remoto que podrían servir como barreras económicas o logísticas para los fabricantes extranjeros. Mientras tanto, legisladores republicanos en EEUU están instando al Departamento de Comercio a implementar restricciones a las importaciones de inversores chinos, lo que añade incertidumbre a la hoja de ruta tanto de fabricantes extranjeros como nacionales”, agregó.

Shangraw añadió: “Tras esta desaceleración actual, sí esperamos que el mercado de inversores solares se recupere e incluso supere el tamaño del mercado de 2024 a principios de la década de 2030. La electrificación, el crecimiento de la demanda impulsada por la IA y un mercado cíclico de repotenciación proporcionarán una base sólida para la demanda de inversores durante la próxima década. Las empresas que superen los desafíos actuales mientras invierten en tecnologías de próxima generación

Gran Canaria instala un autoconsumo fotovoltaico de 70 kW en la Bodega Insular

- La planta, promovida por el Cabildo de Gran Canaria y dotada con un presupuesto de 91.848 euros, abastecerá a 40 hogares vinculados a la comunidad energética local de San Mateo.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/17/gran-canaria-instala-un-autoconsumo-fotovoltaico-de-70-kw-en-la-bo...>

Miércoles, 17 diciembre 2025

La planta, promovida por el Cabildo de Gran Canaria y dotada con un presupuesto de 91.848 euros, abastecerá a 40 hogares vinculados a la comunidad energética local de San Mateo.

Jose Pedrosa

Planta fotovoltaica de la Bodega Insular de Gran Canaria

Imagen: Cabildo de Gran Canaria

El Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria (CIEGC), entidad dependiente del Cabildo de Gran Canaria, ha inaugurado una planta fotovoltaica de autoconsumo de 70 kW instalada sobre la cubierta de la Bodega Insular de Gran Canaria, ubicada en la Vega de San Mateo, en el Camino Montaña Cabreja.

El proyecto fue realizado por Ecomove Canarias, empresa canaria especializada en movilidad eléctrica y energía fotovoltaica, vinculada al grupo Hidroser, por 91.848,8 euros.

La planta incorpora 140 paneles solares de la marca china Longi Solar, modelo LR5-72HTH 570, que suman 79,8 kWp. La instalación, con 70 kW nominales, cuenta con cuatro inversores fotovoltaicos trifásicos del fabricante austriaco Fronius Symo Advanced: tres unidades del modelo 20.0-3-M (20 kW) y una del modelo 10.0-3-M (10 kW).

Las líneas eléctricas del lado de corriente continua disponen de aislamiento ZZ-F Eca, en color rojo para el polo positivo y negro para el negativo. Para la conexión entre los módulos fotovoltaicos y los inversores se utilizaron conectores enchufables MC4.

La instalación se ejecutó de forma coplanar sobre la cubierta inclinada de la bodega, orientada al sureste.

La planta abastecerá aproximadamente a 40 hogares vinculados a la comunidad energética local de San Mateo y permitirá una producción anual estimada de entre 110.000 y 125.000 kWh, suficiente para cubrir el 100% del consumo eléctrico de la Bodega Insular.

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

Ib Vogt vende el parque Baobab Solar de 95 MW en Segovia a la suiza EOS

- La planta fotovoltaica genera aproximadamente 190 GWh de electricidad limpia al año y cuenta con un PPA a 15 años.



Ib Vogt vende el parque Baobab Solar de 95 MW en Segovia a la suiza EOS

<https://elperiodicodelaenergia.com/ib-vogt-vende-el-parque-baobab-solar-de-95-mw-en-segovia-a-la-suiza-eos/>

Ramón Roca

Miércoles, 17 diciembre 2025

La planta fotovoltaica genera aproximadamente 190 GWh de electricidad limpia al año y cuenta con un PPA a 15 años

La plataforma internacional de desarrollo solar de origen alemán **ib vogt** ha vendido el proyecto fotovoltaico "Baobab Solar" de 95,18 MWp en Segovia, (España), a EOS NER Solar España S.L., filial de EOS NER, un productor de energía independiente suizo, propiedad al 100 % de EOS Holding. La transacción marca un hito estratégico para la expansión de EOS en la Península Ibérica y refuerza la posición de ib vogt como promotor de proyectos de confianza en el mercado ibérico.

El proyecto Baobab Solar genera aproximadamente 190 GWh de electricidad limpia al año, suficiente para abastecer a más de 55.000 hogares, a la vez que evita la emisión de aproximadamente 19.000 toneladas de CO₂ al año. Esto equivale a la reducción de carbono generada por el consumo de petróleo de 16.000 toneladas anuales. El proyecto está respaldado por un sólido contrato de compraventa de energía (PPA) a 15 años que garantiza flujos de ingresos y seguridad de suministro para la inversión de EOS NER Solar España.

Baobab Solar utiliza tecnología avanzada de paneles solares bifaciales junto con sistemas de seguimiento de un solo eje para maximizar la generación de energía. El proyecto presenta un potencial significativo para la futura hibridación con sistemas de almacenamiento de energía en

baterías (BESS) coubicados, lo que permite una mayor resiliencia de la red y flexibilidad del mercado, a la vez que genera nuevas fuentes de valor.

"Nos complace anunciar la exitosa venta de Baobab Solar. Esta transacción demuestra la confianza institucional en la cartera de energías renovables de ib vogt y en nuestra capacidad para ofrecer infraestructura económicamente sostenible a gran escala. Baobab Solar ejemplifica nuestro enfoque integrado, que combina rigor financiero, tecnología avanzada y excelencia operativa para crear soluciones de energía renovable que generan valor simultáneamente para los inversores, las comunidades y los objetivos climáticos", afirma **Andreas Schell** , CEO de ib vogt.

Baobab Solar forma parte de un clúster más amplio de 513,1 MWp en Segovia, desarrollado por ib vogt, que contribuye directamente a los ambiciosos objetivos de neutralidad climática de España para 2050 y a la hoja de ruta del país hacia la generación de electricidad 100 % renovable.

Continuidad operativa

ib vogt mantiene las responsabilidades integrales de Operación y Mantenimiento (O&M) y Gestión de Activos de Baobab Solar, garantizando la optimización continua del rendimiento, la excelencia técnica y la preservación del valor de los activos durante toda la vida útil del proyecto.

Esta inversión representa la segunda de EOS en energías renovables en España, lo que refuerza su compromiso estratégico a largo plazo de ampliar su cartera de activos renovables con proyectos solares, eólicos y BESS. Esto demuestra el fuerte interés de los productores independientes de energía (IPP) por infraestructuras renovables europeas de alta calidad y a largo plazo.

Para lograr resultados sólidos en biodiversidad y, al mismo tiempo, impulsar el desarrollo de las energías renovables, ib vogt realizó evaluaciones ambientales detalladas en Baobab Solar. El emplazamiento cuenta con dos estanques contruidos específicamente para crear hábitats para anfibios y fauna local, junto con tres nidos para búhos diseñados para albergar especies vulnerables. El equipo local de ib vogt plantó especies autóctonas, como encinas y plantas aromáticas, estableciendo hábitats naturales que garantizan la conectividad ecológica y la salud del ecosistema a largo plazo en el paisaje circundante.

El asesoramiento legal estuvo a cargo de Herbert Smith Freehills Karmar para la parte vendedora y Garrigues para la parte compradora.

La planta guipuzcoana de Niessen (ABB) alcanza las cero emisiones netas operativas - Energética 21

- Reduce su consumo energético un 42% desde 2019 y cubre el 100% de su demanda con fuentes renovables, apoyándose en una instalación de 580 kWp de autoconsumo y en la gestión digital.



La planta guipuzcoana de Niessen (ABB) alcanza las cero emisiones netas operativas.

[planta niessen](#)[abb](#)[cero emisiones](#)[oiartzun](#)[guipúzcoa](#)[mission to zero](#)[energías renovables](#)[eficiencia energética](#)

<https://energetica21.com/noticia/planta-guipuzcoana-niessen-abb-alcanza-cero-emisiones-netas-operativas/>

Energética 21

Miércoles, 17 diciembre 2025

Reduce su consumo energético un 42% desde 2019 y cubre el 100% de su demanda con fuentes renovables, apoyándose en una instalación de 580 kWp de autoconsumo y en la gestión digital.

La fábrica de **Niessen**, perteneciente al grupo **ABB** y ubicada en **Oiartzun (Guipúzcoa)**, ha completado su transición hacia las cero emisiones operativas, marcando un hito como la primera planta de la compañía en España en lograr este objetivo dentro del programa global *Mission to Zero™*. La instalación, dedicada a la producción de mecanismos eléctricos y soluciones de automatización, ha basado su estrategia de descarbonización en la electrificación total, el autoconsumo y la digitalización energética.

La transformación de esta planta centenaria se fundamenta en un mix energético libre de combustibles fósiles. Actualmente, la fábrica cubre el **100% de su demanda energética mediante energías renovables**.

Para reducir la dependencia de la red, se ha ejecutado una instalación fotovoltaica in situ con una potencia de **más de 580 kWp**. El suministro restante procede de fuentes externas certificadas como renovables, lo que ha permitido eliminar el uso de combustibles fósiles en todos los procesos operativos.

Junto a la generación limpia, la planta ha conseguido reducir su consumo de energía en un **42% respecto a los niveles de 2019** . Esta mejora en la intensidad energética se debe a la actualización de equipos de alta eficiencia y a la recuperación de calor, gestionados mediante sistemas de automatización de edificios.

La supervisión técnica recae sobre la plataforma digital **ABB eLink** , que proporciona visibilidad en tiempo real de los consumos. Esta monitorización permite optimizar la iluminación, la climatización y la distribución de energía, facilitando la toma de decisiones basada en datos para mejorar la fiabilidad. La gestión energética de la planta está avalada además por la certificación **ISO 50001** .

Diseño circular y materiales

La estrategia de sostenibilidad se extiende al producto final bajo el marco *EcoSolutions™* . Las nuevas líneas de fabricación, como las series Vega y Alter Vega, incorporan hasta un **95% de material reciclado** en sus componentes pintados y aseguran la reciclabilidad del 100% de los materiales en los mecanismos.

Adicionalmente, la planta ha alcanzado el estatus de "Cero Residuos a Vertedero". Mike Mustapha, presidente de la División de Edificios Inteligentes de ABB Electrification, destaca que este logro demuestra cómo la combinación de electrificación, diseño circular y gestión digital permite "convertir la ambición en acción" para la descarbonización industrial.

Niessen se suma así a la red global de centros *Mission to Zero™* de ABB, alineándose con plantas en China, Finlandia y EE. UU. que lideran la transición hacia operaciones bajas en carbono. El recinto cuenta también con infraestructura de carga para vehículos eléctricos, apoyando la electrificación del transporte vinculado a la actividad.

Longi entra en la fábrica de módulos fotovoltaicos de Carbon en Francia

- Carbon está revisando los planes para su propuesta de gigafactoría de módulos fotovoltaicos en Francia, que pasaría de ser una estrategia independiente que fabricaría tecnología ToPCon a una asociación con el fabricante chino Longi que adoptaría la tecnología BC.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/17/longi-entra-en-la-fabrica-de-modulos-fotovoltaicos-de-carbon-en-fra...>

Gwénaëlle Deboutte y Pilar Sánchez Molina

Miércoles, 17 diciembre 2025

Carbon está revisando los planes para su propuesta de gigafactoría de módulos fotovoltaicos en Francia, que pasaría de ser una estrategia independiente que fabricaría tecnología ToPCon a una asociación con el fabricante chino Longi que adoptaría la tecnología BC.

Gwénaëlle Deboutte y Pilar Sánchez Molina

La semana pasada se conoció que la fábrica de paneles solares prevista en Francia por Holosolis tendrá un socio chino: Trina Solar anunció que invertirá en la gigafactoría que pretende fabricar 5 GW de células y paneles solares al año.

Ahora, la empresa francesa Carbon ha comunicado a **pv magazine** que está revisando los planes para su propuesta de gigafábrica, que pasaría de ser una estrategia independiente de contacto pasivado con óxido de túnel de tipo n (TopCon) a una asociación con el fabricante chino Longi y adoptando la tecnología back contact (BC).

Carbon anunció a principios de 2023 los planes para levantar una fábrica de módulos solares de heterounión al sur de Francia, que estaría plenamente operativa en 2025. Los permisos de construcción los solicitó el año siguiente, 2024. Una vez terminada, tendrá una capacidad de producción anual de 5 GW de células solares y 3,5 GW de módulos fotovoltaicos.

«Es inconcebible poner en marcha una gigafábrica en solo unos años sin contar con la ayuda de actores que ya hayan diseñado y operado este tipo de instalaciones industriales», afirmó el director ejecutivo de Carbon, Nicolas Chandellier. «Ningún proyecto puede alcanzar de forma realista unos costes competitivos y un alto nivel de calidad en menos de cuatro años sin ese apoyo».

Longi Green Energy Technology ayudará a desarrollar Carbon One, una planta piloto de montaje de módulos fotovoltaicos para probar los procesos industriales, las cadenas de suministro y los escenarios de puesta en marcha de la gigafábrica prevista. La planta piloto se ubicará en un terreno de 16 000 m² en Miramas, en el departamento de Bouches-du-Rhône, en el sur de Francia, después de que Carbon no consiguiera adquirir una antigua instalación de Photowatt en Bourgoin-Jallieu. Carbon afirmó que espera que la planta cree más de 300 puestos de trabajo directos.

La planta piloto tendrá una capacidad anual de 700 MW, frente a los 500 MW previstos inicialmente, y producirá módulos basados en la tecnología de células BC de Longi.

«El objetivo es entrar en el mercado con la célula fotovoltaica del futuro y asegurarnos una ventaja competitiva», afirmó Chandellier. Añadió que se espera que los diseños de contacto trasero constituyan la próxima gran ola tecnológica en el sector.

En la feria EnerGaia Forum que tuvo lugar en Francia la semana pasada, nueve promotores y productores independientes de energía —Apex Energies, Arkolia, EDL, See You Sun, Smart Energies, Solstyce, Technique Solaire, Tenergie y Terre et Lac— firmaron acuerdos comerciales por un total de 180 MW para 2027 y 314 MW para 2028.

«La totalidad o parte de nuestro suministro de módulos para proyectos adjudicados en licitaciones simplificadas en el rango de 100 kW a 500 kW procederá de módulos Carbon ensamblados en Francia, siempre que el ensamblaje europeo se convierta en un criterio de elegibilidad para estas licitaciones a partir de 2026», afirmaron los firmantes en una declaración conjunta. «La pelota está en el tejado del Gobierno».

Chandellier afirmó que la claridad normativa es fundamental para la viabilidad del proyecto. «Mientras la preferencia por los productos «Made in Europe» no esté claramente consagrada en las normas que rigen el acceso al mercado y la financiación pública, ningún proyecto industrial fotovoltaico podrá ser plenamente viable en Europa». Añadió que el reconocimiento explícito del ensamblaje europeo permitiría reflejar los mayores costes de producción en la economía del proyecto sin distorsionar la competencia.

Los participantes del sector están pendientes de la próxima Ley de Aceleración Industrial, prevista para finales de enero de 2026, que podría reforzar los requisitos de «fabricado en la UE» para las industrias emergentes, incluida la fabricación de energía solar. La semana pasada, Trinasolar firmó un acuerdo de cooperación con Holosolis, que también tiene previsto construir una fábrica de módulos a escala gigawatt en Francia.

Crowdfunding de casi tres millones de euros

En abril, Carbon anunció su asociación con Enerfip para lanzar un crowdfunding que definieron como una campaña única de financiación colectiva: «por primera vez, un proyecto industrial de esta envergadura abre su capital al público en general, con el objetivo de recaudar al menos un millón de euros. Esta financiación contribuirá al surgimiento de una industria solar soberana en Francia y Europa. El periodo de suscripción se extendió desde el dos hasta el 20 de abril.

Finalmente se recaudaron 2 963 040 €, que financiarán dos proyectos: por un lado, los trabajos preparatorios de la gigafábrica de Fos-sur-Mer, cuya licencia de obras se obtuvo en enero de 2025 y cuya puesta en marcha está prevista para finales de 2027. En segundo lugar, la constitución de Carbon One, una planta de montaje de 500 MW situada en la zona metropolitana de Aix-Marsella, que estará operativa a mediados de 2026 y permitirá la producción de 1 millón de paneles fotovoltaicos al año.

«Carbon es una empresa francesa que aspira a convertirse en líder europeo de la industria fotovoltaica mediante la construcción de la mayor fábrica de paneles solares de Francia. Esta fábrica de más de 250 000 m² cubrirá toda la cadena de valor de la producción de paneles, con una producción de cerca de 3,5 GWc/año, incluidos 5 GWc de células. El objetivo es reforzar la independencia energética de Europa y favorecer la reindustrialización francesa mediante la creación de 3000 puestos de trabajo directos y sostenibles», concluir la campaña.

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

Productor de frutos secos despliega 1,76 MW de autoconsumo en sus centros de Valencia

- Importaco Casa Pons ejecutará siete instalaciones fotovoltaicas que elevarán la potencia total de su parque solar de 7.800 kWp a 9.560 kWp. El proyecto cuenta con un presupuesto global de 1,52 millones de euros.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/17/productor-de-frutos-secos-despliega-176-mw-de-autoconsumo-en-su...>

Miércoles, 17 diciembre 2025

Importaco Casa Pons ejecutará siete instalaciones fotovoltaicas que elevarán la potencia total de su parque solar de 7.800 kWp a 9.560 kWp. El proyecto cuenta con un presupuesto global de 1,52 millones de euros.

Jose Pedrosa

Importaco Casa Pons, empresa valenciana especializada en la producción de frutos secos, avanza en la puesta en marcha de un proyecto integral de autoconsumo solar fotovoltaico en todos sus centros productivos de la Comunitat Valenciana.

El proyecto contempla la ejecución de siete instalaciones individuales de autoconsumo, que en conjunto alcanzan una potencia total de 1.760,35 kWp, destinadas al suministro de energía renovable directamente en los puntos de consumo propiedad de la compañía. El presupuesto total del proyecto asciende a 1.523.347,67 euros.

Las instalaciones se llevarán a cabo en distintos centros productivos: en Beniparrell se instalarán 168,25 kWp en el centro Barranco, con una inversión de 136.631,15 euros; 495,18 kWp en la planta de Frutos Secos, con un presupuesto de 507.017,67 euros; 79,86 kWp en el centro de Oficinas, con una inversión de 73.315,51 euros; y 99 kWp en el centro PDI, con un presupuesto de 90.000 euros. En Albal se ejecutarán 223,08 kWp en la planta de Frutas Desecadas, con una inversión de 146.463

euros; en Carlet, 413,82 kWp en la planta de Snacks, con un presupuesto de 281.479,49 euros; y en Chella, 281,16 kWp en la planta de Chocolates, con una inversión de 288.440,85 euros.

Por tanto, con estas actuaciones el parque fotovoltaico de Importaco Casa Pons pasará de 7.800 kWp a 9.560 kWp.

El productor valenciano señaló que los centros destinados a la elaboración y envasado de frutos secos han sido seleccionados para recibir una subvención del Instituto Valenciano de Competitividad Empresarial (IVACE), en el marco del programa Autoconsumo IDAE, con una ayuda total de 276.657,51 euros. Estas ayudas se enmarcan en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea a través de los fondos Next Generation EU.

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

Wood Mackenzie pronostica desaceleración temporal en demanda de inversores solares

- Tras años de crecimiento récord, la demanda de inversores solares se desacelera, pero Wood Mackenzie prevé que la electrificación, los sistemas híbridos y ...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/solar/wood-mackenzie-pronostica-desaceleracion-temporal-en-demanda-de-in...>

Miércoles, 17 diciembre 2025

17 diciembre 2025 0

El mercado global de inversores solares experimentará una contracción de dos años consecutivos, con una caída del **2% en 2025 hasta 577 GWac** y una **baja adicional del 9% en 2026 hasta 523 GWac**, tras un récord histórico de envíos en 2024, según el último informe de Wood Mackenzie. La desaceleración refleja la incertidumbre en regiones clave como China, Europa y Estados Unidos.

Joe Shangraw, analista de investigación de Wood Mackenzie, señaló que la industria atraviesa un periodo de realineación estratégica. “Después de años de crecimiento exponencial en la demanda, un aumento continuo de los envíos ya no es realista para los principales fabricantes. Las empresas deberán adaptarse a nuevos impulsores de demanda, como sistemas híbridos solar + almacenamiento, retrofits, repowering, ciberseguridad, arquitecturas de 2000 voltios y servicios de red”, explicó.

El mercado chino de inversores registrará una caída del 5% en 2025, hasta 304 GWac, marcando su primer descenso desde 2019. Pese a la incertidumbre entre los planes quinquenales 14 y 15, China seguirá liderando con más de 2,9 TWac acumulados hasta 2034. El resto de Asia-Pacífico, excluyendo China, crecerá hasta 89 GWac en 2025, impulsado por inversiones en manufactura local y la expansión de los sistemas fotovoltaicos residenciales en India y el sudeste asiático.

Europa enfrenta un declive sostenido, con envíos que caerán de 88 GWac a 83 GWac en 2025 y se mantendrán por debajo de 75 GWac anuales hacia 2032, afectada por inventarios y menores precios en mercados clave como España. En Estados Unidos, el mercado alcanzará 47 GWac en 2025, pero se prevé una caída del 22% en 2026 a medida que se reduzcan los créditos fiscales del Inflation Reduction Act, generando volatilidad en la demanda.

Precios y competencia

Los precios de los inversores continúan a la baja debido a la competencia china y los avances tecnológicos. Los dispositivos MLPE (module-level power electronics) mantienen diferencias significativas entre regiones, con precios en EE.ºUU. más de 50% superiores al promedio global.

Los inversores híbridos registraron una baja del 13% en 2024, mientras que los inversores a escala utility enfrentarán las caídas más pronunciadas, con precios de inversores trifásicos chinos por debajo de US\$0,02/Wac y centrales autónomas acercándose a US\$0,01/Wac hacia 2034. La competencia entre Huawei y Sungrow impulsa estrategias de precios agresivas y la adopción de unidades más grandes de **350-400 kWac**.

Las preocupaciones por la ciberseguridad en el acceso remoto a inversores ganan importancia en EE.ºUU. y Europa. Se espera que en 2026 se implementen políticas más estrictas que podrían afectar la competitividad entre fabricantes nacionales y extranjeros. Europa planea expandir el Cyber Resilience Act, mientras que legisladores republicanos en EE.ºUU. presionan para limitar las importaciones chinas.

Wood Mackenzie proyecta que, tras esta caída temporal, el mercado de inversores solares recuperará terreno y superará los niveles de 2024 a principios de la década de 2030, impulsado por la electrificación, la demanda de inteligencia artificial y el repowering cíclico. Las empresas que inviertan en tecnologías de próxima generación estarán mejor posicionadas para crecer cuando el mercado se recupere a finales de los años 2020.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario



Asterion compra renovables a Total por 500 millones

Miguel Á. Patiño. Madrid

Asterion Industrial Partners ha adquirido el 50% de los activos renovables de TotalEnergies en Grecia, una cartera de parques eólicos y fotovoltaicos con una capacidad total de 424 megavatios (MW), por 508 millones de euros, según informó ayer la firma de gestión de inversiones.

Asterion, de origen español, es uno de los grandes rivales de Qualitas Energy (ver página 6) a la hora de

Asterion, gran rival de Qualitas, se hace con una megacartera en Grecia de eólicas y fotovoltaicas

captar inversores, fuentes de financiación y proyectos en desarrollo.

La participación de Asterion en los activos griegos de TotalEnergies se integrará en la plataforma eu-

ropea de energías renovables del gestor.

A 1,2 millones por MW

La operación implica una valoración equivalente a aproximadamente 1,2 millones de euros por MW instalado. TotalEnergies mantendrá el 50% restante de los activos y continuará operando las instalaciones y, una vez expiren las tarifas reguladas vigentes, comprará la energía gene-

rada a través de acuerdos de compraventa de energía (PPA).

Entrada en Grecia

La adquisición permite a Asterion entrar de forma "estratégica" en el mercado eléctrico griego, respaldado por un entorno regulatorio "favorable" y "sólidos" incentivos al desarrollo. La cartera está integrada por 374 MW en operación y 50 MW en fase de construcción, con una distri-



Jesús Olmos, presidente de Asterion.

bución equilibrada entre 204 MW solares fotovoltaicos y 220 MW eólicos. Los activos

se ubican en regiones clave, como Peloponeso, Macedonia Oriental y Tracia.



Brookfield pacta con Riberas y Benjumea el reparto de Powen

'CARVE-OUT' / La gestora canadiense compra Finlight, la filial que más crece, por 150 millones y sale del accionariado de la matriz.

Pepe Bravo, Madrid

La gestora de capital riesgo e infraestructuras canadiense Brookfield está cerca de firmar un acuerdo con las familias Riberas y Benjumea para repartirse el negocio del grupo español dedicado al autoconsumo solar Powen, según coinciden varias fuentes del mercado consultadas por EXPANSIÓN.

Brookfield, dueño en la actualidad del 51% del grupo, va a quedarse con el negocio de financiación, que se engloba bajo el paraguas de Finlight, mientras que Riberas y Benjumea mantendrán la actividad industrial.

Para la adquisición de la filial, Brookfield pagará alrededor de 150 millones de euros y, además, saldrá del capital de la matriz, según explican las fuentes consultadas. Se trata, por lo tanto, de lo que se conoce en la industria financiera como un *carve-out*, pero con la particularidad de que Brookfield ya forma parte del accionariado del grupo que escinde la filial.

Según explican las fuentes consultadas, está previsto que la operación, que es bastante compleja, se concrete durante los próximos días, antes de final de año.

Auge y caída

Brookfield, que declinó realizar comentarios al respecto de la transacción, entró en Powen en 2022 mediante una inyección de 22 millones de dólares que le dio el 16% de la compañía. En los años posteriores fue suscribiendo ampliaciones de capital que incrementaron su participación hasta el 51% actual, sumando una inversión total de 105 millones de dólares en la empresa española.

Cuando Brookfield entró en Powen, el negocio del autoconsumo solar crecía exponencialmente gracias a la subida récord que experimentó el precio de la electricidad tras el estallido de la Guerra en Ucrania, pero la normalización del mercado eléctrico obligó a Powen a reinventarse, ya que su negocio principal comenzó a menguar, y lanzó Finlight, especializada en la



Powen está especializada en autoconsumo solar.

Powen registró una facturación de 80 millones en 2024, un 28% menos que un año antes

Finlight se especializa en financiación de proyectos de autoconsumo solar

financiación de proyectos de autoconsumo solar.

En origen, el negocio de Powen consistía a entregar a sus clientes, tanto industriales como residenciales, proyectos llave en mano de autoconsumo solar.

Con Finlight, la división de Powen que se va a quedar Brookfield, el grupo ofrece rénting de instalaciones de autoconsumo solar y contratos de compra de electricidad a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés) a empresas. Además, financia a particulares en la adquisición de instalaciones de autoconsumo solar, con un tipo de interés que se suele situar al 7%.

Para ello, firmó en 2023 un acuerdo de financiación por importe de 120 millones de euros con Barclays.

En 2024, Powen, que opera en España, Portugal, México y Reino Unido principalmente, facturó 81 millones de euros, un 28% menos que un año antes, de los cuales 37 millones procedían del negocio industrial (-46%), 14 millones del de suministros (-57%), 23 millones de la división de venta a plazos (+162%), 4 millones de la actividad de PPA (+122%) y 3 millones del área rénting (+1782%).

Los tres últimos negocios, que son los que crecen, son los que pertenecen a Finlight, que quiere crecer en Francia y Alemania, además de en sus mercados actuales.

Orígenes

Entre los socios originales de Powen, que es la marca comercial que utiliza el holding Kishoa, destacan los hermanos Riberas (Jon y Francisco), dueños de Gestamp, y Rafael y José Benjumea, fundadores ambos de FRV, también conocida como Fotowatio.

Jorge Barredo, actual director general de energías renovables de Naturgy y expresidente y socio fundador de X-Elio, también figura entre los directivos del sector energético que contribuyeron a la puesta en marcha del grupo Powen.



Qualitas negocia la compra del 50% de la plataforma de renovables Cubico, valorada en 7.000 millones

El fondo español está en conversaciones para la mayor operación del sector de renovables en España después de más de un año de acercamiento entre las partes



Paneles solares en una planta fotovoltaica. GETTY

J. C. P.
MADRID

El fondo de capital riesgo especializado en energía Qualitas está en conversaciones avanzadas para la compra del 50% de la plataforma de renovables Cubico, valorada en 7.000 millones de euros, según avanzó la agencia Bloomberg y confirmaron a este medio fuentes próximas a la operación, que especificaron que esta "se encuentra en una fase avanzada de definición". De cerrarse, se trataría de una de las mayores adquisiciones en el sector de las energías limpias en España de la historia.

"Seguimos avanzando en una operación de adquisición de una participación en la compañía, que no necesariamente será mayoritaria", explicaron a este medio las citadas fuentes, subrayando que "no se está contemplando ni una segregación por geografías ni la compra de activos de unas geografías en particular; la transacción se plantea siempre manteniendo la integridad de la compañía". Fuentes de

Qualitas declinaron hacer comentarios.

Cubico es una plataforma, con presencia en varios países, que crearon exdirectivos de Banco Santander y posteriormente vendieron a los fondos de infraestructuras canadiense Ontario Teachers Pension Plan (OTPP) y Public Sector Pension (PSP). A principios de 2024, los propietarios de Cubico contrataron a Bank of America y Canadian Imperial Bank of Commerce (CIBC) para buscar un comprador.

Entre los interesados, saltó a la palestra Contour Glo-

bal, una de las plataformas de renovables más grandes a nivel mundial, propiedad del gigante del capital riesgo KKR. Posteriormente, también entró en la puja Qualitas, antiguamente conocida como Q-Energy. Se trata de un fondo español de inversores institucionales, entre los que destacan grandes fortunas como los hermanos Riberas, dueños de Gestamp o Gonvarri.

La operación se enfrió a principios de este año, incluso en el mercado se dio por muerta, pero ahora revive con más fuerza y las fuentes consultadas creen que se cerrará pronto. Durante el proceso de venta, en el mercado se barajó igualmente la posibilidad de vender Cubico por partes, ya que la plataforma es muy grande para determinados compradores, pero finalmente se está optando por dar entrada en el capital a un socio.

"Qualitas está en proceso de captar su sexto fondo, con un objetivo de 3.250 millones de euros, lo que lo convertiría en el segundo mayor fondo captado jamás en España.

Negocia un crédito de 2.000 millones con el Santander y BNP Paribas para la adquisición

Qualitas Funds negocia con el Banco Santander y BNP Paribas la concesión de un crédito de entre 1.500 y 2.000 millones para financiar la adquisición del 50% de Cubico, plataforma de inversión en energías renovables valorada en 7.000 millones, según fuentes financieras al tanto del crédito.

Qualitas cuenta con el Santander como asesor financiero y el despacho de abogados Linklaters, uno de los mayores especialistas en este tipo de operaciones, según revelan las fuentes consultadas. Fuentes de los asesores han declinado hacer comentarios. La idea es, una vez se conforme el crédito, sindicarlo con otras entidades bancarias que puedan participar en el préstamo.

Qualitas ha sumado 4.600 millones de euros desde su creación en 2006", detalló Bloomberg, que añadió que "la cartera de Cubico incluye activos eólicos y solares, así como sistemas de almacenamiento de energía en baterías y líneas de transmisión en nueve países, según su página web. Tiene una capacidad instalada total de 2,8 gigavatios, 480 megavatios en construcción y una cartera de proyectos en desarrollo de más de 17 gigavatios".

La operación se da en un momento complicado en el sector de las renovables. Muchas empresas han mandado a bancos de inversión para vender sus activos, pero no todas han tenido suerte. Las valoraciones que se daba hace dos años se han reducido merced a la caída de los precios del mercado mayorista eléctrico. Además, los cuellos de botella administrativos y las subidas de tipos han frenado las compras. Sin embargo, con los tipos ya en niveles más bajos de los que estuvieron el pasado año, se empiezan a desatascar algunos procesos.

Este es el caso, por ejemplo, de Acciona, que en un año ha realizado desinversiones en renovables tanto en España como en otros países por 2.400 millones de euros.

Aunque el mercado de compraventa de activos renovables aún está muy por debajo de años previos, se empiezan a activar operaciones. Ayer por la mañana, Asterion Industrial Partners, la gestora fundada por el ex de Endesa y KKR Jesús Olmos, anunciaba la compra del 50% de una cartera de renovables de TotalEnergies en Grecia que suma una potencia eólica y fotovoltaica de 424 megavatios.

Asterion es precisamente, junto con Qualitas, uno de los fondos de infraestructuras más grandes en España, país que va muy a la zaga en este tipo de vehículos respecto de otros países como Francia, Reino Unido o Estados Unidos.

Nuevas oportunidades

"La adquisición permite a Asterion entrar de forma estratégica en el mercado eléctrico griego, respaldado por un entorno regulatorio favorable y sólidos incentivos al desarrollo de las energías renovables. El portafolio está compuesto por 374 MW en operación y 50 MW en fase de construcción, con una distribución equilibrada entre 204 MW solares fotovoltaicos y 220 MW eólicos. Los activos se localizan en regiones clave del país: Peloponeso, Macedonia Oriental y Tracia, y Grecia Central, reconocidas por la calidad de sus recursos solares y eólicos", destacó la empresa en un comunicado.

A mediados de septiembre, la firma levantó el mayor fondo de capital riesgo de España, dotado con 3.400 millones de euros. "A estos se suman compromisos adicionales en formato de coinversión que elevan el capital total captado para la estrategia del Fondo III hasta los 3.650 millones de euros", subrayó entonces la firma independiente de gestión de inversiones.

"Esta operación nos ofrece una oportunidad única de acceso al mercado eléctrico griego a través de una cartera renovable de alta calidad y con un perfil de riesgo muy limitado. Refuerza la trayectoria de crecimiento de nuestra plataforma europea de renovables, que avanza hacia un modelo paneuropeo con una vocación de inversión a largo plazo. Estamos muy ilusionados por apoyar su expansión y contribuir a la transición energética en Europa", señaló Beatriz Trocolí, responsable operativa de Asterion.



RENOVABLES

Qualitas Energy, cerca de comprar el 50% del gigante renovable Cubico por 3.500 millones

El acuerdo podría cerrarse en un plazo relativamente corto, optando finalmente por la entrada de un socio financiero en lugar de una venta por partes



Sandra Acosta
17/12/2025

[Compartir](#)

[Comentar](#)



Instalaciones eólicas de Qualitas Energy.

Qualitas Energy

[Ningún comentario](#)

El fondo español especializado en energía [Qualitas Energy](#) mantiene conversaciones avanzadas para adquirir hasta el 50% de Cubico Sustainable Investments, una de las mayores plataformas globales de energías renovables, en una operación que **valoraría la compañía en torno a 7.000 millones de euros** y situaría **el importe de la transacción cerca de los 3.500 millones**. La información ha sido adelantada por Bloomberg y confirmada por fuentes próximas a la negociación, que aseguran que el proceso se encuentra en una fase avanzada de definición.

Según ha informado Bloomberg, las negociaciones actuales se producen después de que a comienzos de año se enfriaran los contactos para la compra del 100% de Cubico. En esta nueva etapa, Qualitas estaría explorando la **entrada en el capital como socio relevante**, sin que necesariamente la participación tenga carácter mayoritario. Las fuentes consultadas subrayan que no se contempla una segregación por geografías ni la adquisición selectiva de activos, ya que la operación se plantea manteniendo la integridad de la compañía.

Cubico está controlada por los fondos canadienses Ontario Teachers' Pension Plan y Public Sector Pension Investment Board, que a principios de 2024 contrataron a Bank of America y al Canadian Imperial Bank of Commerce para explorar una posible venta. En ese proceso inicial, los accionistas aspiraban a una valoración de hasta 7.000 millones de euros por el conjunto del grupo. Entre los potenciales interesados **figuraron plataformas internacionales como ContourGlobal**, propiedad del gigante del capital riesgo KKR, además de la propia Qualitas, anteriormente conocida como Q-Energy.

Cierre en un plazo relativamente corto

Tras meses de incertidumbre, el mercado llegó a dar por descartada la operación, pero ahora las conversaciones han recuperado impulso. Las fuentes cercanas al proceso consideran que el acuerdo **podría cerrarse en un plazo relativamente corto**, optando finalmente por la entrada de un socio financiero en lugar de una venta por partes, una alternativa que se llegó a estudiar dada la dimensión de Cubico.



Qualitas Energy da entrada en su capital a la firma AMG con una participación minoritaria

Los términos de la operación entre Qualitas Energy y AMG no fueron revelados, aunque se espera que la operación se cierre en el cuarto trimestre de este año.

De completarse, la transacción se convertiría en **una de las mayores operaciones de compraventa en el sector de las energías limpias en España**. Cubico es una plataforma con presencia internacional creada por exdirectivos de Banco Santander y cuenta con una cartera diversificada de activos eólicos y solares, así como sistemas de almacenamiento en baterías y líneas de transmisión en nueve países.

Según detalla Bloomberg, la compañía dispone de una capacidad instalada de 2,8 gigavatios, otros 480 megavatios en construcción y un pipeline de desarrollo que supera los 17 gigavatios.

Estrategia de crecimiento

Para Qualitas, la posible adquisición encaja con su actual estrategia de crecimiento. El fondo **se encuentra en pleno proceso de captación de su sexto vehículo de inversión**, con un objetivo de 3.250 millones de euros, lo que lo convertiría en el segundo mayor fondo levantado nunca en España.

Desde su creación en 2006, la gestora ha captado alrededor de 4.600 millones de euros y cuenta entre sus inversores con grandes patrimonios e institucionales, incluidos los hermanos Riberas, propietarios de Gestamp y Gonvarri.

Noticias relacionadas



Groizard afirma que las renovables "nunca más" estarán por debajo del 50%



Hungría comprará de 2.000



Enel compra dos parques eólicos en Alemania con una potencia de 51 MW por 20



Repsol, galardonada en Premios Platts por su desempeño de sostenibilidad

del 'mix' energético
Redacción16/12/2025

energía comparten 11 millones de metros cúbicos

potencia de 51 MW por 80 millones

despliegue de combustibles

de gas a Chevron en el próximo lustro

Redacción15/12/2025

100% renovables en España y Portugal
Redacción12/12/2025

No hay comentarios

Deja tu comentario

Tu dirección de correo electrónico no será publicada. Todos los campos son obligatorios

Síguenos en redes sociales



POLÍTICA ENERGÉTICA RENOVABLES MERCADOS OPINIÓN ELÉCTRICAS PETRÓLEO & GAS NET ZERO ALMACENAMIENTO



Este sitio web está protegido por reCAPTCHA y la [Política de privacidad](#) y [Términos de servicio](#) de Google aplican.

Enviar comentario



SECCIONES

- OPINIÓN
- POLÍTICA ENERGÉTICA
- RENOVABLES
- MERCADOS
- ELÉCTRICAS
- PETRÓLEO & GAS
- VIDEOPODCAST
- NET ZERO
- MOVILIDAD
- ALMACENAMIENTO

HIDRÓGENO

- TOP 10
- TECH
- BIOENERGÍA
- LATAM
- EFICIENCIA
- DIGITALIZACIÓN

MÁS SECCIONES

- EVENTOS
- LA NOCHE DE LA ENERGÍA
- FOROS
- FORO DE ALMACENAMIENTO
- FORO DE AUTOCONSUMO
- FORO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA

FORO GALLEGO DE ENERGÍA

- FORO INDUSTRIAL
- I DEBATE ENERGÉTICO EN ESPAÑA

ESPECIALES

- COP 30
- COP 29
- COP 28

SERVICIOS

- NEWSLETTER
- MEDIA KIT
- ON | PODCAST



Repsol logra 612 millones de financiación de 700 MW renovables que tiene en venta

La petrolera espera cerrar la incorporación de un inversor en el primer trimestre

Rubén Esteller MADRID.

Repsol ha obtenido 612 millones de euros de financiación para proyectos de energía renovable en España en un préstamo sindicado firmado con Banco de Sabadell, Abanca Corporación Bancaria, Caixabank, BNP Paribas, Unicredit Bank y el Instituto de Crédito Oficial.

La operación, según pudo saber este diario de fuentes financieras, forma parte de la estrategia de la petrolera de financiar las instalaciones para posteriormente llevar a cabo el proceso de rotación de activos que le sirva para optimizar el valor de su cartera.

En esta ocasión la cartera utilizada corresponde a un paquete de instalaciones de renovables en España con una potencia instalada de 706 MW que posteriormente saldrá a la venta.

La intención de la compañía, tal y como ha asegurado ya en alguna ocasión su consejero delegado, Josu Jon Imaz, es dar entrada a un socio en la misma en el primer trimestre del próximo año, al igual que acaba de hacer con la planta de Outpost en Estados Unidos donde ha vuelto a alcanzar un acuerdo con Stone-



La sede social de Repsol. ALBERTO MARTÍN

Sabadell, Abanca, Caixabank, BNP, Unicredit y el ICO han participado en el crédito

peak para desembarcar en el capital de dicha instalación.

La cartera objeto de la nueva desinversión se compone de alrededor de 400 MW eólicos y de 300 MW solares fotovoltaicos. En virtud de la última venta de activos renovables sellada por la compañía, la valoración del lote que po-

ne ahora en el mercado podría llegar a superar los 900 millones de euros, de manera que por la venta del 49% podría recibir más de 450 millones. El nuevo portafolio cuenta con un mayor peso de instalaciones eólicas, con un precio en el mercado superior al de las solares ya que resulta más atractivo por el enorme crecimiento del número de horas a precio cero que sufre el sector fotovoltaico.

Esta es la segunda financiación de proyectos renovables de Repsol Renovables tras los 348 millones de euros logrados para el desarrollo de otra cartera de energía renovable española de 400 MW en diciembre de 2024. En aquella ocasión el portafolio incluía ocho parques eólicos, con 300 MW en total, situados en Huesca, Zaragoza y Teruel, además, de dos plantas fotovoltaicas de 100 MW en total en Palencia. En este caso, la compañía también consiguió, en diciembre pasado, una financiación sindicada a largo plazo de 348 millones de euros con BBVA, Crédit Agricole CIB, Banco Sabadell y el Instituto de Crédito Oficial.

En esta ocasión, la participación del 49% en la cartera fue vendida a Schroders Greencoat.



Greenvolt vende un parque de 253 MW eólicos en Rumanía a Engie

Cuenta con un contrato por diferencia (CfD) y estará operativo en 2027

elEconomista.es MADRID.

La compañía de energía renovable Greenvolt ha firmado un acuerdo para vender un proyecto eólico de 253,1 megavatios (MW) al sureste de Rumanía a la filial rumana de Engie.

El proyecto estará dotado con 42 turbinas de alta eficiencia, con el objetivo de contribuir a la transición ecológica. Está actualmente en fase de construcción por parte de Greenvolt Power, y se espera que esté terminado para el año 2027. El proyecto también ha obtenido un contrato por diferencia (CfD) de 15 años para parte de su capacidad.

95.000

MEGAVATIOS (MW)

Es la capacidad renovable y de almacenamiento que Engie espera alcanzar en 2030

El propio director ejecutivo de Greenvolt Group, João Manso Neto, afirmó que este proyecto responde a la estrategia del grupo de rotar una parte de sus activos a escala industrial y para contribuir a “la transición energética europea y a Rumanía en particular”.

La filial rumana de Engie prevé duplicar su capacidad renovable hasta alcanzar los 500 MW, con el objetivo de alcanzar más de 1 GW de capacidad renovable y de almacenamiento para 2030. De hecho, este proyecto reafirma “la huella renovable en un mercado con un fuerte potencial de crecimiento”, en palabras del vicepresidente de Engie Rumania, Cristian Buzan.

Greenvolt Group vende un proyecto eólico de 253,1 MW a la filial rumana de Engie

- Greenvolt ha firmado un acuerdo para vender un proyecto eólico de 253,1 megavatios (MW) al sureste de Rumanía a la filial rumana de Engie.



Parque eólico en Lalomita, Rumanía.

<https://elperiodicodelaenergia.com/greenvolt-group-vende-un-proyecto-eolico-de-253-1-mw-a-la-filial-rumana...>

Redacción

Miércoles, 17 diciembre 2025

La filial rumana de Engie prevé duplicar su capacidad renovable hasta alcanzar los 500 MW, con el objetivo de alcanzar más de 1 GW de capacidad renovable y de almacenamiento para 2030

La compañía de energía renovable Greenvolt ha firmado un acuerdo para vender un proyecto eólico de 253,1 megavatios (MW) al sureste de Rumanía a la filial rumana de Engie.

El proyecto está actualmente en fase de construcción por parte de Greenvolt Power, y estará dotado con 42 turbinas de alta eficiencia, con el objetivo de contribuya a la transición ecológica, y se espera que esté terminado para 2027.

El propio director ejecutivo de Greenvolt Group, **João Manso Neto**, afirma que este proyecto responde a la estrategia del grupo de rotar una parte de sus activos a escala industrial y para contribuir a "la transición energética europea y a Rumanía en particular".

La filial rumana de **Engie** prevé duplicar su capacidad renovable hasta alcanzar los 500 MW, con el objetivo de alcanzar más de 1 GW de capacidad renovable y de almacenamiento para 2030. De hecho, este proyecto reafirma "la huella renovable en un mercado con un fuerte potencial de crecimiento", en palabras del vicepresidente de Engie Romania, Cristian Buzan.



Greenergy consigue 100 millones del Santander para su planta de Ayora

La instalación asegura sus ingresos con un acuerdo de venta de energía

Rubén Esteller MADRID.

Greenergy ha cerrado una financiación sin recurso por un importe total de casi 100 millones de euros para la planta fotovoltaica Ayora, situada en la provincia de Valencia y con una potencia instalada de 172 megavatios. La operación incluye

además 13,6 millones de euros en líneas de crédito tipo LC Loans y ha sido formalizada íntegramente con Banco Santander.

El proyecto, que ya ha finalizado su fase de construcción, se encuentra actualmente en proceso de puesta en servicio. La instalación cuenta además con un acuerdo de compraventa de energía a largo plazo, con un PPA firmado a 15 años, lo que refuerza la visibilidad de ingresos y la bancabilidad del activo. Este cierre financie-

ro se enmarca en un ejercicio especialmente activo para Greenergy en materia de financiación de proyectos. En septiembre, la compañía cerró una financiación senior sin recurso por 270 millones de dólares para la sexta fase del megaproyecto Oasis de Atacama, en Chile, denominada Elena, en una operación suscrita por un sindicato de bancos internacionales. A esta operación se sumó, a comienzos de año, otra financiación sin recurso por 324 millones de dólares para la fase 4 del

mismo complejo, conocida como Gabriela. En conjunto, la compañía ha alcanzado ya los 1.237 millones de dólares en financiación estructural para el desarrollo completo de Oasis de Atacama.

En el mercado español, Greenergy mantiene una cartera relevante de proyectos vinculados al almacenamiento energético. La compañía dispone de un *pipeline* de 3 gigavatios hora en proyectos híbridos de generación solar y baterías, con Escuderos, en Castilla-La Mancha, co-

mo principal referencia. Esta instalación combinará 200 megavatios de potencia fotovoltaica con 704 megavatios hora de capacidad de almacenamiento.

De forma adicional, el grupo desarrolla una cartera de proyectos de baterías independientes, *stand alone*, que suma 5,7 gigavatios hora. Entre ellos destaca el proyecto de Oviedo, en Asturias, con una capacidad prevista de 600 MWh y una entrada en operación estimada en 2027.

Acciona Energía culmina la venta del parque eólico San Juan de Marcona en Perú por 218 millones de euros - Energética 21

- La operación traspasa 135,7 MW a la eléctrica Luz del Sur y se enmarca en la estrategia de rotación de activos de la compañía, que ya acumula desinversiones por valor de 3.200 millones de euros.



Acciona Energía culmina la venta del parque eólico San Juan de Marcona en Perú por 218 millones de euros.

[acciona energía](#)[venta](#)[parque eólico](#)[san juan de marcona](#)[perú](#)[luz del sur saa](#)[capacidad instalada](#)

<https://energetica21.com/noticia/acciona-energia-culmina-venta-parque-eolico-san-juan-marcona-peru-218-mil...>

Energética 21

Miércoles, 17 diciembre 2025

La operación traspasa 135,7 MW a la eléctrica Luz del Sur y se enmarca en la estrategia de rotación de activos de la compañía, que ya acumula desinversiones por valor de 3.200 millones de euros.

Acciona Energía ha oficializado este martes el cierre definitivo de la venta del parque eólico San Juan de Marcona, situado en Perú. El activo, con una capacidad instalada de **135,7 MW**, ha sido adquirido por **Luz del Sur S.A.A.**, una de las principales empresas de distribución y generación del país andino.

La transacción se ha cerrado por un importe total de **256 millones de dólares** (aproximadamente 218 millones de euros al cambio actual). La formalización del acuerdo se produce una vez obtenidas todas las autorizaciones regulatorias pertinentes, incluyendo la luz verde del Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual (**INDECOPI**).

Esta desinversión responde a la política de **rotación de activos** que Acciona Energía está ejecutando para optimizar su cartera de generación renovable. El objetivo principal de estos movimientos es "cristalizar valor" y reforzar la solidez financiera del grupo mediante la venta de activos maduros.

Con el cierre de esta operación en Perú, la compañía consolida una estrategia de ventas que abarca ya cerca de **2,6 GW** de potencia instalada. Hasta la fecha, la empresa ha alcanzado acuerdos de

desinversión en instalaciones renovables ubicadas en España, Estados Unidos, México, Sudáfrica, Costa Rica y Perú, por un valor agregado aproximado de **3.200 millones de euros** .

Casa dos Ventos y Vestas impulsan uno de los mayores complejos eólicos de Brasil

- El complejo Dom Inocência marca el regreso de los grandes proyectos eólicos y refuerza la transición energética en Brasil.



Casa dos Ventos y Vestas impulsan uno de los mayores complejos eólicos de Brasil

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

<https://www.energias-renovables.com/eolica/casa-dos-ventos-y-vestas-impulsan-uno-20251217>

Manuel Moncada

Miércoles, 17 diciembre 2025

El complejo contará con 184 aerogeneradores modelo V150-4.5 MW y representa la consolidación de más de ocho años de colaboración entre ambas compañías. Las obras están previstas para comenzar en 2026 y la puesta en operación total del proyecto se espera para 2028. Además del suministro de las turbinas y la gestión de la construcción, Vestas será responsable de la operación y el mantenimiento durante 25 años, bajo un contrato de servicios de gestión activa del rendimiento (AOM 5000).

Con una inversión estimada en más de 5.000 millones de reales, Dom Inocência se perfila como uno de los mayores complejos eólicos del país. Su capacidad de generación será suficiente para abastecer de energía a cerca de dos millones de hogares, reforzando la seguridad energética nacional y aumentando la participación de fuentes renovables en la matriz eléctrica brasileña.

El anuncio es especialmente significativo porque marca el primer gran movimiento del mercado eólico brasileño desde 2023, señalando el retorno de inversiones a gran escala y la confianza de Casa dos Ventos en tecnologías de última generación para ampliar su portafolio de proyectos.

Además del impacto energético, el complejo tendrá un fuerte efecto socioeconómico en la región. Se prevé la creación de más de 8.500 empleos directos e indirectos durante las fases de construcción y

operación, así como el fortalecimiento de cadenas productivas locales y el impulso a sectores como la ingeniería, los servicios técnicos, la innovación y la capacitación profesional.

“Con nuestra alianza con Vestas estamos incorporando soluciones que garantizan la confiabilidad y el desempeño que exige un proyecto de esta magnitud. Este acuerdo reafirma nuestro compromiso con la expansión de la matriz renovable de Brasil y con el desarrollo socioeconómico de la región”, afirma **Lucas Araripe, director ejecutivo de Casa dos Ventos** .

Por su parte, **Eduardo Ricotta, presidente de Vestas para América Latina** , destaca la relevancia de la colaboración: “La confianza renovada de Casa dos Ventos en un proyecto de esta escala es motivo de orgullo. Compartimos la ambición de impulsar la transición energética, ampliar el acceso a la energía limpia y promover el crecimiento económico en las comunidades donde operamos”.

Con Dom Inocêncio, Brasil da un paso decisivo para consolidarse como una potencia regional en energía eólica y retomar el ritmo de expansión de las inversiones en energías limpias.

Cinco claves que marcarán la eólica marina en 2026

- Los participantes del mercado eólico marino deben prestar mucha atención a los siguientes cinco temas clave que propone Westwood Energy.



Cinco claves que marcarán la eólica marina en 2026

<https://elperiodicodelaenergia.com/cinco-claves-que-marcaran-la-eolica-marina-en-2026/>

José A. Roca

Miércoles, 17 diciembre 2025

Los participantes del mercado eólico marino deben prestar mucha atención a los siguientes cinco temas clave que propone Westwood Energy

El mercado de la energía eólica marina se desaceleró aún más en 2025, lo que provocó un cambio de comportamiento. Los gobiernos que siguen apoyando la energía eólica marina están adoptando un enfoque más deliberado para priorizar la ejecución de proyectos y, al mismo tiempo, proteger a las industrias locales. Al mismo tiempo, los promotores y la cadena de suministro están ejerciendo mayor disciplina en sus inversiones. A pesar de este cambio de comportamiento, se espera que el gasto general aumente en 2026 y las próximas subastas sentarán las bases para el crecimiento futuro.

Para navegar con éxito en este panorama cambiante durante el próximo año, los participantes del mercado deben prestar mucha atención a los siguientes cinco temas clave que propone **Westwood Energy**.

1. Equilibrio entre la política industrial y energética

En 2026, los gobiernos deberán afrontar el creciente reto de equilibrar el rápido despliegue de la energía eólica marina con la maximización de los beneficios económicos para las industrias locales. Acelerar los proyectos es fundamental para garantizar un suministro energético seguro y asequible, y

para alcanzar los objetivos de energía limpia. También puede impulsar el crecimiento industrial local, aunque a menudo conlleva mayores costes y plazos. Este doble objetivo es cada vez más difícil de gestionar.

La creciente presencia de empresas de la cadena de suministro de China continental en proyectos eólicos marinos internacionales, en particular en el sector OEM de turbinas, también ha comenzado a aumentar las tensiones. Los proveedores locales han instado cada vez más a los gobiernos a introducir medidas proteccionistas para preservar los beneficios locales. En cambio, los promotores, en general, han valorado este desarrollo de forma más positiva, ya que una mayor competencia les ofrece más opciones y mayor capacidad de negociación.

El dilema de centrarse en la rápida ejecución de proyectos o en proteger (y expandir) a los proveedores locales está cobrando protagonismo. La forma en que los gobiernos resuelvan esta disyuntiva influirá en las decisiones de inversión, los plazos de los proyectos y el ritmo general de crecimiento de la energía eólica marina.

2. Cambios estratégicos para capturar más valor

A medida que el mercado eólico marino se ha desacelerado, las estrategias de los promotores han cambiado del crecimiento a toda costa a priorizar el valor sobre el volumen. Esto ha provocado que los promotores desinvirtan cada vez más participaciones en proyectos y adopten estructuras de asociación para gestionar el riesgo y la exposición al capital.

Este cambio refleja una tendencia más amplia hacia el desarrollo colaborativo que permite flexibilidad financiera y resiliencia operativa. Westwood prevé que las desinversiones continúen en 2026, con la salida de algunas empresas del sector, mientras que otras buscan obtener valor de proyectos más avanzados (especialmente aquellos con acuerdos de compraventa) o reducir la exposición a desarrollos con mayor coste/riesgo, como la energía eólica flotante o proyectos en mercados más nuevos.

Otras maneras en que los promotores pueden buscar obtener más valor es mediante un mayor enfoque en la oferta de servicios. Un ejemplo de esto es la firma por parte de **Orsted** de un acuerdo de proveedor preferente para suministrar su tecnología Osonic a **Luxcara**. Según el acuerdo, Orsted también prestará servicios de ingeniería, adquisiciones y consultoría de construcción. La decisión de Orsted de licenciar su tecnología de instalación de monopilotes de bajo ruido presenta una nueva oportunidad: los promotores pueden generar ingresos adicionales como proveedores directos de tecnología.

Al mismo tiempo, los actores de la cadena de suministro están trascendiendo sus roles tradicionales, convirtiéndose potencialmente en accionistas de los proyectos. **Ming Yang** ilustra esta tendencia al analizar oportunidades fuera de China continental, incluyendo el interés reportado en proyectos de **ScotWind** y una colaboración con **BuhaWind** en un parque eólico marino de 2 GW en Filipinas.

Estas acciones sugieren un deseo de participar más directamente en los proyectos, probablemente como una forma de asegurar pedidos de turbinas y ganar exposición a nuevos mercados, en lugar de convertirse en operadores a largo plazo. Con la creciente venta de participaciones por parte de los

promotores, surge una oportunidad para que las empresas de la cadena de suministro intervengan como coinversores y adquieran participaciones directas.

3. Encontrar oportunidades en la cadena de suministro

Tras cuatro años de inflación de costos, subastas fallidas y proyectos cancelados, la industria en su conjunto ha adoptado un enfoque más selectivo y cauteloso. Los promotores están refinando su enfoque geográfico y financiero, lo que se traduce en menos proyectos que alcanzan la FID y una cartera de proyectos más irregular e impredecible.

La cadena de suministro está respondiendo de la misma manera, frenando o deteniendo la expansión a gran escala. Los principales fabricantes de equipos originales (OEM) ya no buscan desarrollos de fabricación agresivos: **Siemens Gamesa** suspendió su planta de nacelles en Dinamarca, alegando la necesidad de mayor claridad en el mercado, mientras que **Vestas** ha suspendido su fábrica de palas prevista en Polonia, debido a una demanda europea de energía eólica marina menor de lo previsto. Los fabricantes se hacen eco de la misma cautela. Si informó de una ralentización en la actividad de licitaciones y del aplazamiento o cancelación de adjudicaciones de proyectos, lo que pone de manifiesto cómo la indecisión de los promotores repercute en toda la cadena de valor.

Con el mercado estadounidense estancado, la región Asia-Pacífico enfriándose y los plazos de las subastas europeas a la baja, los proveedores prefieren cada vez más concentrarse en menos proyectos con mayor certeza en lugar de dispersarse. El resultado es una cadena de suministro más ágil y disciplinada que asigna el capital con cuidado. Para 2026, esto crea un entorno de cadena de suministro más competitivo y con mayor rigor, donde solo los proyectos con un sólido respaldo político y una clara visibilidad de los ingresos podrán asegurar el compromiso de la cadena de suministro y avanzar a buen ritmo.

4. Apoyo financiero: adentro con lo viejo y con lo nuevo

En los últimos 18 meses, se han producido numerosos fracasos en las subastas de subvenciones y arrendamientos para energía eólica marina en todo el mundo. Las circunstancias han variado según el país, pero se han citado repetidamente los mismos desafíos: un entorno de costes complejo, incertidumbre del mercado y, sobre todo, un apoyo financiero insuficiente por parte de los gobiernos. El año 2026 se definirá en parte por las medidas que adopten los gobiernos para revertir esta tendencia.

En los mercados donde la energía eólica marina cuenta con un fuerte apoyo político, los gobiernos ya han comenzado a responder con una estrategia de "retorno al futuro". Es decir, reintroduciendo los mismos mecanismos de apoyo financiero que habían comenzado a reducir en los últimos años. El Reino Unido, por ejemplo, ha incrementado significativamente la capacidad financiera disponible para sus subastas anuales de Contratos por Diferencia (CfD) desde el fracaso de la ronda de 2023, mientras que los Países Bajos y Dinamarca se han alejado del enfoque de "subvención cero" y se está debatiendo una medida similar en Alemania.

Quizás más novedoso sea el creciente uso por parte de los gobiernos de instituciones estatales independientes para brindar apoyo a la industria. Por ejemplo, el Reino Unido ha creado GB Energy, que probablemente actuará como promotor principal en el sector de la energía eólica flotante. Taiwán ha exigido a su compañía eléctrica estatal que establezca agregadores de demanda para estimular la demanda de contratos de compra de energía eólica marina, y Corea del Sur ha creado una nueva categoría de licitación para proyectos desarrollados por organismos públicos. El éxito de estas iniciativas, y otras similares, podría incluso influir en la medida en que se requiera apoyo gubernamental directo adicional.

5. Aumento de la inversión y las subastas

A pesar de los vientos en contra que ha enfrentado el sector eólico marino, se pronostica que el gasto en componentes en 2026 será más del doble de los niveles de 2025 (sobre la base del año de adjudicación del contrato), lo que lo convierte en el segundo año más alto de gasto mundial después de 2023. La inversión en 2026 actuará como punto de partida para una enorme ola de inversión que se espera que continúe hasta el final de la década.

Se espera que la inversión global en capital EPCI en 2026 (basada en el valor de los contratos adjudicados) alcance los 52 000 millones de dólares, liderada por China continental. Fuera de China continental, el Reino Unido liderará la inversión, impulsado por los contratos finalizados de los proyectos adjudicados mediante un contrato de adjudicación (CfD) en la 7.ª Ronda de Adjudicación (AR7). Países Bajos, Alemania y Taiwán le siguen de cerca, con la actividad centrada en proyectos cuya entrada en funcionamiento está prevista entre 2027 y 2029. Por último, los proyectos en Corea del Sur y Japón, que ya han conseguido contratos, también se perfilan como importantes contribuyentes.

Se espera que las adjudicaciones de arrendamientos en 2026 superen los niveles de 2025, con una previsión de hasta 48 GW. Sin embargo, parte de esta capacidad se debe a emplazamientos retrasados o licitados nuevamente. Varias rondas de arrendamiento actualmente en fase de licitación concluirán en 2026, incluyendo las de Bass Strait en Australia, A09 en Francia y North Sea Central y Hesselo en Dinamarca. Mientras tanto, se prevé que las subastas en fase previa a la licitación en Alemania, Japón y Bélgica se adjudiquen en 2026.

Las subastas de energía eólica marina también avanzarán en los mercados maduros y emergentes. Se anunciarán los resultados del CfD AR7 del Reino Unido, mientras que Filipinas planea adjudicar hasta 3,3 GW de energía eólica marina a través de la Subasta de Energía Verde 5 (GEA-5), su primera subasta de energía eólica marina. La mayor parte de la actividad de subastas se centrará en proyectos de fondo fijo, aunque la energía eólica flotante se incluirá en rondas seleccionadas, como la A09, y a través del fondo flotante del AR7.

En general, 2026 se perfila como un año crucial para la energía eólica marina. Los promotores, las empresas de la cadena de suministro y los gobiernos seguirán ajustando sus estrategias para intentar maximizar el valor y el crecimiento en lo que será un mercado cauteloso y algo inestable. No obstante, se espera una inversión significativa, y los hitos clave de las subastas contribuirán a definir la próxima ola de desarrollo de proyectos globales.

Cuerva finaliza la construcción de la central hidroeléctrica de Rules con una inversión de 4,5 millones

● Cuerva ha finalizado las obras de construcción de la central hidroeléctrica de Rules en Granada.



Cuerva finaliza la construcción de la Central Hidroeléctrica de Rules.

<https://elperiodicodelaenergia.com/cuerva-finaliza-la-construccion-de-la-central-hidroelectrica-de-rules-con-un...>

Redacción

Miércoles, 17 diciembre 2025

Cuerva, compañía referente en innovación energética con sede en Granada y más de 85 años de trayectoria, **ha finalizado las obras de construcción de la central hidroeléctrica de Rules**, una infraestructura estratégica situada en la costa de **Granada** y que **refuerza su apuesta por la generación renovable gestionable y el aprovechamiento eficiente de los recursos hídricos**.

La instalación, actualmente en fase previa a su puesta en marcha --prevista para el primer trimestre de 2026-- supone un nuevo hito en la trayectoria de la energética, que recupera así la senda iniciada por su fundador, José Cuerva Cobo, pionero en la electrificación rural de la provincia desde finales de los años treinta.

Con una **inversión de 4,5 millones de euros**, la central hidroeléctrica de Rules representa un modelo de aprovechamiento óptimo de los recursos hídricos locales. Su entrada en operación permitirá producir aproximadamente 24.000 MWh al año, energía suficiente para el abastecimiento de más de 6.000 hogares y contribuirá a evitar la emisión de once mil toneladas de CO2 cada año.

Además, el proyecto incorpora un sistema de autoconsumo fotovoltaico destinado a cubrir de forma sostenible los servicios auxiliares de la central.

La hidroeléctrica para Cuerva

Cuerva ha instalado un total de 92 paneles solares, con una potencia de 51 kW, que permitirán abastecer de energía limpia el alumbrado y los servicios internos de la infraestructura desde el inicio de su puesta en marcha.

Esta actuación refuerza la autonomía energética de la central y reduce su huella ambiental, alineando la operación del activo con criterios de eficiencia y sostenibilidad desde el primer día.

Además, su construcción ha supuesto un impulso económico y social para la zona, al reforzar la disponibilidad de energía limpia, mejorar el atractivo de la comarca para nuevos proyectos industriales y consolidar el posicionamiento de Granada como referente en innovación energética.

El proyecto ha generado empleo local significativo, con la participación de más de una quincena de empresas del ámbito territorial y un elevado número de subcontratas indirectas, contribuyendo a la dinamización del tejido productivo vinculado al sector energético.

Con Rules, Cuerva refuerza su cartera de generación renovable y especialmente hidroeléctrica, una tecnología clave dentro de su porfolio, que suma ya más de 1.900 MW hidroeléctricos entre proyectos desarrollados, en operación comercial y en desarrollo actual –teniendo en cuenta nuevos proyectos reversibles en España y Latinoamérica–, consolidándose como uno de los hitos más relevantes de la compañía en los últimos años.

El proyecto

La central hidroeléctrica de Rules se integra en la estrategia de crecimiento sostenible de Cuerva, incluyendo reforzar los activos de generación propios gestionables, capaces de aportar estabilidad al sistema eléctrico español y generar valor a largo plazo tanto para la compañía como para el territorio.

Actualmente, Cuerva cuenta con una cartera con más de 3.000 MW en desarrollo en las principales tecnologías renovables (eólica, solar fotovoltaica, hidroeléctrica y almacenamiento) y más de 200 MW ya desarrollados con éxito, tanto en España como en Latinoamérica.

Además, la compañía cuenta con más de 44 MW de energía limpia en operación comercial. El hito de la construcción coincide con la producción del segundo episodio 'Cuerva: El Origen', una serie audiovisual de tres capítulos impulsada por la compañía que documenta el proyecto desde su historia familiar y orígenes renovables.

El primer episodio ya ha sido publicado y recorre la historia y evolución de Cuerva desde sus inicios en la electrificación rural hasta su actual posicionamiento como actor relevante en la transición energética.

La serie combina divulgación energética, memoria empresarial y transparencia sobre la ejecución de proyectos renovables reales rindiendo homenaje a los valores que han acompañado a la empresa desde 1939: constancia, innovación, dedicación y un compromiso firme con el territorio.

"Es más que un proyecto; es la renovación de nuestro compromiso con el entorno y la comunidad que nos vio nacer. Con esfuerzo y dedicación, convertimos desafíos en oportunidades, llevando la

innovación a cada rincón después de recorrer el mundo para traer a casa lo aprendido. El progreso no conoce límites en Cuerva", señala **Ignacio Cuerva**, CEO de Cuerva.

La central hidroeléctrica

La construcción de la central hidroeléctrica de Rules marca un punto de inflexión para la compañía, que vuelve a situar la energía del agua en el centro de su estrategia.

Con esta infraestructura, Cuerva avanza hacia un modelo en el que tradición y tecnología conviven para ofrecer soluciones energéticas sostenibles y escalables, sin perder de vista su origen y los valores que han guiado su crecimiento durante más de 85 años.

La finalización de Rules marca un punto de inflexión en la apuesta de Cuerva por la energía hidroeléctrica dentro de su mix renovable, que se suma al desarrollo de nuevos proyectos no solo hidroeléctricos sino también eólicos, fotovoltaicos, junto a hibridaciones de activos existentes en línea con esta estrategia.

Asimismo, Rules representa la particular forma de la compañía de entender la transición energética: inversión a largo plazo, aprovechamiento responsable de los recursos y compromiso y respeto por el territorio. Un proyecto que refuerza su cartera renovable y apuesta por tecnologías gestionables que aportan estabilidad al sistema.

EOI celebra 70 años impulsando la industria, la innovación y el talento con una nueva identidad orientada al futuro

- EOI han impuesto al ministro Jordi Hereu la beca y el pin honoríficos de EOI como símbolo del estrecho vínculo histórico entre la Escuela y el Ministerio de Industria y Turismo.



EOI celebra 70 años impulsando la industria, la innovación y el talento con una nueva identidad orientada al futuro

<https://elperiodicodelaenergia.com/eoi-celebra-70-anos-impulsando-la-industria-la-innovacion-y-el-talento-con...>

Redacción

Miércoles, 17 diciembre 2025

EOI han impuesto al ministro Jordi Hereu la beca y el pin honoríficos de EOI como símbolo del estrecho vínculo histórico entre la Escuela y el Ministerio de Industria y Turismo

La **Escuela de Organización Industrial (EOI)**, primera escuela de negocios de España y referente en toda Europa, ha celebrado su 70 aniversario con un acto institucional de conmemoración, reafirmando su compromiso histórico con la industria, la innovación, la sostenibilidad y el desarrollo del talento como palancas clave para la transformación económica y social del país.

El acto ha estado presidido por el ministro de Industria y Turismo, Jordi Hereu, acompañado por el secretario de Estado de Industria y presidente de EOI, Jordi García Brustenga y por el director general de EOI, Diego Crescente, junto al Comité de Dirección y el conjunto del personal de la institución, en la sede de EOI en Madrid.

Durante la jornada, el ministro ha recorrido la exposición fotográfica conmemorativa que repasa los principales hitos de la historia de la pionera institución pública, desde su fundación en 1955 hasta su consolidación actual como referente en emprendimiento industrial, innovación tecnológica, sostenibilidad y transformación digital. Una exposición abierta al público que estará en la sede de EOI en Madrid hasta mediados de enero.

Tras la proyección en primicia del **vídeo del 70 aniversario**, el director general de EOI ha ofrecido la bienvenida institucional y ha presentado la nueva identidad corporativa de la Escuela, un rebranding que refleja su posicionamiento como institución pública moderna, abierta y orientada a liderar los grandes retos del futuro.

“En EOI llevamos 70 años impulsando talento, industria e innovación. Hoy celebramos nuestra historia mirando al futuro, con una nueva imagen y el mismo compromiso de siempre: formar talento para mejorar la vida de las personas y construir un futuro seguro y sostenible”, ha señalado Diego Crescente.

Un vínculo histórico con la política industrial de España

En el marco de la conmemoración, el secretario de Estado de Industria y el director general de EOI han impuesto al ministro Jordi Hereu la beca y el pin honoríficos de EOI como símbolo del estrecho vínculo histórico entre la Escuela y el Ministerio de Industria y Turismo.

A continuación, el ministro ha hecho entrega de un diploma honorífico al empleado más veterano de la institución, Antonio Peinador, en reconocimiento a su trayectoria profesional y a su contribución al proyecto de EOI a lo largo de décadas, así como a María Ángeles Luna, como homenaje por su compromiso y dedicación con el equipo desde Sevilla.

“Para el Ministerio de Industria y Turismo, EOI es un orgullo”, ha reconocido el ministro **Jordi Hereu**. *“Hoy, cuando afrontamos retos existenciales y el gran desafío de la reindustrialización de España, necesitamos más que nunca instituciones a la altura del futuro. Y sé que la EOI, como siempre, lo estará”,* subrayó ante toda la plantilla desde el escenario del salón de actos.

Por su parte, **Jordi García Brustenga** ha puesto en valor el papel estratégico de la Escuela en el actual contexto de transformación económica: *“La función de EOI es clave acompañando a pymes y emprendedores en su transformación digital y verde. Hay que cuestionar lo aprendido, ser valientes e integrar visiones que no pertenecen al paradigma heredado. En ese camino, el papel de EOI es absolutamente esencial”*.

“EOI es la fábrica de los sueños de muchas personas. Una fábrica que cumple 70 años y que ha acompañado la transformación de la industria formando a más de 200.000 personas en los últimos 30 años”, destacó Diego Crescente.

70 años formando talento para la reindustrialización verde y digital

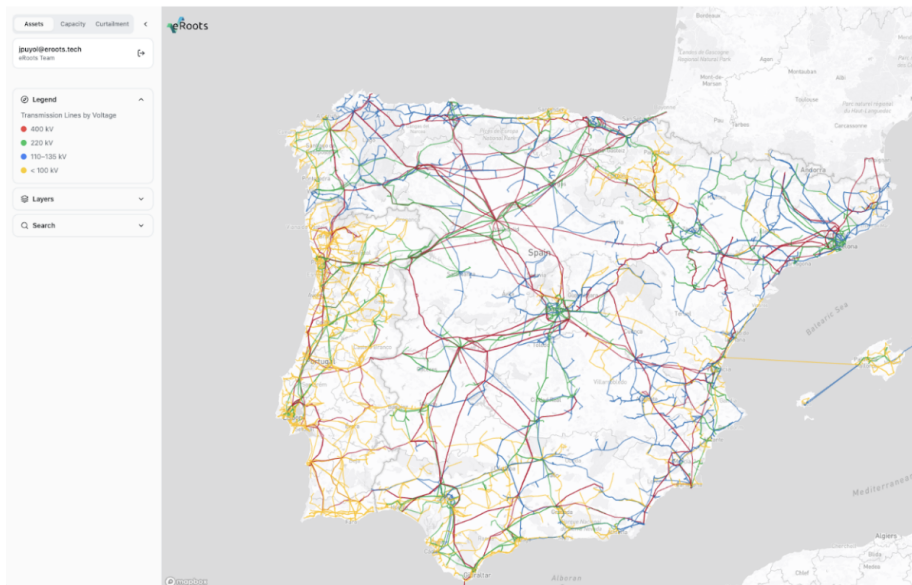
Tras la intervención del ministro, que ha querido resaltar el rol de la EOI como *“motor de talento para la reindustrialización verde y digital de nuestro país”*, el acto ha concluido con la actuación del Coro de EOI y un encuentro con alumnado de programas emblemáticos de la Escuela, como el **Máster en Energías Renovables y Mercado Energético**, en marcha desde hace 26 años, el **Programa de Desarrollo Directivo – Mujeres con Alto Potencial** y el **Programa Consejera: Diversidad y Profesionalización de los Consejos de Administración**.

La conmemoración del 70 aniversario continuó por la tarde en el **Museo del Ferrocarril**, con un encuentro abierto a toda la comunidad EOI —alumnado, antiguos alumnos, profesorado,

colaboradores, instituciones públicas, empresas y agentes del ecosistema industrial e innovador—
reforzando el carácter integrador y público de la Escuela.

eRoots Map & VeraGrid: una solución estratégica para nuevos proyectos de renovables, data centers y grandes...

- eRoots Map es una plataforma Software-as-a-Service (SaaS) basada en la nube que funciona como un mapa interactivo e integrado de toda la red eléctrica española y portuguesa.



eRoots Map & VeraGrid: una solución estratégica para nuevos proyectos de renovables, data centers y grandes consumidores

<https://elperiodicodelaenergia.com/eroots-map-veragrid-una-solucion-estrategica-para-nuevos-proyectos-de-r...>

Ramón Roca

Miércoles, 17 diciembre 2025

ERoots Map es una plataforma Software-as-a-Service (SaaS) basada en la nube que funciona como un mapa interactivo e integrado de toda la red eléctrica española y portuguesa

España y Portugal están inmersos en una rápida transición energética, marcada por el auge de la generación renovable y ambiciosos objetivos de descarbonización. En España, más del **50%** de la electricidad ya proviene de fuentes renovables.

Sin embargo, este éxito trae consigo nuevos **desafíos en la red**: la expansión de la transmisión y el almacenamiento están quedando rezagados con respecto al crecimiento de la generación.

El resultado: congestión creciente de la red y una dolorosa limitación de la energía renovable (curtailment). En 2025, España experimentó **cientos de horas con precios de la energía cero o negativos** (condiciones de sobreoferta); solo en septiembre, ya se registraron **693 horas** de producción solar a precio cero/negativo. Los datos preliminares sugieren unas **759 horas** de precios cero/negativos en 2025, el doble que el año anterior.

Estas cifras reflejan una realidad donde **la generación supera a la demanda** y, sin capacidad de red o almacenamiento, la energía limpia se desperdicia.

Agravando la situación, **el acceso a la red se ha convertido en un cuello de botella** . A finales de 2025, entre el **83 y el 85% de los nudos de conexión a la red en España están a plena capacidad** .

Una red atascada

Los operadores de distribución han revelado mapas que muestran que el **83,4% de los nudos de distribución están saturados** : “apenas queda sitio para nuevas conexiones” en muchas regiones. Esta saturación de la red es desigual: algunas zonas aún tienen capacidad, mientras que otras (como provincias enteras, por ejemplo, Burgos) están al 100% de su capacidad.

Esta situación ha reenfocado la pregunta para las inversiones en energía. Ya no se trata solo de *cómo* producir o consumir energía, sino de la pregunta fundamental: **“¿dónde está el enchufe?”** . El *‘siting’* —encontrar un emplazamiento con capacidad de red disponible— se ha convertido en un factor decisivo para los proyectos renovables y las nuevas cargas industriales.

Estas presiones se intensifican por el crecimiento de la **demanda** de electricidad. Se prevé que el consumo de energía en España aumente entre un **33% y un 54% para 2030** , pudiendo duplicarse para 2035, impulsado por la electrificación masiva del transporte, la calefacción y la industria.

Están surgiendo nuevos usuarios intensivos en energía, como centros de datos, producción de hidrógeno verde y fabricación avanzada. Si la mayoría de los nudos de la red ya están restringidos hoy, acomodar este crecimiento de la demanda será desalentador sin una planificación estratégica. De hecho, la **Agencia Internacional de la Energía (AIE)** advierte que la red ibérica *“no está lista para la nueva era renovable”* y debe **acelerar las inversiones en redes, almacenamiento y flexibilidad** para mantener el ritmo.

El apagón regional de abril de 2025 subrayó la necesidad de un modelo de red más flexible y resiliente.

En resumen , la transición energética de España y Portugal ha llegado a un punto de inflexión. El rápido despliegue de renovables ha superado la infraestructura de la red, lo que lleva a nudos congestionados, retrasos en la conexión y una frecuencia cada vez mayor de eventos de precio cero.

Tanto los **desarrolladores de renovables** como los **grandes consumidores de energía** se enfrentan ahora a un dilema estratégico: **¿Dónde pueden conectarse nuevos proyectos a la red y cómo alinearse con las restricciones de la red para seguir siendo rentables?**

Este es el contexto en el que emerge la plataforma **eRoots Map** (y su motor **VeraGrid**), con el objetivo de convertir datos fragmentados en una **visión unificada y práctica de la red** y ayudar a los *stakeholders* a navegar estos desafíos.

La Plataforma eRoots Map y el Motor VeraGrid

eRoots Map es una plataforma Software-as-a-Service (SaaS) basada en la nube que funciona como un **mapa interactivo e integrado de toda la red eléctrica española y portuguesa** .

Agrega numerosas capas de datos (redes de transmisión y distribución, subestaciones, activos de generación, cargas, flujos de potencia y capacidades) en una única interfaz geoespacial.

Fundamentalmente, eRoots está construido como un **mapa “vivo” en lugar de estático**. No solo muestra las condiciones actuales de la red, sino que también permite a los usuarios **simular escenarios futuros** de la red y el mercado. Cada línea de transmisión, subestación y nudo se modela con datos eléctricos reales (impedancias, capacidades, etc.), lo que permite cálculos realistas de flujo de potencia en toda la península ibérica.

La plataforma integra datos del TSO nacional y múltiples DSOs, precios históricos del mercado y proyecciones (por ejemplo, generación planificada en proceso), unificando lo que antes estaba disperso en hojas de cálculo y bases de datos aisladas. En resumen, eRoots “habla el lenguaje de la red” y proporciona el primer **mapa eléctrico integral de Iberia** con datos tanto actuales como prospectivos en un solo lugar.

Lo que realmente diferencia a eRoots es la capacidad de **“ver lo invisible”** de la operación de la red mediante la ejecución de simulaciones. Los usuarios pueden alternar escenarios futuros (hasta con cinco años de antelación) para responder a preguntas de *“qué pasaría si”* que antes eran difíciles de evaluar.

Por ejemplo, se puede investigar: *¿Qué ocurre con las condiciones locales de la red si todos los proyectos renovables del plan español PNIEC 2030 entran en funcionamiento? ¿Dónde surgirán cuellos de botella si la demanda crece según las previsiones? ¿Qué zonas podrían enfrentarse a frecuentes eventos de precio cero o limitación en un escenario de alta penetración de renovables?*

Al pasar de una vista estática a una **vista dinámica basada en escenarios**, eRoots permite a los *stakeholders* anticipar problemas y oportunidades. La red puede explorarse como un **organismo vivo**, que revela cómo podrían evolucionar los flujos de potencia, la congestión y los precios, en lugar de mostrar solo una instantánea.

En esencia, eRoots Map sirve como un **“gemelo digital”** de la red ibérica: un modelo funcional que refleja el comportamiento real y puede proyectar estados futuros.

VeraGrid, la mejor compañía para eRoots

VeraGrid es el motor de simulación y análisis subyacente a eRoots Map.

Desarrollado por eRoots Analytics (y ofrecido como software de código abierto), VeraGrid es una **suite de simulación de sistemas de potencia** que proporciona una amplia gama de capacidades de análisis de red. Es el núcleo cerebral computacional que convierte las capas de datos del mapa en insights prácticos.

VeraGrid puede realizar todos los **estudios de estado estacionario** fundamentales (por ejemplo, flujo de potencia, análisis de contingencia N-1, cálculos de cortocircuito), así como **análisis de optimización y planificación** (flujo de potencia óptimo para despacho económico y fijación de precios, análisis de capacidad de acogida, optimización de expansión de red, etc.).

Incluye algoritmos avanzados para manejar redes dominadas por renovables y redes ricas en electrónica de potencia. Por ejemplo, VeraGrid tiene módulos para **capacidad de acogida nodal** (cálculo de cuánta generación o carga adicional puede admitir un nudo), **simulaciones estocásticas** e incluso estudios de **estabilidad dinámica**.

En la plataforma eRoots, estas capacidades se traducen en características como indicadores de margen de capacidad, previsiones de riesgo de limitación y métricas de fiabilidad de la red disponibles para el usuario final. Dado que VeraGrid está altamente optimizado (con opciones como un motor acelerado con C++ para cálculos pesados), eRoots puede procesar modelos grandes rápidamente, **convirtiendo lo que podrían ser horas de análisis *offline* en retroalimentación visual instantánea en el mapa.**

Cómo funcionan eRoots + VeraGrid juntos

eRoots proporciona la interfaz orientada al usuario y la visualización de datos, mientras que VeraGrid se encarga del modelado de alta exigencia detrás de escena.

Cuando un usuario selecciona un escenario o alterna una simulación (por ejemplo, proyectando el estado de la red en **2028** con ciertas nuevas plantas en funcionamiento), VeraGrid ejecuta los cálculos de flujo de potencia en el modelo.

Los resultados (cargas de línea, voltajes de nudo, **capacidad disponible**, **precios**, etc.) se muestran en el mapa como superposiciones intuitivas (colores, contornos, gráficos). Esta integración significa que **los estudios de planificación que antes requerían herramientas y experiencia especializadas ahora son accesibles en unos pocos clics** en eRoots.

El diseño de la plataforma enfatiza las perspectivas prácticas: las salidas complejas se destilan en capas de mapa, indicadores y gráficos que los responsables de la toma de decisiones pueden comprender fácilmente. Los usuarios también pueden profundizar en los datos o exportar informes para obtener más detalles.

En resumen, VeraGrid dota a eRoots de profundidad analítica, y eRoots presenta esos resultados en un **entorno colaborativo e interactivo** adecuado para la toma de decisiones estratégicas.



Estos son los frentes que marcarán el teatro de operaciones eólico en 2026, año decisivo para el sector

- El sector eólico nacional se juega en 2026 su papel como pilar del sistema energético y motor de la reindustrialización en España.



Estos son los frentes que marcarán el teatro de operaciones eólico en 2026, año decisivo para el sector

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/eolica/estos-son-los-frentes-que-macar-n-20251217>

Manuel Moncada

Miércoles, 17 diciembre 2025

La energía eólica se ha consolidado como uno de los pilares del sistema eléctrico español, pero su futuro inmediato depende de decisiones regulatorias, industriales y sociales que no admiten demasiada demora. Así lo advirtió **Juan Virgilio Márquez, director general de la Asociación Empresarial Eólica (AEE)**, durante la presentación del **Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España 2024**: "La eólica es un activo económico, industrial y ambiental de enorme valor para España, pero el ritmo actual de crecimiento es insuficiente".

Según Márquez, si no se desbloquean los actuales cuellos de botella regulatorios, no se aporta seguridad jurídica a la tramitación de proyectos y no se acelera la electrificación de la economía, España corre el riesgo de perder "una oportunidad histórica de reindustrialización y de progreso para los territorios".

Electrificación y ritmo de crecimiento, los grandes retos inmediatos

Uno de los principales desafíos es acelerar la electrificación de la demanda, es decir, sustituir el uso de combustibles fósiles por electricidad en ámbitos como la industria, el transporte o la climatización. Para ello resulta imprescindible facilitar la conexión de nueva demanda a la red eléctrica y desplegar políticas públicas que acerquen la electrificación a la ciudadanía.

En paralelo, el sector reclama aumentar el ritmo de incorporación de nueva potencia eólica al mix energético. España cuenta actualmente con unos 33 gigavatios (GW) de potencia eólica instalada, pero los objetivos climáticos y energéticos exigen un crecimiento más rápido. La mejora de la tramitación administrativa y el cumplimiento de los plazos fijados por la Directiva de Energías Renovables de la Unión Europea son claves en este punto. Esta directiva establece, entre otras cuestiones, límites temporales para autorizar proyectos y la posibilidad de considerar ciertas instalaciones como de "Interés Público Superior", lo que permite agilizar permisos.

Repotenciación y seguridad jurídica

Otro reto estratégico es la repotenciación eólica, es decir, la sustitución de aerogeneradores antiguos por otros más modernos y eficientes en los mismos emplazamientos. El sector pide una hoja de ruta específica, con incentivos y herramientas regulatorias estables, así como la aplicación homogénea del llamado "Impacto Ambiental Diferencial", un enfoque que evalúa únicamente los cambios ambientales derivados de la nueva instalación respecto a la existente.

La inseguridad jurídica es una preocupación central, especialmente en Galicia. Más de 2.800 megavatios (MW) de proyectos eólicos están paralizados por decisiones judiciales. El Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) ha emitido sentencias favorables a los proyectos, aclarando aspectos de la evaluación ambiental, pero el Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (TSXG) ha suspendido autorizaciones administrativas. A ello se suma la incertidumbre sobre el recurso de inconstitucionalidad de la Ley 05/24 de Galicia, que introduce cambios en la regulación autonómica.

Proyectos en riesgo y cambios normativos

El sector también alerta sobre el riesgo de perder proyectos en avanzado estado de tramitación o construcción debido al cumplimiento estricto de plazos administrativos. En este contexto, se solicita mayor flexibilidad en la aplicación del Real Decreto-ley 23/2020 (RDL 23/20), una norma aprobada para ordenar el acceso a la red eléctrica, permitiendo suspensiones temporales de plazos en casos afectados por procedimientos judiciales o recursos administrativos.

Industria, geopolítica y cadena de valor

Más allá de la generación eléctrica, la eólica es una industria estratégica. Márquez subrayó que se trata de "industria propia con ADN europeo", fundamental para la autonomía industrial y la seguridad energética. El sector defiende un concepto de "made in and by Europe" y pide un terreno de juego equilibrado frente a competidores de terceros países, especialmente China.

En este ámbito entran en juego instrumentos europeos como el Reglamento de Subvenciones Extranjeras (FSR, por sus siglas en inglés), el control de inversiones extranjeras directas (FDI screening) y futuras iniciativas como un posible "Industrial Accelerator Act". También preocupan los efectos de la guerra arancelaria entre Estados Unidos, China y la Unión Europea, así como el bloqueo de proyectos eólicos marinos en EE. UU., que afecta a empresas europeas.

Seguridad del sistema y eólica marina

El sector reclama facilitar la aportación de las energías renovables a la seguridad del sistema eléctrico. Esto implica activar normativa técnica clave, como el control de tensión en transporte, tecnologías de "grid forming" -capaces de aportar estabilidad a la red- y sistemas de

amortiguamiento de oscilaciones, además de una planificación más ágil de las infraestructuras eléctricas.

La eólica marina aparece como uno de los grandes vectores de crecimiento futuro. España aún no ha celebrado ninguna subasta, y aunque una primera convocatoria piloto podría llegar en 2026, los primeros parques no entrarían en operación hasta alrededor de 2033. Para el sector, es urgente desarrollar una orden ministerial que permita lanzar esta primera subasta como proyecto tractor industrial de país y evitar que otros países ocupen el espacio industrial y el empleo asociado.

Aceptación social y biodiversidad

Finalmente, el desarrollo eólico depende en gran medida de la aceptación social. El sector apuesta por anticipación, diálogo con los territorios y lucha contra campañas de desinformación, involucrando a vecinos y actores locales desde las primeras fases de los proyectos.

En materia ambiental, se reclama un marco regulatorio sobre biodiversidad “no extremista”: no retroactivo, proporcionado, basado en datos contrastados y respetuoso con el marco jurídico existente. El objetivo es compatibilizar la protección del medio ambiente con el despliegue de una tecnología clave para la transición energética.

Un sector clave para la transición energética española

La Asociación Empresarial Eólica (AEE), que representa a más de 350 empresas del sector, recuerda que la eólica emplea a más de 40.000 profesionales en España, cuenta con 276 centros industriales y es ya la primera tecnología del sistema eléctrico nacional, cubriendo el 23 % de la demanda y representando el 24 % de la potencia instalada. El diagnóstico es claro: el potencial existe, pero convertirlo en crecimiento sostenido dependerá de decisiones políticas y regulatorias que se adopten, o se pospongan, en los próximos años.

Artículos relacionados

- **La energía eólica ya cubre el consumo de una de cada cuatro personas en España**



Gobierno brasileño actualiza el plan de expansión del sistema eléctrico con enfoque en renovables y estabilidad

- El Gobierno de Brasil publica nueva edición del Plan de Subvenciones para Transmisión Eléctrica. El documento define nuevas instalaciones de transmisión y d...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/gobierno-brasileno-actualiza-el-plan-de-expansion-del-sistema-e...>

Miércoles, 17 diciembre 2025

17 diciembre 2025 0

La **segunda edición del Plan de Subvenciones para la Transmisión Eléctrica (POTEE) 2025**, publicada por el Ministerio de Minas y Energía (MME), apunta a fortalecer la integración de energías renovables y grandes cargas en el Sistema Interconectado Nacional (SIN). Según los estudios técnicos de la Empresa de Investigación Energética (EPE) y del Operador Nacional del Sistema Eléctrico (ONS), la instalación de compensadores síncronos en puntos estratégicos de la red de **500 kV** en la Región Nordeste aumentará la estabilidad del sistema y permitirá absorber mayor generación renovable.

La nueva emisión del POTEE 2025 se enmarca en la Política Nacional de Acceso al Sistema de Transmisión (PNAST), establecida por el Decreto nº 12.772/2025 el 8 de diciembre. Esta política introduce directrices para modernizar el acceso a la Red Básica del SIN y garantizar que la infraestructura eléctrica del país evolucione al ritmo del crecimiento de la demanda.

El **ministro de Minas y Energía, Alexandre Silveira**, destacó que el plan refleja “el compromiso del gobierno brasileño con la planificación a largo plazo y la confiabilidad del SIN”. Agregó que la actualización permite anticiparse a las necesidades del sistema, reforzar la seguridad del suministro y brindar previsibilidad al sector eléctrico.

Además de los compensadores síncronos, la nueva edición del POTEE contempla proyectos de sustitución, modernización o instalación de transformadores de potencia, especialmente en la Red Básica Fronteriza (RBF) y otras instalaciones de transmisión (DIT) consideradas de necesidad sistémica inmediata.

Estas medidas buscan mitigar limitaciones operativas, reforzar la confiabilidad del suministro y asegurar el cumplimiento del crecimiento proyectado de carga de las distribuidoras.

Con la publicación del POTEE, la Agencia Nacional de Energía Eléctrica (ANEEL) iniciará los procesos de contratación de las nuevas infraestructuras, ya sea mediante licitaciones o autorizaciones, según la clasificación de cada proyecto.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario



Gran Canaria impulsa la creación de cuatro nuevas agencias locales de energía con apoyo europeo

- El proyecto europeo Life 4Energencies impulsa oficinas energéticas en la isla y en Rivas Vaciamadrid para acelerar la autosuficiencia energética.



Gran Canaria impulsa la creación de cuatro nuevas agencias locales de energía con apoyo europeo

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/gran-canaria-impulsa-la-creaci-n-de-20251217>

Manuel Moncada

Miércoles, 17 diciembre 2025

El proyecto, que acaba de iniciar su recorrido de cuatro años, cuenta con un presupuesto total de casi dos millones y medio de euros, de los cuales la Unión Europea aporta el 60%. Su objetivo principal es reforzar la gobernanza energética local y acelerar la implantación de políticas de eficiencia, energías renovables y autosuficiencia energética, especialmente en territorios con desafíos estructurales como las comunidades insulares.

Las **tres nuevas agencias** que se implantarán en Gran Canaria abordarán retos como la insularidad y la dependencia energética, centrando su labor en impulsar la generación renovable -especialmente solar y eólica- con el objetivo de alcanzar un 60 % de penetración de energías limpias en 2030. También trabajarán en el desarrollo de sistemas de almacenamiento energético, el fomento del autoconsumo colectivo y las comunidades energéticas, la mejora de la eficiencia en edificios públicos y pymes, la expansión de la movilidad eléctrica y la digitalización del sistema energético mediante soluciones inteligentes.

El proyecto Life 4Energencies incluye además una vertiente de colaboración peninsular con la creación de una **agencia energética en Rivas Vaciamadrid**, un municipio con una trayectoria consolidada en sostenibilidad y una estrategia orientada a la soberanía energética recogida en su Agenda Urbana Rivas 2030. Esta agencia trabajará de forma coordinada con las insulares para facilitar el intercambio y la replicabilidad de buenas prácticas.

Durante el encuentro, celebrado en Gran Canaria, el **consejero de Medio Ambiente, Clima, Energía y Conocimiento del Cabildo, Raúl García Brink**, ha subrayado que el calendario del proyecto prevé que en 2026 ya estén operativas las tres oficinas energéticas insulares, ubicadas en las mancomunidades de las medianías, el norte y el sureste de Gran Canaria. "Desde el Consejo Insular de la Energía estamos convencidos de que este proyecto supondrá un impulso decisivo a la transición energética de la isla, a las energías renovables y, sobre todo, al asesoramiento y acompañamiento de la ciudadanía y de las empresas para mejorar su eficiencia energética", ha afirmado.

Por su parte, el **alcalde de Santa Brígida y vicepresidente de la Mancomunidad de Medianías de Gran Canaria, José Armengol**, ha destacado las particularidades del territorio insular, señalando que "la lejanía del continente y la dependencia energética exterior convierten el autoabastecimiento, la estabilidad del sistema y la reducción de vulnerabilidades en prioridades estratégicas para Gran Canaria".

El consorcio del proyecto incluye socios clave como la consultora Escan, especializada en la organización y asistencia técnica de agencias energéticas locales, y Fedarene, la red europea de agencias de energía. El **director general de Escan Consultores Energéticos, Francisco Puente**, ha destacado la relevancia del proyecto a escala europea, al señalar que "después de 20 años se empiezan a crear de nuevo agencias de la energía, algo fundamental para alcanzar los objetivos climáticos tanto en Gran Canaria como en el conjunto de las islas y a nivel nacional".

En la misma línea, la **responsable de comunicación de Fedarene, Anna Soressi**, ha expresado el orgullo de la entidad por participar en una iniciativa largamente esperada desde la Comisión Europea.

Así, con el respaldo de Fedarene, del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y el compromiso de todas las autoridades locales implicadas, Life 4Energencies refuerza el papel de Gran Canaria como territorio de referencia en sostenibilidad y transición energética, especialmente en contextos insulares y ultraperiféricos.

Guía completa sobre los beneficios de la energía renovable

- La energía renovable es el pilar de la transición energética. Descubre cómo funcionan y por qué reducen los gases de efecto invernadero.



<https://www.ambientum.com/ambientum/energia/guia-completa-sobre-los-beneficios-de-la-energia-renovable...>

Ambientum Portal Ambiental

Miércoles, 17 diciembre 2025

La energía renovable se ha consolidado como el pilar fundamental de la transición energética global. Proviene de fuentes naturales que se reponen constantemente, marcando una diferencia esencial respecto a los combustibles fósiles, que son finitos y altamente contaminantes. Su adopción es crucial, pues facilita la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y disminuye la dependencia de recursos limitados, impulsando un desarrollo económico sostenible.

Las cinco fuentes principales que lideran esta transformación son la energía solar, la eólica, la hidráulica, la geotérmica y la biomasa. Cada una de ellas emplea tecnologías específicas para aprovechar los recursos naturales, ofreciendo soluciones energéticas diversas y vitales para garantizar la seguridad y la salud ambiental del planeta.

Energía solar. Se basa en la radiación del sol mediante paneles fotovoltaicos, que convierten la luz en electricidad, y tecnologías solares térmicas, que utilizan calor solar para generar vapor y mover turbinas.

Energía eólica. Utiliza la fuerza del viento mediante aerogeneradores, ubicados en tierra o en el mar, que transforman la energía cinética en electricidad.

Energía hidráulica. Aprovecha el agua en movimiento o almacenada en embalses para accionar turbinas. Es una tecnología madura, aunque con impactos ambientales en ecosistemas fluviales.

Energía geotérmica. Emplea el calor interno de la Tierra para generar vapor y energía eléctrica o calefacción. Su disponibilidad depende de la actividad geológica.

Biomasa. Se basa en materia orgánica —madera, residuos agrícolas, forestales o animales— que puede quemarse o procesarse para obtener biocombustibles. Su sostenibilidad depende de una gestión adecuada.

Contenido del artículo

Toggle

- **Cómo Funciona la Energía Renovable: Mecanismos y Tecnologías Clave**
- **Aplicaciones Prácticas: Del Hogar a la Industria**
- **Incentivos y Financiamiento para Proyectos Renovables**
- **Integrar Energías Renovables en el Hogar: Guía y Consideraciones**
- **Desafíos y Oportunidades en la Implementación a Gran Escala**
- **El Futuro de la Energía Renovable: Innovaciones y Perspectivas**

Cómo Funciona la Energía Renovable: Mecanismos y Tecnologías Clave

Las energías renovables funcionan transformando fenómenos naturales en electricidad o calor mediante tecnologías adaptadas.

Solar fotovoltaica. Los paneles convierten la luz en electricidad mediante el efecto fotovoltaico, dependiendo de la intensidad solar y la calidad del panel. Alcanza aplicaciones desde hogares hasta grandes plantas.

Solar térmica. Usa colectores que calientan fluidos para calefacción o para producir vapor.

Eólica. Las turbinas capturan el viento con aspas conectadas a generadores. El rendimiento depende de la constancia del viento y del diseño del aerogenerador.

Hidroeléctrica. Emplea agua almacenada o en flujo natural. Las presas permiten regular la energía, mientras que los sistemas de pasada reducen el impacto ambiental.

Geotérmica. Recurre al vapor o agua caliente subterránea para mover turbinas o para calefacción directa.

Biomasa. Puede quemarse directamente o transformarse en etanol o biodiésel. Sus impactos dependen del manejo del territorio y del balance entre uso energético y alimentario.

Aplicaciones Prácticas: Del Hogar a la Industria

La energía renovable se aplica de múltiples formas.

Solar fotovoltaica. Es la tecnología más adoptada a nivel residencial y comercial. Permite generar electricidad propia, reducir facturas y aumentar el valor de la propiedad. Su escalabilidad va desde techos domésticos hasta parques solares.

Eólica. Produce electricidad a gran escala mediante parques eólicos. Las turbinas modernas son más eficientes y aportan energía continua en zonas ventosas.

Hidroeléctrica. Contribuye de forma estable a la generación eléctrica, con sistemas tradicionales de embalses o de pasada.

Geotérmica. Abastece calefacción, refrigeración y electricidad, siendo constante y de baja huella de carbono.

Biomasa. Se usa para calor, electricidad o biocombustibles, aprovechando residuos agrícolas o forestales.

El almacenamiento energético es clave para compensar la intermitencia. Baterías, bombeo hidroeléctrico y almacenamiento térmico permiten estabilizar la red. La combinación de fuentes y mejoras en transmisión facilitan su integración.

Incentivos y Financiamiento para Proyectos Renovables

La adopción de energías renovables depende en gran parte de instrumentos financieros y ayudas públicas.

Subsidios. Reducen costos de instalación y operación, especialmente en solar, eólica pequeña, hidroeléctrica y biomasa.

Créditos y exenciones fiscales. Permiten reducir impuestos sobre la inversión en tecnología renovable y mejorar su rentabilidad.

Préstamos y garantías. Bancos y programas verdes facilitan financiación con intereses favorables.

Net Metering. Permite inyectar excedentes a la red y recibir compensación económica.

PPA (Power Purchase Agreements). Contratos a largo plazo que aseguran compradores de energía generada por proyectos renovables, facilitando su financiación.

Inversión colectiva. Fondos verdes y crowdfunding permiten financiar proyectos pequeños y medianos.

Integrar Energías Renovables en el Hogar: Guía y Consideraciones

Adoptar tecnologías renovables en hogares implica evaluar necesidades energéticas, ubicación, recursos naturales disponibles y viabilidad técnica.

Evaluación inicial. Incluye revisar consumos, orientación del techo, disponibilidad de sol o viento y espacio para equipos.

Solar fotovoltaica. Es la opción más común. Requiere diseño del sistema, permisos, instalación y conexión a red o baterías. Con inspecciones regulares se asegura su rendimiento.

Eólica doméstica. Viable en zonas con vientos constantes; requiere estudios previos y cumplir normas de ruido y altura.

Geotérmica. Ofrece alta eficiencia para climatización, aunque con costos iniciales elevados.

Hidroeléctrica pequeña. Solo viable con acceso a corriente de agua constante.

Incentivos. Créditos fiscales, subvenciones y tarifas de compensación reducen la inversión inicial.

Eficiencia y mantenimiento. Componentes de calidad, limpieza periódica y revisiones aseguran un buen rendimiento y vida útil prolongada.

Desafíos y Oportunidades en la Implementación a Gran Escala

El despliegue masivo de renovables enfrenta retos importantes.

Intermitencia. Solar y eólica dependen del clima. Se requiere almacenamiento y redes inteligentes.

Infraestructura. Transportar energía desde zonas remotas exige nuevas líneas y redes adaptadas a generación distribuida.

Materiales críticos. La fabricación de tecnologías renovables depende de minerales escasos cuya extracción conlleva riesgos ambientales y geopolíticos.

Cadena de suministro. La demanda creciente presiona la producción de paneles, turbinas y baterías.

A la vez, las oportunidades son significativas: creación de empleo, seguridad energética, competitividad económica y reducción de dependencia de fósiles. La innovación tecnológica —solar flotante, eólica marina, hidrógeno verde— abre nuevas posibilidades.

El Futuro de la Energía Renovable: Innovaciones y Perspectivas

El futuro energético se centra en renovables y tecnologías emergentes.

Almacenamiento. Baterías de flujo, estado sólido y nuevos sistemas hidroeléctricos permitirán mayor integración de fuentes intermitentes.

Generación más eficiente. Paneles de perovskita y turbinas más grandes y altas aumentarán la producción.

Inteligencia artificial. Optimiza predicción, funcionamiento y mantenimiento de sistemas renovables.

Descentralización. Microredes y generación distribuida reducen la dependencia de grandes infraestructuras.

Hidrógeno verde. Surge como solución para industrias difíciles de electrificar y como medio de almacenamiento energético.

La colaboración internacional y la inversión en I+D serán decisivas para acelerar esta transición.

Redacción Ambientum

Iberdrola confía a la sevillana RTS la protección del parque eólico marino alemán Windanker

- Iberdrola ha seleccionado la solución innovadora de la empresa sevillana RTS para proteger las 21 piezas de transición de su parque eólico marino Windanker.



Windanker, parque eólico marino de Iberdrola.

<https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-confia-a-la-sevillana-rt-s-la-proteccion-del-parque-eolico-marino-a...>

Redacción

Miércoles, 17 diciembre 2025

Iberdrola ha seleccionado la solución innovadora de la empresa sevillana Revestimientos Técnicos Sostenibles (RTS) para proteger las 21 piezas de transición de su parque eólico marino Windanker, actualmente en construcción en aguas alemanas del mar Báltico, según ha informado la compañía energética.

Estas estructuras, que se colocan entre la cimentación y la torre de los aerogeneradores, ya han sido recubiertas con un compuesto fabricado a base de corcho natural y diseñado específicamente para resistir las exigentes condiciones del entorno marino.

Las piezas de transición han sido producidas en Avilés por otra empresa española, Windar.

RTS es una compañía participada por Iberdrola a través de su programa internacional de innovación abierta **Perseo**, que busca promover soluciones emprendedoras relacionadas con la transición energética.

Con sede en Utrera (Sevilla), RTS ha evolucionado, de la mano de Iberdrola, desde los productos para la rehabilitación energética de edificios hasta ofrecer hoy soluciones para proteger estructuras eólicas en entornos marinos, tanto aerogeneradores como subestaciones.

El eólico marino de Iberdrola

El parque eólico marino de Windanker tendrá una capacidad de 315 megavatios (MW) y está previsto que entre en operación a finales de 2026, convirtiéndose en el tercero de la compañía en el Báltico alemán, tras los de **Wiking** (Alemania) y **Baltic Eagle** (Alemania).

Desde diciembre de 2024, la compañía japonesa Kansai participa en el proyecto con un 49% de la inversión, mientras que Iberdrola mantiene la mayoría en esta alianza, con un 51%.

Además, Iberdrola cuenta con parques eólico marinos operativos en el Reino Unido (West of Duddon Sands y East Anglia One) y Francia (Saint-Brieuc), y está desarrollando los de East Anglia Two y Three, en el Reino Unido, y Vineyard Wind One, en los Estados Unidos.

La **inversión** total de Iberdrola en eólica marina alcanza los 25.000 millones de euros, de los que unos 10.000 millones corresponden a instalaciones en funcionamiento y 15.000 millones a proyectos en construcción.

Perseo

La inversión en RTS está en línea con la estrategia implantada por Iberdrola a través de Perseo, que ha invertido ya en más de 30 compañías y ha creado un ecosistema con más de 300 'startups' y compañías emergentes que promueven la electrificación de la economía y un modelo energético más seguro, competitivo y sostenible.

El programa lleva a cabo inversiones de capital riesgo, alianzas estratégicas, convocatorias de innovación y pruebas piloto que validan y aceleran la integración de nuevas tecnologías.

Con unas inversiones de más de 400 millones de euros en 2024, Iberdrola es la energética privada que más invierte en I+D+i en el mundo, según la Comisión Europea.

El grupo prevé invertir 1.600 millones en este capítulo entre 2025 y 2028.



Iberdrola y Microsoft firman dos PPA a largo plazo por 150 MW en España

- Los dos nuevos PPA en España incluyen la compra de electricidad del parque eólico Iglesias (Burgos) y del parque El Escudo (Cantabria)



Iberdrola y Microsoft firman dos PPA a largo plazo por 150 MW en España

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

<https://www.energias-renovables.com/eolica/iberdrola-y-microsoft-firman-dos-ppa-a-20251217>

Celia García-Ceca

Miércoles, 17 diciembre 2025

Microsoft e Iberdrola han anunciado este martes una nueva alianza que incluye **dos acuerdos de compraventa de energía a largo plazo en España (PPA)**, los primeros que ambas compañías suscriben en Europa. El acuerdo contempla ampliar el uso de la plataforma de computación y nube Azure de Microsoft, el despliegue de Microsoft Copilot y soluciones de seguridad y cumplimiento normativo, con el objetivo de impulsar las capacidades digitales de Iberdrola y potenciar el uso de la IA en todo el Grupo. Iberdrola ya ha migrado sistemas críticos de distintas áreas de negocio a la nube Azure, demostrando un firme compromiso con la innovación y la resiliencia operativa.

Los dos nuevos PPA en España, que suman 150 MW de potencia contratada, incluyen la compra de electricidad del parque eólico Iglesias (Burgos) y del parque El Escudo (Cantabria). Estos contratos permiten a Microsoft avanzar en su objetivo de operar con energía 100 % renovable en Europa, en línea con sus compromisos globales. Además, se añaden a los tres PPA existentes firmados por Microsoft y Avangrid, filial estadounidense de Iberdrola, entre 2021 y 2025, que incluyen Powell Creek Solar (Ohio), Camino Solar (California) y el parque eólico Juniper Canyon (Washington). En total, las compañías cuentan con contratos PPA por unos 500 MW de capacidad en los Estados Unidos y Europa. "Esta colaboración acelerará la adopción de IA en todo el Grupo Iberdrola para reforzar nuestras capacidades digitales líderes y ampliará nuestra cartera de PPA renovables con Microsoft, en línea con el firme compromiso de ambas compañías de combinar el fuerte aumento del consumo eléctrico con la plena descarbonización. Nos complace anunciar hoy la firma de nuestros dos

primeros PPA en Europa, expandiendo nuestra alianza global", asegura Aitor Moso, director del negocio global de Clientes de Iberdrola.

La alianza también explorará oportunidades de colaboración en el suministro de energía renovable, el aprovechamiento de calor residual en España —como el uso del calor de los centros de datos en Zaragoza—, terrenos electrificados, créditos de carbono e innovaciones tecnológicas como el hidrógeno, el almacenamiento con baterías y otras soluciones, junto con Iberdrola y sus filiales en Europa, EE.UU., Brasil y Australia. "Esta alianza con Iberdrola es un compromiso decidido para acelerar la transición energética y la transformación digital en la industria. Al combinar el liderazgo de Iberdrola en energías renovables con las tecnologías punteras en la nube e IA de Microsoft, no solo avanzamos en nuestros objetivos de sostenibilidad, sino que también impulsamos la innovación y la resiliencia para nuestros clientes y comunidades. Juntos, estamos marcando un nuevo estándar sobre cómo la tecnología y la energía pueden generar un cambio positivo a gran escala", afirma Samer Abu-Ltaif, presidente de Microsoft para Europa, Oriente Medio y África.

José Porras, una vida ligada a la energía desde los trece años

- Cuando José Porras empezó a trabajar en una empresa instaladora, apenas había cumplido los trece años. Fue más una imposición que una elección meditada o una vocación tardía. Aquella decisión de sus padres fue el inicio natural de un camino que le llevaría a fundar y presidir una de las compañías de referencia e...



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/instaladores/instaladores-con-nombre-propio/1520...>

Covadonga Del Nero

Miércoles, 17 diciembre 2025

Inicio/Noticias/Instaladores/Instaladores con nombre propio/José Porras, una vida ligada a la energía desde los trece años 17/12/2025 • Instaladores con nombre propio Compartir: Facebook

La relación de **José Porras** con el mundo de las instalaciones comenzó de forma temprana y casi inevitable. Corrían las navidades de 1971 cuando una decisión familiar -“en aquella época no admitía discusión”- le llevó a trabajar por las tardes en **Eja Instalaciones**, una empresa dedicada a **calefacción, aire acondicionado y fontanería**. Apenas tenía trece años y sus primeras tareas estaban ligadas a la gestión: **presupuestos, facturas y nóminas**. 1.200 pesetas al mes que, si no había ido bien, ni siquiera cobraba. Un aprendizaje precoz que plantaría la semilla que acabaría marcando su **futuro profesional**.

Durante los años siguientes, mientras completaba sus estudios de Bachillerato y COU en turno nocturno, Porras compaginaba las aulas con el trabajo diario en la empresa. Una formación práctica que se convertiría en el complemento perfecto a su posterior paso por la **Escuela de Ingeniería Técnica Industrial de Embajadores**, en Madrid, donde se tituló como ingeniero técnico industrial. Aunque su entorno trató de orientarle hacia estudios vinculados a la **economía**, su vocación técnica y su vínculo con el sector de las instalaciones ya estaban firmemente asentados.

Finalizada la carrera en 1978, con solo veinte años, José Porras comenzó a asumir mayores responsabilidades dentro de la empresa. Gestionaba clientes propios, dirigía obras, coordinaba equipos y firmó su primer gran proyecto como ingeniero: las **instalaciones del Hospital de Badajoz**.

En paralelo, fue adquiriendo experiencia en áreas clave como compras, planificación, gestión de personal y relaciones comerciales, construyendo una visión global del funcionamiento de una empresa instaladora. Una etapa “decisiva” para reafirmar su deseo de emprender **un proyecto propio**.

El origen de Remica

Era enero de 1984, cuando José Porras, con veinticinco años, fundó **Remica**. Y lo hizo con una idea clara: ofrecer servicios de instalación y mantenimiento basados en la calidad técnica, la cercanía al cliente y una visión a largo plazo. Los inicios no fueron sencillos. Coincidieron, además, con la entrada en vigor del primer **Reglamento de Instalaciones de Calefacción, Aire Acondicionado y Agua Caliente Sanitaria (ACS)**, que introdujo criterios de racionalización del consumo energético y obligó a profesionalizar el mantenimiento de las salas de máquinas de mayor potencia.

Aquel nuevo marco normativo abrió una oportunidad que Remica supo aprovechar desde le primer momento. En una primera etapa, la compañía centró su actividad en la transformación de instalaciones existentes y a finales de los años 80 llegaron las primeras instalaciones de **gas natural** y la participación activa en la **gasificación del parque de calderas** de Madrid. Un proceso en el que Remica llegó a ejecutar **más de 4.000 transformaciones de salas de máquinas**.

A mediados de los años 90, la empresa ya se había consolidado como uno de los principales actores del sector, hasta convertirse “en la compañía con **mayor número de instalaciones y servicios gestionados en gas natural** en Madrid”. Desde entonces, su crecimiento ha sido constante, alcanzando, a día de hoy, una **cuota de mercado cercana al 30 %** a nivel nacional.

De instaladora a empresa de servicios energéticos

Uno de los grandes puntos de inflexión en la trayectoria de Remica se produjo en 1998, cuando comenzó a operar como **Empresa de Servicios Energéticos**, de forma pionera en España. “Ese paso supuso un cambio profundo en nuestra manera de trabajar: dejamos de centrarnos únicamente en la instalación y el mantenimiento para ofrecer a nuestros clientes un **modelo de gestión integral de la energía**, orientado al ahorro, la eficiencia y la optimización del rendimiento de las instalaciones”, explica José Porras.

Desde entonces, la eficiencia energética se ha convertido en “eje estructural” de la compañía. En la actualidad, Remica ofrece un servicio integral a lo largo de todo **el ciclo de vida de los edificios**, que abarca desde el diseño y la ingeniería de las instalaciones hasta el suministro y la gestión de la energía útil, el mantenimiento, las auditorías energéticas, las reformas y la lectura de contadores, incorporando además soluciones de energías renovables.

Con **sede central en Madrid**, en un edificio de 4.000 metros cuadrados situado en el **polígono industrial de Vallecas**, la compañía ha impulsado en la última década un proceso de expansión territorial que la ha llevado a contar con delegaciones en Andalucía, Castilla-La Mancha, Castilla y León, Comunidad Valenciana y País Vasco, prestando servicio en todo el territorio nacional. Actualmente, gestiona más de **7.500 contratos de mantenimiento** y cerca de 600 contratos de gestión energética, con un equipo de casi **700 profesionales**.

Transición energética, CAEs y el futuro del sector

Para José Porras, el sector vive hoy uno de los momentos “más disruptivos” de las últimas cuatro décadas. La **descarbonización** de los edificios y la adaptación a un **marco normativo** cada vez más exigente, como el derivado de la **F-Gas** , está configurando un cambio profundo que “obliga a innovar, invertir y formar de manera continua”.

En este contexto, Remica ha apostado decididamente por la **hibridación** como “paso natural y más eficiente”, especialmente en el parque edificatorio existente. Un modelo que permite combinar tecnologías y lograr reducciones superiores al 85 % en las emisiones de CO2, adaptando instalaciones antiguas “sin renunciar a la eficiencia”.

La compañía es, además, uno de los actores de referencia en el **sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAEs)** , actuando como sujeto delegado y gestionando cerca del 25 % de los CAEs generados en el **sector residencial** desde su puesta en marcha. Se trata, en palabras de Porras, de “una herramienta imprescindible para acelerar las inversiones en eficiencia energética y reducir el consumo en los edificios”, aunque reconoce que el ámbito residencial sigue siendo complejo y con un amplio margen de mejora.

Personas y formación

La **falta de mano de obra cualificada** y el **relevo generacional** son, en su opinión, uno de los grandes retos del sector. Desde Remica, la respuesta pasa por atraer talento joven y reforzar la formación y colaborar estrechamente con centros de Formación Profesional y universidades. Una apuesta que se materializa en su **Universidad Corporativa** y en una política de formación continua que combina juventud y experiencia. “Apostamos por formar internamente a nuestros equipos y acompañarlos en su crecimiento, combinando la incorporación de **jóvenes talentos con la experiencia de profesionales consolidados** como base para garantizar el futuro de la compañía y el sector”, resume Porras.

Tras más de cuarenta años de trayectoria, Remica recibió el reconocimiento ***Empresa Líder del Año en InstalClima Xperience*** , que supone “un orgullo para todo el equipo y valida nuestro enfoque centrado en la excelencia técnica, la eficiencia energética y la orientación al cliente”. El galardón, concluye José Porras, “premia el **esfuerzo colectivo de 700 profesionales** y reafirma nuestra posición como empresa pionera en la transición energética”.

Compartir:

La AIE afirma que la demanda mundial de carbón se ha estancado y podría disminuir ligeramente para 2030

- La AIE ha asegurado que la demanda mundial de carbón se ha estancado y que prevé que disminuya ligeramente hacia finales de esta década.



Carbón de Clarimex.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-aie-afirma-que-la-demanda-mundial-de-carbon-se-ha-estancado-y-podri...>

Redacción

Miércoles, 17 diciembre 2025

"Esperamos que la demanda mundial de carbón se estabilice antes de disminuir gradualmente para 2030" la comentado. la agencia

La Agencia Internacional de la Energía (AIE) ha asegurado que la demanda mundial de carbón se ha estancado y que prevé que disminuya ligeramente hacia finales de esta década a medida que se intensifica la competencia con otras fuentes de energía, como las renovables, el gas natural y la nuclear.

Es la principal conclusión del informe sobre el carbón de 2025 publicado por la AIE, con sede en París.

"Esperamos que la demanda mundial de carbón se estabilice antes de disminuir gradualmente para 2030", ha declarado **Keisuke Sadamori**, director de Mercados Energéticos y Seguridad de la AIE.

Pese a que el informe señala que la demanda mundial de carbón va camino de aumentar un 0,5% en 2025, alcanzando un récord de 8.850 millones de toneladas, prevé una tendencia bajista por la creciente competencia de otras fuentes de energía y subraya que los patrones de consumo en varios mercados importantes se apartaron de sus tendencias recientes.

Así, en **India**, una temporada de monzones temprana e intensa ha provocado una disminución en el consumo anual de carbón por tercera vez en cinco décadas, mientras que en Estados Unidos el

aumento de los precios del gas natural y las medidas políticas que ralentizaron el cierre de centrales de carbón han impulsado su consumo, que había seguido una trayectoria descendente durante los 15 años anteriores.

En la **Unión Europea**, tras dos años de caídas de dos dígitos, la demanda de carbón se ha reducido solo modestamente, mientras que en **China** el consumo de carbón se ha mantenido prácticamente sin cambios.

Pero, en general, en medio de un panorama poco favorable para la demanda, abundantes existencias y precios más bajos, que están reduciendo los márgenes de beneficio, el informe estima una disminución de la producción de carbón en la mayoría de los principales países productores hasta 2030.

Esto incluye a China, a medida que disminuye su demanda interna, e Indonesia, que se verá afectada por un comercio más débil. India parece ser una excepción, con un aumento de la producción de carbón a medida que el gobierno busca reducir la dependencia del país de las importaciones, según el informe de la AIE.

Incertidumbres sobre el carbón

Para 2030, la Agencia espera que la demanda mundial de carbón haya disminuido ligeramente, volviendo al mismo nivel que en 2023.

Esto se debe en gran medida a los cambios en el sector eléctrico, que representa dos tercios del consumo total de carbón en la actualidad.

Con el aumento de la capacidad renovable, la expansión continua de la energía nuclear y la enorme entrada de gas natural licuado al mercado, se proyecta que la generación de energía a partir de carbón disminuya desde 2026, aunque se espera que la demanda de carbón de la industria se mantenga más resiliente, según la AIE.

En China, que actualmente representa más de la mitad del consumo mundial de carbón, la demanda se reducirá ligeramente para finales de la década.

Pero si el país registra un crecimiento más rápido de lo esperado en el consumo de electricidad, una integración más lenta de las energías renovables o una fuerte inversión en la gasificación del carbón, la demanda mundial podría superar las previsiones, según el informe.

En los últimos años, el apetito de China por el carbón ha fortalecido el comercio mundial, aliviando el impacto de la disminución de las importaciones de la **Unión Europea, Japón, Corea y otros países**.

Sin embargo, **China** ha reducido las importaciones en 2025 debido a la sobreoferta y una demanda lenta, una tendencia que se espera que continúe hasta 2030. Esto provocará una reducción del comercio de carbón a nivel mundial.

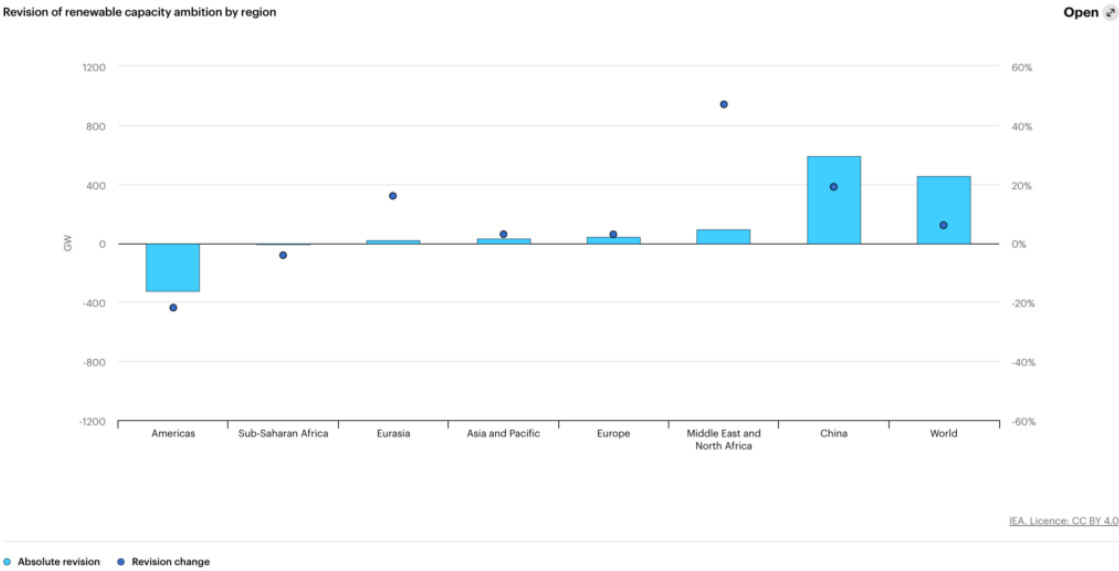
Se pronostica que el mayor aumento absoluto en el consumo de carbón hasta 2030 se produzca en India, donde la demanda aumentaría un 3% anual en promedio, lo que conllevará un incremento general de más de 200 millones de toneladas.

Mientras tanto, se prevé que el crecimiento más rápido se produzca en el Sudeste Asiático, donde se estima que la demanda aumente más del 4% anual hasta 2030.

Pero, además de la incógnita china, persisten importantes incertidumbres a nivel mundial sobre el ritmo de crecimiento de la demanda de electricidad tanto en las economías avanzadas como en las en desarrollo, los enfoques políticos y el ritmo de sustitución del carbón en ciertos sectores y regiones, advierte la AIE.

La ambición para triplicar las renovables aumenta, pero el objetivo de la COP28 no se cumplirá según la AIE

● Un nuevo análisis pone de manifiesto una brecha estructural entre los compromisos formales recogidos en las NDC y las ambiciones reales expresadas en las políticas energéticas nacionales.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/17/la-ambicion-para-triplicar-las-renovables-aumenta-pero-el-objetivo-d...>

Miércoles, 17 diciembre 2025

Un nuevo análisis pone de manifiesto una brecha estructural entre los compromisos formales recogidos en las NDC y las ambiciones reales expresadas en las políticas energéticas nacionales.

Pilar Sánchez Molina

En la COP28 celebrada en Dubái, cerca de 200 países asumieron por primera vez un compromiso colectivo explícito para triplicar la capacidad mundial de generación eléctrica renovable antes de 2030, con el objetivo de mantener al alcance el límite de 1,5 °C del Acuerdo de París. En junio de 2024, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) publicó un primer análisis para evaluar en qué medida las contribuciones determinadas a nivel nacional (NDC) reflejaban ese compromiso.

El nuevo informe actualizado por la AIE esta semana amplía el alcance geográfico y temporal del análisis, incorporando todas las NDC presentadas hasta el cierre de la COP30 y revisando políticas y planes nacionales publicados entre junio de 2024 y diciembre de 2025.

El análisis pone de manifiesto una brecha estructural entre los compromisos formales recogidos en las NDC y las ambiciones reales expresadas en las políticas energéticas nacionales. Entre la COP28 y el final de la COP30, solo alrededor de dos tercios de las NDC (128) han sido actualizadas, y menos de la mitad mencionan explícitamente el objetivo global de triplicar la capacidad renovable. Únicamente 32 NDC incluyen objetivos cuantificables de capacidad renovable para 2030. En

conjunto, la ronda NDC 3.0 apenas recoge unos 170 GW de nueva capacidad comprometida, muy por debajo de las ambiciones reales de los gobiernos.

Si se incorporan objetivos de ciclos anteriores de NDC, los compromisos podrían superar los 1.600 GW, aunque seguirían siendo insuficientes. En contraste, el análisis de políticas, planes y hojas de ruta nacionales de 189 países apunta a una capacidad renovable global cercana a los 8.355 GW en 2030, cinco veces superior a la reflejada en las NDC actuales. China lidera claramente estas ambiciones, seguida de Europa y la región Asia-Pacífico, que en conjunto concentran cerca del 80 % del total mundial previsto. En sentido contrario, América ha reducido sus ambiciones en torno a 322 GW.

Desde el punto de vista tecnológico, la energía solar fotovoltaica emerge como la opción dominante en los planes de despliegue, aunque incluso este escenario ampliado sigue mostrando una brecha relevante respecto al objetivo de triplicar la capacidad global antes de 2030. Desde la última evaluación de la AIE, la ambición renovable global derivada de políticas y planes ha aumentado en 453 GW, lo que supone un incremento del 6 %. China explica la mayor parte de este aumento, con unos 600 GW adicionales, compensados parcialmente por revisiones a la baja en otros países. En el último año, más de un centenar de países adoptaron nuevas medidas: 51 elevaron sus objetivos, 21 los redujeron, 29 los mantuvieron y 49 no publicaron nuevos documentos relevantes.

Europa desbanca a América

Europa consolida su posición como una de las regiones con mayor ambición renovable. Los planes nacionales de energía y clima definitivos confirman el objetivo de superar los 1.630 GW de capacidad renovable instalada en 2030, más del doble de los aproximadamente 800 GW operativos en 2022. A finales de 2024, la región ya había alcanzado cerca del 60 % de esta meta. Siete países —Francia, Alemania, Italia, Países Bajos, España, Turquía y Reino Unido— concentran alrededor de dos tercios del total regional.

Desde el informe anterior, la ambición renovable europea ha aumentado en más de 42 GW (casi un 3 %). Más de la mitad de este incremento procede de Estados miembros de la Unión Europea, principalmente por la adopción de los PNIEC definitivos, que han sustituido a los borradores utilizados en evaluaciones previas. En conjunto, la ambición de la UE creció cerca de un 2 %. Países no pertenecientes a la UE aportaron otros 21 GW adicionales.

Dieciocho de los 35 países europeos analizados elevaron sus objetivos, añadiendo unos 45 GW al total regional. El Reino Unido lidera este aumento con cerca de 19 GW adicionales tras aprobar su Clean Energy Action Plan 2030, que introduce objetivos específicos por tecnología y refuerza especialmente la eólica marina y la solar fotovoltaica. Finlandia, Dinamarca y Letonia también revisaron al alza sus metas, mientras que cinco países, encabezados por Luxemburgo y Bélgica, redujeron ligeramente sus ambiciones. En Europa, la solar fotovoltaica y la eólica representan conjuntamente más del 80 % de la capacidad prevista para 2030, con crecimientos interanuales del 7 % y el 9 %, respectivamente.

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

La luz apunta a "precios de primavera" de entre 50 y 55 euros el MWh para enero

- La factura de la luz apunta a "precios de primavera" de entre 50 y 55 euros el megavatio/hora (MWh) para el mes de enero.



Torres de tensión, en una imagen del archivo.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-luz-apunta-a-precios-de-primavera-de-entre-50-y-55-euros-el-mwh-para...>

Redacción

Miércoles, 17 diciembre 2025

Esta tendencia instalará al gas en la "franja baja" de los 24 y 25 euros y marcará una estabilidad de precios durante el primer cuatrimestre de 2026

La factura de la luz apunta a "precios de primavera" de entre 50 y 55 euros el megavatio/hora (MWh) para el mes de enero, siempre que las temperaturas continúen siendo suaves, el gas natural licuado mantenga el flujo constante y Asia permanezca en un estado de contención.

Esta tendencia instalará al gas en la "franja baja" de los 24 y 25 euros y marcará una estabilidad de precios durante el primer cuatrimestre de 2026.

Según ha explicado el director de la consultora energética Tempos Energía, **Antonio Aceituno**, "ver estos precios equivaldría a adelantar marzo y abril al corazón del invierno".

"Solo el frío sostenido, con menor viento y con presión sobre las **renovables**, lograría cambiar abruptamente el mercado". En ese caso, el TTF "perdería la comodidad", por lo que "no sería excepcional" que el gas se situara entre los 45 y 50 euros el megavatio la hora, provocando precios de entre 85 y 95 euros el megavatio la hora para el mercado energético durante el primer cuatrimestre del próximo año.

Para Aceituno, este panorama "supondría un encarecimiento cercano al 50 por ciento frente al escenario optimista y devolvería al mercado a niveles invernales próximo a los cien euros, una franja que no se veía de forma sostenida desde 2023".

Actualmente, el mercado registra mínimos de 20 meses con la referencia de los precios del gas anclado en la banda de los 26,50 y 27,70 euros el megavatio la hora y con tres meses consecutivos por debajo de los 35 euros el megavatio hora. Para el equipo de Tempos Energía, "los precios son bajos porque el sistema está cómodo y el mercado permanece inmóvil mientras el clima acompaña"; sin embargo, la "calma frágil" puede romperse "en cuanto gire el termómetro, ya que el clima es el único interruptor de los precios", según han apuntado.

Mercado gasístico

La normalidad en el mercado gasístico depende, en primer lugar, de la meteorología. En **Europa** predominan las temperaturas "anormalmente suaves", registrando en **Alemania** cinco grados por encima de lo normal y repitiéndose esta anomalía térmica en el noroeste europeo. El segundo pilar se encuentra en el gas natural licuado y, en este sentido, **Asia** "no está empujando", ya que **China** ha recortado el 'spot' un 17 por ciento y **Japón** un siete por ciento.

Sin esta presión, los cargamentos no tienen un incentivo para abandonar Europa y el gas natural se torna como la válvula de seguridad del sistema. Mientras tanto, el país de Noruega se mantiene como "la columna vertebral del suministro europeo", y contiene la solidez de los flujos en la zona de los 339-345 millones de metros cúbicos diarios. "Siempre que este eje siga así, el mercado considera que cualquier susto invernal puede ser amortiguado sin pagar prima inmediata", ha señalado el director general de Tempos Energía.

A pesar del papel de estos tres pilares que oxigenan el mercado del gas, desde la consultora han recordado el "incómodo" nivel de reservas de Europa y han asegurado que, aunque "no supone un escenario de pánico", ofrece una cifra de entre el 71 y 72,50 por ciento. Se suma, además, el elevado precio del dióxido de carbono, contenido en la zona entre los 83-84 euros. En último lugar, se encuentra la actuación de Europa con respecto al gas procedente de Rusia a partir de 2027, aunque, según ha remarcado Aceituno, "el debate sobre el fin de la dependencia de este gas no empuja los precios actuales".

Perspectivas para 2026

Desde Tempos Energía prevén un primer trimestre de 2026 "cómodo", con un gas anclado en mínimos estructurales donde "el riesgo pasa por confundir la estabilidad con la inmunidad". Para el segundo trimestre, las previsiones marcan un mercado eléctrico un 26 por ciento más barato, cotizando los futuros en los 37,20 euros el megavatio la hora y con un gas en mínimos con precios de 26,32 euros el megavatio hora.

De cara al tercer trimestre, no se prevé un verano caro pero las previsiones dejan claro un rebote que dependa más del calor y de la hidráulica. Indican desde la consultora que "el gas apaga el miedo de la factura", con el 'power' cotizando para entonces en 61,25 euros el megavatio hora." El temor al

invierno de 2026 queda desactivado ante las previsiones de la caída del gas un 27 por ciento, con una cotización actual en los 68 euros el megavatio la hora.

El petróleo

El mercado del barril de petróleo Brent ha entrado en el invierno "sin estrés, pero también sin gasolina alcista". "El crudo ha pasado de participar de la escasez a exigir evidencias antes de pagar más, por lo que, actualmente, el Brent "exige hechos y no expectativas para un cambio de fase", ha subrayado el experto.

En este sentido, el escenario base del Brent para el próximo trimestre le sitúa en una ventana contenida entre los 58 y 65 dólares por barril. Estos precios resultan equivalentes a los niveles de hace casi cuatro años --registrados en el mes de febrero de 2021--. Desde Tempos Energía han valorado esta previsión como "un equilibrio incómodo, sostenido por las compras tácticas y limitado por la oferta estructural resistente".

Por otro lado, el escenario alcista --el que la consultora considera como el menos probable--, situaría el precio del Brent entre los 68 y 72 dólares. Para ello, se requiere de interrupciones sostenidas de flujos sancionados, un endurecimiento definitivo de las sanciones marítimas rusas o la respuesta contundente de la OPEP+ ante el deterioro adicional de los precios.

Por el contrario, y en el extremo opuesto el escenario bajista el barril podría situarse en la ventana de los 55 y 57 dólares, una horquilla que no se reproduce desde antes de la crisis de la pandemia. Un escenario que solo se activaría "si el superávit proyectado por la AIE se materializa rápidamente, si China reduce el ritmo de acumulación o si se produce un avance creíble de paz en Ucrania libera barriles adicionales al mercado"

Para Aceituno, este panorama se traduce en que la geopolítica "ha perdido la capacidad de generar el alza de los precios a largo plazo". "Las acciones se diluyen con facilidad y el mercado compensa cualquier incidencia con otros flujos como la producción resiliente, los barriles con descuento o una OPEP+ centrada en preservar la cuota antes que el desarrollo de una disciplina impositora".

La planta guipuzcoana de Niessen (ABB) alcanza las cero emisiones netas operativas - Energética 21

- Reduce su consumo energético un 42% desde 2019 y cubre el 100% de su demanda con fuentes renovables, apoyándose en una instalación de 580 kWp de autoconsumo y en la gestión digital.



La planta guipuzcoana de Niessen (ABB) alcanza las cero emisiones netas operativas.

[planta niessen](#) [abb](#) [cero emisiones](#) [oiartzun](#) [guipúzcoa](#) [mission to zero](#) [energías renovables](#) [eficiencia energética](#)

<https://energetica21.com/noticia/planta-guipuzcoana-niessen-abb-alcanza-cero-emisiones-netas-operativas/>

Energética 21

Miércoles, 17 diciembre 2025

Reduce su consumo energético un 42% desde 2019 y cubre el 100% de su demanda con fuentes renovables, apoyándose en una instalación de 580 kWp de autoconsumo y en la gestión digital.

La fábrica de **Niessen**, perteneciente al grupo **ABB** y ubicada en **Oiartzun (Guipúzcoa)**, ha completado su transición hacia las cero emisiones operativas, marcando un hito como la primera planta de la compañía en España en lograr este objetivo dentro del programa global *Mission to Zero™*. La instalación, dedicada a la producción de mecanismos eléctricos y soluciones de automatización, ha basado su estrategia de descarbonización en la electrificación total, el autoconsumo y la digitalización energética.

La transformación de esta planta centenaria se fundamenta en un mix energético libre de combustibles fósiles. Actualmente, la fábrica cubre el **100% de su demanda energética mediante energías renovables**.

Para reducir la dependencia de la red, se ha ejecutado una instalación fotovoltaica in situ con una potencia de **más de 580 kWp**. El suministro restante procede de fuentes externas certificadas como renovables, lo que ha permitido eliminar el uso de combustibles fósiles en todos los procesos operativos.

Junto a la generación limpia, la planta ha conseguido reducir su consumo de energía en un **42% respecto a los niveles de 2019** . Esta mejora en la intensidad energética se debe a la actualización de equipos de alta eficiencia y a la recuperación de calor, gestionados mediante sistemas de automatización de edificios.

La supervisión técnica recae sobre la plataforma digital **ABB eLink** , que proporciona visibilidad en tiempo real de los consumos. Esta monitorización permite optimizar la iluminación, la climatización y la distribución de energía, facilitando la toma de decisiones basada en datos para mejorar la fiabilidad. La gestión energética de la planta está avalada además por la certificación **ISO 50001** .

Diseño circular y materiales

La estrategia de sostenibilidad se extiende al producto final bajo el marco *EcoSolutions™* . Las nuevas líneas de fabricación, como las series Vega y Alter Vega, incorporan hasta un **95% de material reciclado** en sus componentes pintados y aseguran la reciclabilidad del 100% de los materiales en los mecanismos.

Adicionalmente, la planta ha alcanzado el estatus de "Cero Residuos a Vertedero". Mike Mustapha, presidente de la División de Edificios Inteligentes de ABB Electrification, destaca que este logro demuestra cómo la combinación de electrificación, diseño circular y gestión digital permite "convertir la ambición en acción" para la descarbonización industrial.

Niessen se suma así a la red global de centros *Mission to Zero™* de ABB, alineándose con plantas en China, Finlandia y EE. UU. que lideran la transición hacia operaciones bajas en carbono. El recinto cuenta también con infraestructura de carga para vehículos eléctricos, apoyando la electrificación del transporte vinculado a la actividad.

Mejora el estado de ánimo en la industria eólica mundial

- Alemania sigue retrocediendo, situándose ahora muy por debajo de la media europea



Mejora el estado de ánimo en la industria eólica mundial

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Mejora el estado de ánimo en la industria eólica mundial

<https://www.energias-renovables.com/eolica/mejora-el-estado-de--nimo-en-20251217>

Celia García-Ceca

Miércoles, 17 diciembre 2025

La 16ª edición del **WindEnergy trend:index (WETix)** revela, tras un marcado descenso la pasada primavera, una ligera mejora del estado de ánimo en el sector eólico mundial este otoño, aunque con diferencias regionales significativas. Con Asia a la cabeza de las estadísticas, por primera vez en años, el estado de ánimo vuelve a los niveles récord anteriores. En la encuesta actual, la región revela la tendencia al alza más pronunciada, lo que confirma la fuerte actividad del mercado. En cuanto a Europa, el estado de ánimo sigue siendo esencialmente positivo, aunque con algunas pérdidas. Alemania sigue retrocediendo, situándose ahora muy por debajo de la media europea. Este descenso refleja los continuos retos estructurales en materia de permisos, disponibilidad de emplazamientos, conexiones a la red y panorama normativo. El resto del mundo muestra una clara tendencia positiva, que recuerda a encuestas anteriores.

América del Norte es exactamente lo contrario al desarrollo global, con todas las categorías encuestadas continuamente en el cuadrante negativo. Las razones incluyen un panorama político cambiado en los EE. UU., incentivos retrasados, así como cancelaciones de proyectos que afectan tanto las expectativas a corto como a largo plazo. Por lo tanto, América del Norte sigue siendo la única región que muestra constantemente evaluaciones por debajo de la marca neutral. Aunque el entorno internacional para la energía eólica terrestre se ve con algo más de optimismo, no alcanza los altos niveles de años anteriores. Mientras tanto, en Alemania, las valoraciones siguen cayendo.

El ánimo respecto al segmento marino ha mejorado algo en Asia, Norteamérica y el resto del mundo. Europa y Alemania siguen en declive, sobre todo Alemania, donde las complejas regulaciones, los

cuellos de botella en la conexión a la red y las hipótesis poco claras sobre los objetivos de expansión están teniendo los efectos más notables. Las licitaciones fallidas tampoco ayudan.

En cuanto a la evolución del mercado, las perspectivas más optimistas son a corto plazo mientras que las expectativas a largo plazo son cada vez más divergentes: 1) Asia está avanzando con fuerza, 2) Europa se muestra moderadamente positiva, pero en descenso, 3) el descenso estructural de Alemania es el más pronunciado, y 4) Norteamérica se está recuperando ligeramente, pero sigue por debajo de cero. La tendencia en el segmento offshore es similar: una ligera recuperación en el ámbito internacional contrasta con el descenso continuado de Alemania.

Tamaños de las turbinas para 2030

Las expectativas del sector en cuanto al tamaño de las turbinas para 2030 se están estabilizando, lo que puede tener que ver con la proximidad del año objetivo. Se prevé que las nuevas turbinas eólicas terrestres tengan una potencia media de 8,3 megavatios en 2030, ligeramente inferior a la de encuestas anteriores. Las previsiones para el segmento marino también están bajando ligeramente, hasta una media de 19,2 megavatios. Esto demuestra que la industria está abandonando algunas de sus ambiciosas expectativas de crecimiento del pasado y ahora da más importancia a lo que es económicamente viable y técnicamente probado, tanto desde el punto de vista de los proveedores como de los operadores.

Sobre WETix

El conjunto completo de los encuestados vuelve a representar un amplio espectro de segmentos de la cadena de valor. El desarrollo de proyectos, la operación y el mantenimiento, y el segmento de la fabricación están bien representados, lo que ofrece una imagen equilibrada del estado de ánimo de la industria mundial. Los actores del mercado en Europa y Alemania constituyen la mayor parte de los encuestados, seguidos por Asia y América del Norte. Esto significa que WETix vuelve a reflejar de forma exhaustiva y fiable la evolución regional.

WindEnergytrend:index (WETix) es una encuesta semestral lanzada por primera vez en el 2018 por WindEnergyHamburg, la feria líder mundial de energía eólica terrestre y marina, en colaboración con wind: research, el instituto líder de investigación de mercado para la industria de la energía eólica, para medir el estado de ánimo en la industria.

Petrobras compra la mitad del capital de la subsidiaria de Lightsource bp en Brasil

- Petrobras ha anunciado la compra del 49,9% del capital de la subsidiaria de Lightsource bp en Brasil, para desarrollar proyectos de energía renovable.



Sede de Petrobras.

<https://elperiodicodelaenergia.com/petrobras-compra-la-mitad-del-capital-de-la-subsidiaria-de-lightsource-bp-...>

Redacción

Miércoles, 17 diciembre 2025

La petrolera brasileña **Petrobras** ha anunciado la compra del 49,9% del capital de la subsidiaria de **Lightsource bp** en Brasil, para desarrollar proyectos de energía renovable.

El acuerdo se estructurará como una empresa conjunta, con gestión compartida entre ambas compañías, según un comunicado enviado al mercado, en el que no se detalla el valor de la adquisición.

Lightsource bp, propiedad de la petrolera británica bp, contribuirá al acuerdo con su cartera de proyectos en **Brasil**, incluyendo la central solar fotovoltaica de Milagres, en el municipio de Abaiara, en el estado de Ceará, que cuenta con una capacidad instalada de 212 MW.

Esta operación le permite a la petrolera estatal entrar en el mercado de energía solar, dentro de su estrategia de ampliar la producción de energía renovable.

En el comunicado se afirmó que, en el actual estado de la operación, "el valor de la transacción no es materialmente relevante" para la petrolera.

Raúl Suárez (CEO de Nedgia): “Con el 30% del potencial nacional de biometano podríamos descarbonizar todas las...

- Cataluña se ha convertido en una especie de banco de pruebas para ver el potencial del biometano gracias a su extensa red en los hogares.



Raúl Suárez (CEO de Nedgia): “Con el 30% del potencial nacional de biometano podríamos descarbonizar todas las viviendas de España”

<https://elperiodicodelaenergia.com/raul-suarez-ceo-de-nedgia-con-el-30-del-potencial-nacional-de-biometano...>

Jaime Santisteban

Miércoles, 17 diciembre 2025

Cataluña se ha convertido en una especie de banco de pruebas para ver el potencial del biometano gracias a su extensa red en los hogares

Cataluña refuerza su posición como polo de desarrollo del biometano en España y como banco de pruebas de un modelo exportable al conjunto del país. Ese fue el mensaje central de la jornada «El potencial del gas verde como motor de cambio en Cataluña», organizada en Barcelona por la plataforma **Gas Verde Sí**, que reunió a administraciones, expertos, sector primario e industria energética.

Los ponentes coincidieron en que el biometano puede aportar descarbonización y soberanía energética aprovechando una infraestructura gasista ya desplegada. Cataluña, con 8 de las 18 plantas de biometano hoy operativas en España y otros 23 proyectos en desarrollo, encabeza el despliegue nacional.

Raúl Suárez, portavoz de Gas Verde Sí y **CEO de Nedgia**, defendió que este liderazgo responde a la combinación de potencial tecnológico, agrícola e industrial y a una red gasista madura. “Cataluña tiene uno de los mayores potenciales de biometano de España, pero además cuenta con la infraestructura necesaria para llevar esa energía desde los puntos de producción hasta los centros de consumo”, afirmó.

Habla de “oportunidad país” y capacidad transformadora transversal. Suárez puso cifras al impacto del gas verde a escala estatal: “España dispone de un potencial de unos 263 teravatios hora al año de biometano. Con solo el 30% de ese potencial se podrían descarbonizar todas las viviendas del país, y con otros 100 TWh se podría cubrir hasta el 62% del consumo industrial”. A su juicio, el biometano reduce emisiones sin inversiones adicionales en calderas o redes, al ser compatible con los usos actuales del gas.

Crecimiento

En declaraciones exclusivas a El Periódico de la Energía, Suárez hizo un balance positivo del año que cerramos en términos de desarrollo del biometano. “Se ha vuelto a consolidar la tendencia de crecimiento y hemos duplicado el número de contratos de conexión firmados, lo que demuestra que el sector sigue teniendo recorrido, expectativas claras y un crecimiento de carácter exponencial”, señaló. Para 2026, añadió, las previsiones siguen siendo de crecimiento: “Esperamos superar el nivel de contratos firmados este año, siempre que se resuelvan los cuellos de botella regulatorios. Técnicamente la red está preparada; el reto ya no es tecnológico, sino normativo y administrativo”.

No obstante, el directivo advirtió de que persisten barreras estructurales que pueden frenar ese ritmo si no se abordan con urgencia. “Seguimos encontrándonos con dificultades en el ámbito regulatorio, especialmente en lo que tiene que ver con los esquemas de conexión de biometano y el reverse flow, así como con la aplicación de los permisos, un problema que afecta a todo tipo de infraestructuras en España”, explicó.

“La infraestructura gasista cubre casi todo el territorio español y tenemos que sacarle partido. Transportar energía en forma de molécula es hasta seis veces más eficiente que hacerlo en forma de electrón, algo que no es tan conocido”, explicó. A su juicio, esta realidad convierte al biometano en una solución especialmente eficiente desde el punto de vista del sistema energético, ya que “no requiere inversiones adicionales en redes ni en los equipos de los consumidores, porque es perfectamente compatible tanto con el gas natural como con las instalaciones de hogares e industrias”.

Más pedagogía

Suárez subrayó además que una de las principales razones de ser de la plataforma Gas Verde Sí es reforzar la comunicación y la pedagogía social en torno al biometano. “Existe todavía un gran desconocimiento sobre los beneficios que aporta esta tecnología, tanto por la gestión de residuos que permite resolver como por la generación de una energía renovable, competitiva y plenamente compatible con las instalaciones actuales”, afirmó. En este sentido, insistió en que el mensaje al Gobierno debe ser claro y concreto: “Lo más urgente en este momento es desarrollar un esquema eficiente de conexión individual, porque es el cambio que más ayudaría a catalizar el desarrollo del gas verde en España”.

El moderador del debate, **Xavier Flotats (UPC)**, incidió en el doble beneficio ambiental: una buena gestión de residuos evita emisiones de metano y, al sustituir fósiles, reduce gases de efecto invernadero. Recordó además que el biometano comparte propiedades con el gas natural y puede inyectarse en la red.

Laia Sarquella , jefa del programa de bioenergía del ICAEN, reclamó una acción coordinada con el territorio. Defendió “trabajar en común” con la Generalitat y “buscar la complicidad del terreno, de los ayuntamientos” para facilitar el encaje local de las plantas y dar certidumbre a los promotores.

El papel del sector agroganadero lo subrayó **Ferran Pascual** , ganadero en Lleida e impulsor de una agrupación de más de 350 ganaderos. Pascual reivindicó que el mundo rural puede generar energía renovable y gestionar mejor sus residuos. “Desde el sector ganadero... es momento de actuar... este es el momento de un cambio real”, afirmó.

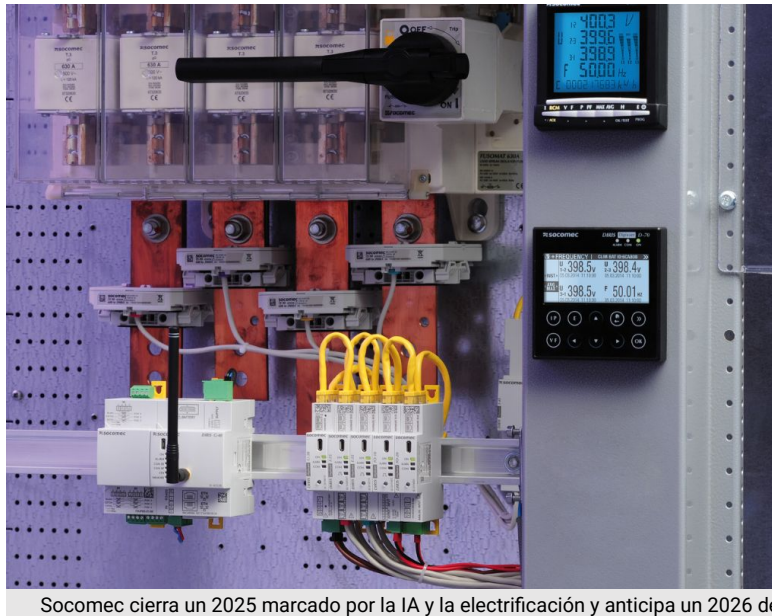
Por su parte, **Vanessa Abad** , presidenta del Clúster de Bioenergía de Cataluña, puso el foco en el cuello de botella administrativo. “Los trámites administrativos... actualmente se sitúan entre dos años y medio y tres años, lo que supone un problema para las empresas que quieren invertir y desarrollar plantas de estas características”, señaló, y ofreció la colaboración del clúster para agilizar el *permitting* . También apuntó la necesidad de avanzar en la valorización del digestato y en la capacitación técnica dentro de las administraciones.

Finalmente, **Pere Rodríguez** , presidente del Consorcio de Residuos del Vallès Oriental, reclamó más “responsabilidad y pedagogía” en el tratamiento de los residuos: dejar de verlos como un problema y empezar a entenderlos como recursos. A su juicio, además, hay que dotar de coherencia económica a la cadena de valor, “porque en última instancia el proveedor es el ciudadano”.

La jornada concluyó con una visita a la planta de biometano BioVO (Granollers), donde los asistentes conocieron el proceso de producción, depuración e inyección en red. La visita permitió comprobar cómo el gas renovable se integra en la economía circular, conectando la gestión de residuos con el suministro energético y aportando valor añadido al territorio.

Socomec cierra un 2025 marcado por la IA y la electrificación y anticipa un 2026 de "alta densidad energética" - Energética 21

- La compañía refuerza su apuesta por la continuidad de servicio con soluciones modulares y de transferencia estática para responder a los retos de estabilidad de la red y el auge de los centros de datos.



Socomec cierra un 2025 marcado por la IA y la electrificación y anticipa un 2026 de

socomec ia electrificación alta densidad energética cortes eléctricos protección eléctrica renovables

<https://energetica21.com/noticia/socomec-cierra-2025-marcado-ia-electrificacion-anticipa-2026-alta-densidad-...>

Energética 21

Miércoles, 17 diciembre 2025

El especialista en cortes y protección eléctrica **Socomec** ha cerrado el ejercicio 2025 analizando un año que califica de "transformación profunda" para el sector energético. Según la compañía, los últimos doce meses han estado definidos por el avance de la electrificación, el crecimiento exponencial de los centros de datos impulsados por la inteligencia artificial y el aumento del peso de las renovables en el mix energético.

En un contexto donde la demanda eléctrica ha crecido tanto en la industria como en infraestructuras críticas, Socomec ha puesto el foco en la necesidad de sistemas más resilientes. La compañía destaca que los episodios de riesgo de apagón vividos durante el año han evidenciado la importancia crítica de contar con infraestructuras capaces de mantener la actividad ante perturbaciones y microcortes.

Tecnología para la continuidad crítica

Para hacer frente a estos desafíos, la estrategia de la firma se ha centrado en tres pilares: eficiencia energética, protección eléctrica y continuidad de servicio.

- **Gestión del dato:** La gama **DIRIS Digiware** ha sido clave para que empresas e instituciones optimicen recursos mediante la monitorización avanzada de consumos.
- **Seguridad en baja tensión:** Ante el auge de las redes híbridas y fotovoltaicas, las soluciones de corte y seccionamiento **SIRCO** han reforzado la seguridad operativa de las instalaciones.
- **Alta disponibilidad:** En entornos críticos como los centros de datos, la compañía ha impulsado el **MODULYS XM** , un UPS modular diseñado para la escalabilidad, y la gama **STATYS** trifásica, sistemas de transferencia estática que aseguran una conmutación rápida entre fuentes para maximizar la resiliencia.

Perspectivas 2026: Más densidad y exigencia

De cara al próximo ejercicio, las previsiones de Socomec apuntan a un escenario "más eléctrico, más digital y más exigente". La compañía anticipa que 2026 estará marcado por una **mayor densidad energética en los centros de datos** y una necesidad creciente de continuidad eléctrica en infraestructuras críticas.

El objetivo del fabricante es continuar desarrollando soluciones que permitan la transición hacia un modelo energético "más seguro, flexible y sostenible" , agradeciendo a partners y clientes la confianza depositada durante este periodo de cambios tecnológicos.

SP Energy Networks (Iberdrola) prueba la viabilidad del reinicio de la red británica con energía eólica marina

● La energía eólica marina se prueba para la recuperación de la red ante un hipotético apagón



SP Energy Networks (Iberdrola) prueba la viabilidad del reinicio de la red británica con energía eólica marina

<https://elperiodicodelaenergia.com/sp-energy-networks-iberdrola-prueba-la-viabilidad-del-reinicio-de-la-red-br...>

José A. Roca

Miércoles, 17 diciembre 2025

La energía eólica marina se prueba para la recuperación de la red ante un hipotético apagón

SP Energy Networks ha comenzado las pruebas para evaluar si la energía eólica marina puede utilizarse para reiniciar la red eléctrica del Reino Unido tras un corte de energía nacional

La empresa dijo que el trabajo forma parte de su proyecto Blade de tres años, que implica la colaboración con **SSEN Transmission**, desarrolladores de energía eólica marina como **SSE Renewables** y **Ørsted**, y el **Centro Nacional HVDC**.

SP Energy Networks afirmó que las pruebas modelarán diferentes métodos de restauración de la red utilizando energía eólica marina en un entorno de laboratorio especializado.

Eddie Mulholland, director de procesos y tecnología de SP Energy Networks, afirmó: "Este proyecto ayudará a dar forma al futuro, no solo de la red eléctrica de Gran Bretaña, sino también de las redes eléctricas de todo el mundo".

Mulholland añadió: "El Reino Unido tiene uno de los mercados eólicos marinos más grandes del mundo y poder aprovechar esa energía para reiniciar la red ofrece al operador del sistema más opciones en caso de emergencia".

SP Energy Networks señaló que el proyecto Blade se basa en su iniciativa anterior Distributed ReStart y cuenta con el apoyo del Fondo de Innovación Estratégica y el programa Offshore Wind Accelerator de The Carbon Trust.

Una eléctrica pública de Alemania va a desarrollar un proyecto de almacenamiento en una central de biomasa

- SWLB es la eléctrica municipal del sur de Alemania y ADS-TEC Energy PLC la empresa que va a suministrar un sistema de almacenamiento



Una eléctrica pública de Alemania va a desarrollar un proyecto de almacenamiento en una central de biomasa

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/una-el-ctrica-p-blica-de-alemania-20251217>

Celia García-Ceca

Miércoles, 17 diciembre 2025

Stadtwerke Ludwigsburg-Kornwestheim (SWLB), la empresa municipal de servicios públicos del sur de Alemania, ha contratado a ADS-TEC Energy PLC (NASDAQ: ADSE) para suministrar un **sistema de almacenamiento de energía en baterías para su planta de cogeneración de madera**. SWLB ha elegido el sistema BESS5000 de ADS-TEC Energy, con una capacidad de cinco megavatios-hora (MWh), para este proyecto cuya construcción está prevista para 2026. El sistema de almacenamiento modular BESS5000 está diseñado para satisfacer los requisitos de las empresas municipales de servicios públicos con redes de distribución reguladas. Para la implementación, ADS-TEC Energy se encargará de la planificación técnica, la obtención de autorizaciones y la integración de la tecnología de la información, además de la ciberseguridad en colaboración con la empresa de ingeniería SCHNEPF Group, con sede en Nagold, Alemania.

Con este sistema de baterías, la eléctrica alemana pública podrá suavizar los picos de carga, almacenar el excedente de electricidad renovable y aliviar la presión sobre la red local. Al ubicar el sistema justo al lado de la planta de energía de biomasa, la configuración flexible de la solución se beneficia de la proximidad a la generación de energía, al tiempo que se opera de forma independiente a través de la conexión a la red de media tensión. "Los proyectos de almacenamiento descentralizado facilitan que las redes de distribución se adapten a las energías renovables, al tiempo que reducen la congestión y mejoran la estabilidad de la red. Al mismo tiempo, permiten a los clientes participar en los mercados de energía y servicios auxiliares, lo que genera nuevos ingresos recurrentes", señalan en el comunicado.

"El proyecto de SWLB demuestra cómo las empresas de infraestructura municipal pueden beneficiarse de la integración del almacenamiento descentralizado en baterías. Nuestra sólida

tecnología cumple los requisitos de la red y permite la participación en los mercados energéticos. Nuestras soluciones modulares de baterías están diseñadas para estas aplicaciones con interfaces técnicas y operativas claramente definidas, una lógica de control transparente y un concepto de funcionamiento seguro y escalable", afirma Michael Rudloff, director de operaciones de ADS-TEC Energy.

"Las empresas municipales de servicios públicos proporcionan un entorno de aplicación estable y replicable para los sistemas de almacenamiento que combinan los servicios de red con la participación en el mercado. La instalación de SWLB demuestra cómo los sistemas de almacenamiento descentralizado en baterías pueden implantarse en múltiples emplazamientos, lo que refuerza la resiliencia de la red y permite obtener flujos de ingresos predecibles a largo plazo vinculados al funcionamiento de las infraestructuras", defienden.



El consumidor pagará 500 millones por el servicio de apoyo de las compañías a la operación de REE

El operador del sistema asigna 300.000 euros/MW a las firmas ganadoras de la subasta de interrupción del suministro, que se ha disparado por el apagón eléctrico

CARMEN MONFORTE
MADRID

El pasado 28 de noviembre el operador del sistema, Red Eléctrica, cerró la subasta para adjudicar el llamado Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD), equivalente (con variantes) al antiguo servicio de interrumpibilidad. Según la normativa, las empresas que ofrecen dicho servicio deben estar disponibles, con determinadas condiciones, para que REE interrumpa o module el suministro eléctrico de sus instalaciones en momentos críticos, lo cual supone un respaldo para la operación del sistema. De hecho, el fuerte encarecimiento del precio al que ha cerrado esta última subasta, que registró para el primer semestre de 2026, se ha interpretado como una consecuencia del apagón sufrido por la península Ibérica el pasado 28 de abril. Aunque no es la única.

Según los datos publicados por Red Eléctrica tras la puja, en la última subasta se adjudicaron 1.725 MW interrumpibles para los seis primeros meses del próximo año, frente a los 1.148 MW del conjunto de 2025. El servicio abarca 2.279 horas interrumpibles o modulables y el precio marginal resultante ha sido de 65 euros/MWh, todo un récord que se traduce en que las empresas ganadoras de la puja van a recibir casi 300.000 euros por cada megavatio que ofrecen para su interrupción con el objetivo de reducir la energía que circula por las redes cuando el operador lo requiera.

Este coste para el primer semestre del año, que REE no proporciona, es el resultado de multiplicar el precio marginal resultante de la subasta (en euros/MWh) por el número de horas de prestación del servicio.

También son confidenciales el número y la identidad de empresas que han ganado la subasta, aunque este "seguro" lo han venido ofreciendo histórica-



Línea de alta tensión Lada-Velilla en Laviana (Asturias), de REE. EP

mente los consumidores electrointensivos, como las grandes instalaciones industriales (siderurgia, aluminio, zinc, químicas, etc.) o las refinerías. Si se sabe que una treintena de compañías ofertaron 2.179 MW, de los cuales se asignaron finalmente los citados 1.725 MW.

Puja semestral

Además del temor al apagón, según sospechan los expertos, otros cambios regulatorios han impulsado la mayor oferta y el encarecimiento de una subasta que, a partir de ahora, se celebrará semestralmente y no cada año, según una reciente resolución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con la que el regulador aplica el Reglamento de la Unión Europea 2019/943. El volumen de potencia asignado en la subasta de noviembre se ha elevado significativamente respecto a la primera puja, que se aplicó en 2023, y que cerró con

una potencia de tan solo 497 MW para todo el año.

Un resultado que también podría explicarse en que el organismo regulador permite desde ahora la participación de empresas de menor tamaño, incluso mediante la agregación o suma de sus instalaciones (a través de una comercializadora) y con un mínimo de 1 MW). Aunque el objetivo de dar entrada a las pequeñas compañías era dotar de más competencia al proceso, también ha podido contribuir, según fuentes del sector, "al encarecimiento de su coste".

Sea como fuere, además del precio por la llamada "operación reforzada" que REE aplica tras el apagón de abril (con el uso masivo de centrales de ciclo combinado que sirve de respaldo a las renovables), los consumidores deberán asumir en la factura de la luz de 2026 el encarecimiento del SRAD. Según el propio operador del sistema, entre enero y ju-

nio este coste ascenderá a 255 millones de euros, cantidad total que recibirán las empresas ganadoras y pagarán los usuarios en los peajes de la luz. El coste de este servicio se lo cobra Red Eléctrica a los consumidores directos y a las comercializadoras, que, a su vez, se lo trasladan a sus clientes domésticos.

Extrapolando aquella cifra, ya que para el segundo semestre deberá convocarse una nueva subasta, todo apunta a que los usuarios desembolsarán unos 500 millones de euros en todo el ejercicio. Este coste es muy superior a los 94,4 millones de euros con que cerró la subasta de 2023; los 142,8 millones de euros de 2024 y los 283,2 millones del año que ahora termina.

¿Ciclos discriminados?

La elevada cantidad de 300.000 euros/MW que se pagará a las empresas por la SRAD contrasta con los 20.000 euros/MW que se calcula recibirán las cen-

trales de ciclo combinado de gas por estar disponibles a requerimiento del operador del sistema. Una diferencia que fuentes del sector atribuyen a una situación de privilegio (¿subvención?) de la industria frente a dichas centrales que pueden ofrecer un servicio similar.

Los 20.000 euros/MW es un valor similar al coste fijo de operación asociado a los ciclos combinados y es el que ha utilizado el Ministerio para la Transición Ecológica en la memoria de la propuesta de orden ministerial por la que se creará un mercado de capacidad en el sistema eléctrico español, para calcular el impacto económico de dicha orden. El servicio para el sistema eléctrico es el mismo si un ciclo combinado sube carga en 1 MW (produce) que si una industria baja carga en 1 MW (deja de consumir). La Comisión Europea deberá dar luz verde a la propuesta del Gobierno para crear el citado mercado de capacidad español.

El SRAD sustituyó al antiguo mecanismo de interrumpibilidad, está operativo desde 2022 y responde a la normativa europea que prevé impulsar la flexibilidad por el lado del consumo, no solo de la demanda. Los participantes se comprometen a disminuir su potencia de demanda en situaciones excepcionales. De esta manera, Red Eléctrica evita tener que programar centrales de generación, como los ciclos combinados, más caros y contaminantes.

Aunque es un seguro para equilibrar la operación del sistema, lo cierto es que el operador, con el antiguo sistema de interrumpibilidad, apenas hacía uso del mismo. Y cuando lo hacía, las empresas respondían con protestas, pese a las compensaciones que recibían. Con el nuevo mecanismo, el tiempo máximo de disponibilidad diaria por proveedor se reduce de tres a dos horas, y el aviso previo para una posible activación pasa de 15 a 12,5 minutos.



La presidenta de la Comunidad de Madrid, Isabel Díaz Ayuso, en un acto sobre vivienda. GABRIEL LUENGAS / EUROPA PRESS

El tapón de la red eléctrica bloquea 116.000 nuevas viviendas en Madrid

La CAM y Transición Ecológica buscan una vía exprés para electrificar los desarrollos

PAULA MARÍA MADRID
La Comunidad de Madrid ha dado la voz de alarma. Existe un alto riesgo de que más de 116.000 nuevas viviendas queden bloqueadas en la región por las dificultades para enchufarse a la red eléctrica. Los desarrollos urbanísticos del sureste de la capital han alcanzado velocidad crucero, hasta tal punto que ya han dejado obsoleta la nueva propuesta inicial de planificación de la red de alta tensión para 2030 que ha diseñado el Ministerio de Transición Ecológica y que se encuentra aún en tramitación. Es decir, la hoja de ruta que marcará el des-

pliegue de la infraestructura eléctrica para el próximo lustro, en el caso de Madrid, ha quedado superada antes incluso de echar a andar.

El reloj juega en contra. El apagón de abril obligó a retrasar varios meses la revisión del plan de redes, que se actualiza cada cinco años y cuyo proceso estaba previsto para la pasada primavera. Finalmente, Transición Ecológica sacó su propuesta a audiencia pública en octubre. Cuando empezó a diseñar esa hoja de ruta, todo hacía indicar que los desarrollos del sureste madrileño no iban a estar terminados hasta más

allá de 2030. Ello habría dado margen al ministerio para retrasar las inversiones necesarias para electrificar esas viviendas hasta la siguiente actualización.

Pero las obras han experimentado un acelerón, de modo que el cuello de botella de la conexión eléctrica ya ha emergido como el principal escollo para entregar a tiempo unas promociones inmobiliarias esenciales para aliviar la crisis de vivienda que sufre la comunidad.

El problema puede ir a más. «Ya hay promociones en ciertos municipios madrileños que no pueden empezar

a construir porque no tienen electricidad», aseguran fuentes de la CAM. La situación que describen desde el Gobierno de Isabel Díaz Ayuso supone que ya no se trata solo de que la acometida eléctrica tarde más de la cuenta en llegar a las viviendas terminadas, sino que ya hay promotores que no tienen electricidad ni siquiera para empezar a construir.

«Existen ya desarrollos que se encuentran hoy bloqueados, sin posibilidad de avanzar en su ejecución ni de aportar viviendas en el corto plazo en la región, debido a la falta de acceso a la energía y a denegaciones

de suministro», recoge un documento de alegaciones, al que ha tenido acceso EL MUNDO, de la Consejería de Medioambiente madrileña. Es decir, además de las 116.804 nuevas residencias que saldrán al mercado en el corto plazo, urge desatascar otros desarrollos urbanísticos en marcha que podrían aportar soluciones habita-

La velocidad de las promociones deja obsoleto el plan eléctrico

Aagesen busca una solución para garantizar el suministro

cionales a corto plazo. La lista de zonas sin suministro es larga e incluye los términos municipales de Alcalá de Henares, Brunete, Fuente el Sanz de Jarama, El Molar, Paracuellos del Jarama, Camarma de Esteruelas, Sevilla y en Madrid Nuevo Norte.

El plazo para presentar alegaciones a esa hoja de ruta terminaba este martes y la Puerta del Sol ha aprovechado el trámite para recordar a Transición Ecológica que debe moverse rápido para no comprometer «el suministro eléctrico futuro».

Lo cierto es que el ministerio ya está buscando fórmulas para incluir esas actuaciones en la planificación definitiva. Así lo aseguran fuentes de Transición Ecológica, que indican que la CAM les trasladó el problema en la reunión que mantuvieron a finales de septiembre el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, y el consejero madrileño de Medioambiente, Carlos Novillo, con portavoces de ambas instituciones y de Red Eléctrica, el operador de la red de alta tensión.

«De la reunión se salió con ese compromiso», insisten. De hecho, en su propuesta, Transición Ecológica ya ha incluido un apartado de actuaciones adicionales, entre las que incluyó «nuevos apoyos a la red de distribución para acompañar el crecimiento asociado al desarrollo de viviendas» en el sudeste (Los Cerros, Berrocales y Valdecarros), sudoeste (Retamar y Villaviciosa) y este (Espinillos) del territorio madrileño.



Criteria blindea Naturgy y abre la puerta a seguir comprando acciones

COMPRA UN 2% POR 455 MILLONES Y SUBE AL 26%/ El capital de Naturgy vuelve a ser un vaivén. El pacto de caballeros de La Caixa, BlackRock, CVC e IFM para permanecer quietos con la auto-opa ha sido efímero.

Miguel Á. Patiño. Madrid
El grupo CriteriaCaixa, holding empresarial de Fundación La Caixa, se está rearmando en Naturgy con una compra de acciones de forma masiva, según se desprende de su comunicación ayer a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV). El holding ha comprado más del 2% del capital, pasando del 23,964% al 25,986% de una sola vez. La inversión ha superado los 450 millones. Es la mayor de una sola tacada de Criteria en Naturgy.
El movimiento es muy relevante no solo en lo económico. También en términos estratégicos y de gobierno corporativo. Es la primera vez que el grupo La Caixa vuelve a comprar acciones de Naturgy una vez que su participación quedó diluida con la auto-opa lanzada por la energética antes del verano. Antes de esa auto-opa, La Caixa tenía el 26,708%.

La auto-opa estaba destinada a que Naturgy comprara sus propias acciones para después devolverlas al mercado y así aumentar su *free float* (títulos en circulación). El objetivo final era volver a formar parte de los índices MSCI de Morgan Stanley y así tener más recorrido en Bolsa. Esos índices son replicados en sus inversiones por grandes fondos, pero exigen un nivel de *free float*. La auto-opa era por casi el 10% del capital.

Tanto CriteriaCaixa como los otros tres grandes accionistas (BlackRock-GIP, CVC-March e IFM) se comprometieron a ir a la auto-opa proporcionalmente en relación a su participación y, tácitamente, a no recomprar acciones para no desandar el camino andado con esa operación, que concluyó en junio.

Pacto de caballeros

Ese pacto de caballeros para quedarse quietos y dejar que el mercado actuara por sí solo ha durado muy poco. En la auto-opa, CriteriaCaixa bajó del 26,708% al 23,964%; BlackRock pasó del 20,965% al 18,786%; CVC, en alianza con Corporación Alba (grupo de la familia March), pasó del 20,715% al 18,587%. E IFM pasó del 16,023% al 15,16%.



Isidro Fainé es presidente de Fundación La Caixa y de Criteria.

Una vez concluida la auto-opa, y cuando todo parecía tranquilo, se ha desatado un cúmulo de movimientos. Todo empezó en julio.

Mover ficha

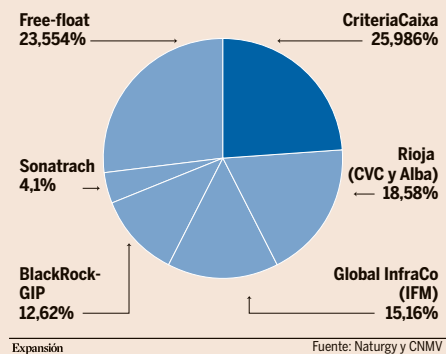
Ese mes, BlackRock movió ficha y empezó a recomprar acciones, pasando del 18,786% al 18,831%. La pasada semana el fondo GIP, controlado por BlackRock, comunicó la ven-

ta, en una colocación exprés, del 7,1%. Se presuponía que con esa venta el tándem BlackRock-GIP iniciaba la salida ordenada de Naturgy, tal como lleva esperando desde hace tiempo el mercado. Su 18,831% conjunto pasaba al 11,731%.

Sin embargo, BlackRock comunicó el pasado lunes que su participación actual es del 12,62%. Es decir, ha compra-

ASÍ QUEDARÁ EL ACCIONARIADO DE NATURGY

Participaciones, en porcentaje.



Criteria vendió a 26,5 euros en la auto-opa y recompra ahora a 24,75 euros: gana 32 millones

Criteria no subirá más de momento, pero no cierra la puerta a hacerlo si lo cree oportuno

do acciones tras la venta de GIP. Parte de los movimientos de BlackRock se realizan vía derivados financieros.

Punta del iceberg

El sector entiende que todos estos movimientos son solo la punta del iceberg de lo que está por venir: una reconfiguración total del capital y, consecuentemente, del poder en el consejo de administración de

la empresa energética, primera gasista en España y tercera eléctrica.

Guardián de Naturgy

Criteria, accionista histórico de Naturgy, siempre se ha considerado el guardián. El aumento del 2% es imposible no entenderlo en clave de blindaje ante futuros movimientos corporativos. En el capital de Naturgy cualquier

decimal cuenta y es motivo para levantar suspicacias.

Sobre todo entre CriteriaCaixa e IFM. Tras la opa parcial lanzada por IFM en 2021, Criteria se reforzó en el capital con compras sistemáticas, hasta superar el 26%, lo que dificultó que IFM comprara más acciones.

Con todo, este grupo pasó de poco más del 10% conseguido en la opa parcial a más del 16% en tres años con compras puntuales, lo que le permitió exigir un puesto más en el consejo, para así tener dos.

Falta saber ahora los pasos que darán IFM, BlackRock-GIP y CVC-March. Se da por hecho que, una vez que se ha abierto la veda, IFM seguirá comprando títulos, mientras que BlackRock-GIP y CVC-March esperarán a que se presente otra ventana de salida. Los títulos de Naturgy cerraron ayer a 24,74 euros. Están ya solo a un céntimo por debajo del precio al que vendió GIP en su colocación (24,75 euros). Y están muy por debajo del precio que se fijó para la auto-opa (26,5 euros). Tanto un precio como otro son claves para Criteria.

32 millones de ganancias

Solo por esa horquilla de precios, Criteria ha ganado 32 millones vendiendo en la auto-opa las acciones a un precio mayor del que ahora, seis meses más tarde, las recompra. Por cada título de los 18,6 millones que ha comprado, ha ganado 1,75 euros. Eso sin contar dividendos.

El movimiento de compra del 2% le refuerza frente a lo que pueda hacer IFM. ¿Se parará en el 25,986%? De momento sí, según indican fuentes del mercado. Pero deja la puerta abierta a seguir comprando títulos si así lo considera oportuno.

¿De dónde vienen los títulos adquiridos en esta tacada por Criteria? Directamente de la propia colocación exprés que hizo GIP. Se comunicó ayer por la mañana al mercado por la deferencia de informar antes al consejo de administración de la energética, que se celebró el pasado martes por la tarde.

La Caixa puede exigir ya un cuarto consejero tras superar el 25%

Miguel Á. Patiño. Madrid
La aritmética del consejo de Naturgy es endiablada y en los últimos cuatro años, desde la irrupción de IFM a través de una opa parcial que se calificó de no solicitada, ha necesitado de un encaje de bolillos para apaciguar enfrentamientos por el poder. En estos momentos, tras una reordenación en la pasada junta, el consejo está compuesto por quince miembros. De ellos, uno es ejecutivo, Francisco

Reynés, presidente de Naturgy, aunque en la actualidad también es vicepresidente primero de Criteria.

Otros tres consejeros son dominicales por el holding de la Fundación La Caixa. Son los mismos que tiene BlackRock-GIP y que tiene

Se da por hecho una remodelación del consejo, quizás en primavera, en la junta general

el tándem CVC-March. Además, hay otros tres independientes. Como hay 15 consejeros, a cada uno se le atribuye un 6% del capital. Por eso, IFM, con un 15%, tiene dos consejeros y los otros tres grandes accionistas, con participaciones ma-

Por ahora, se está a la espera de posibles nuevos movimientos en el accionariado

yores, tienen tres cada uno. Los movimientos recientes en el capital conllevarán una reformulación del consejo. Al superar el 25%, Criteria podría exigir un cuarto consejero. Si BlackRock-GIP se mantiene en el 12% podría reclamar mantenerlos. Fuentes del mercado indican que la remodelación del consejo se haría, en todo caso, más adelante, coincidiendo con la junta en primavera y a la espera de más movimientos.



Mina de ICL en Sallent. CORDON

ICL suspende el plan para fabricar piezas de baterías en Cataluña

La minera israelí iba a invertir 285 millones de euros en el proyecto junto a la china Dynanonic, que fue calificado de “estratégico” por el Govern

C. H. BARCELONA.

La minera israelí ICL suspende sus planes para fabricar cátodos para baterías junto a la china Dynanonic en Sallent (Barcelona). En la presentación de resultados del tercer trimestre, la organización dio a conocer sus nuevos principios estratégicos, que dan la espalda al negocio de los cargadores eléctricos y entierran sus planes de producir tanto en Cataluña como en Sant Louis (Estados Unidos).

La firma explica que se concentrará en el negocio de potasa y productos industriales y reasignará recursos “a las oportunidades que mejor se alineen con las prioridades de asignación de capital”.

La empresa dice que tomará medidas para optimizar su cartera y lograr la rentabilidad esperada en todas sus actividades. Por ello, admite que ha modificado el enfoque

Justifica la retirada por la escasa rentabilidad del sector y el fin de una subvención de EEUU

en la división de materiales para baterías. “Si bien seguiremos suministrando materias primas a nuestros clientes, no nos adentraremos en el desarrollo de materiales activos para cátodos. Esto significa que suspenderemos nuestros proyectos previamente anunciados en San Luis y España”, dice en un comunicado.

La israelí justifica la retirada por “los recientes cambios en las políticas gubernamentales”, incluida la finalización de las subvenciones del departamento de Energía de Estados Unidos. “Además, los elevados

costes de inversión y operación, junto con los bajos precios previstos, nos han llevado a concluir que el proyecto no es competitivo actualmente”, zanja.

El proyecto de Sallent

El proyecto de ICL y Dynanonic se anunció en enero. Y aunque no se pusieron fechas, sí se hizo pública una inversión de 285 millones.

El plan inicial era que ICL contara con el 80% de la *joint venture* y Dynanonic ostentara el 20% restante. La instalación iba a ubicar en la antigua mina de potasa, en desuso desde que Iberpotash la cerró en 2020. Con la nueva planta, ICL pretendía abarcar el mercado europeo de baterías.

El Govern celebró la decisión de ICL y Dynanonic y lo vinculó con la obra que tiene en entre manos la coreana Lotte en Mont-Roig del Camp (Tarragona).

Entso-e advierte: sin señales de mercado adecuadas, el almacenamiento no desplegará todo su potencial

- La organización plantea que el almacenamiento debe poder acceder a todos los flujos de valor disponibles, desde los mercados mayoristas hasta los servicios de balance y los mecanismos de gestión de congestiones.



Entso-e advierte: sin señales de mercado adecuadas, el almacenamiento no desplegará todo su potencial

<https://elperiodicodelaenergia.com/entso-e-advierte-sin-senales-de-mercado-adecuadas-el-almacenamiento-no...>

Sandra Acosta

Miércoles, 17 diciembre 2025

La organización plantea que el almacenamiento debe poder acceder a todos los flujos de valor disponibles, desde los mercados mayoristas hasta los servicios de balance y los mecanismos de gestión de congestiones

La transformación del sistema eléctrico europeo avanza a gran velocidad, impulsada por los ambiciosos objetivos climáticos de la Unión Europea y por la rápida expansión de la generación renovable. Sin embargo, este proceso plantea retos crecientes para la seguridad y la eficiencia de la red. En este contexto, Entso-e, la asociación que agrupa a los operadores de los sistemas de transmisión eléctrica europeos, ha lanzado una advertencia clara: **sin un diseño de mercado adecuado, el almacenamiento de energía a gran escala no podrá aportar todo el valor que el sistema necesita.**

En su último documento de posición sobre el diseño de mercado para el almacenamiento de energía a escala industrial, Entso-e subraya que la integración masiva de fuentes renovables variables, como la eólica y la solar, **incrementa la complejidad de la operación del sistema.** Los episodios de sobreproducción, las congestiones en la red, las necesidades crecientes de balance y los riesgos para la estabilidad del sistema **hacen indispensable desplegar recursos flexibles, limpios y capaces de responder con rapidez.** Entre ellos, el almacenamiento destaca como una pieza clave para desplazar energía en el tiempo, reducir vertidos renovables y aportar servicios esenciales al sistema.

Pese a su potencial, **el desarrollo del almacenamiento en Europa sigue estando muy por debajo de lo necesario**. Entso-e estima que, aunque el interés inversor crece con rapidez, la capacidad instalada actual dista mucho de los niveles requeridos para acompañar la transición energética. **El problema no es solo de volumen, sino también de ubicación y operación**. Un despliegue guiado únicamente por señales de mercado incompletas puede derivar en instalaciones mal situadas o en un uso ineficiente de los activos, con mayores costes para los consumidores y más presión sobre las redes eléctricas.

Falta de señales claras y estables

El documento advierte de que los mercados actuales **no siempre ofrecen señales claras y estables** para atraer inversión en almacenamiento. La volatilidad de precios, la incertidumbre regulatoria, el acceso limitado a determinados servicios del sistema y el tratamiento desigual de las tarifas de red reducen la bancabilidad de muchos proyectos. Además, cuando los precios no reflejan adecuadamente las congestiones o las necesidades locales de flexibilidad, las decisiones de localización pueden alejarse de lo que sería óptimo desde el punto de vista del sistema eléctrico.

Para corregir estas distorsiones, Entso-e plantea que el almacenamiento **debe poder acceder a todos los flujos de valor disponibles, desde los mercados mayoristas hasta los servicios de balance y los mecanismos de gestión de congestiones**. Al mismo tiempo, insiste en la necesidad de señales locacionales y temporales más precisas, que orienten tanto la inversión como la operación hacia los puntos donde la flexibilidad aporta mayor beneficio al conjunto del sistema.

Mecanismos de capacidad

El análisis también aborda el papel de los **mecanismos de capacidad** y de los nuevos esquemas de apoyo a la flexibilidad no fósil introducidos tras la reforma del mercado eléctrico europeo. Según Entso-e, estos instrumentos pueden **complementar** al mercado energético cuando las señales de precios por sí solas no bastan para incentivar nuevas inversiones. No obstante, su diseño debe adaptarse a las **características específicas** del almacenamiento, evitando modelos pensados únicamente para la generación convencional y garantizando una competencia en igualdad de condiciones.

Más allá de la inversión, el informe pone el foco en la **operación diaria** de los sistemas de almacenamiento. La falta de alineación entre los resultados del mercado mayorista y las condiciones físicas de la red puede llevar a comportamientos ineficientes, que obligan a los operadores a recurrir a costosas medidas de redispatch. Para evitarlo, Entso-e defiende herramientas como los **acuerdos de conexión flexible**, las **tarifas de red más dinámicas** y, cuando sea necesario, **reglas específicas para activos flexibles** que aseguren un funcionamiento compatible con la seguridad del sistema.

Las experiencias nacionales recopiladas por la asociación muestran un panorama heterogéneo, con países que avanzan en marcos innovadores para integrar el almacenamiento y otros que aún carecen de reglas claras. Este mosaico refuerza, según Entso-e, la **urgencia de una visión coherente a escala europea** que combine señales de mercado eficientes, estabilidad regulatoria y una planificación alineada con las necesidades reales de la red.

La inversión en redes eléctricas: pilar clave para consolidar la transición energética y la oportunidad industrial de...

- Esta oportunidad solo podrá materializarse si la red eléctrica actúa como un verdadero habilitador del crecimiento económico.



La inversión en redes eléctricas: pilar clave para consolidar la transición energética y la oportunidad industrial de España

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-inversion-en-redes-electricas-pilar-clave-para-consolidar-la-transicion-en...>

Esther Martínez Arroyo

Miércoles, 17 diciembre 2025

Esta oportunidad solo podrá materializarse si la red eléctrica actúa como un verdadero habilitador del crecimiento económico

España se encuentra ante un punto de inflexión decisivo para afianzar su proceso de descarbonización, atraer nueva actividad industrial y garantizar un suministro competitivo de electricidad renovable. En este contexto, las redes eléctricas se erigen como el principal habilitador de la transformación energética. Sin embargo, el ritmo actual de despliegue está lejos de lo necesario para cumplir los objetivos del PNI 2023-2030 y para atender la demanda eléctrica creciente derivada de la electrificación de la industria, la movilidad y los hogares.

Hoy, **más del 80% de los nudos de la red de distribución carece de capacidad disponible para conectar nueva demanda**, y desde 2020 se han rechazado **más de 100 GW de solicitudes de acceso** por falta de capacidad. Como consecuencia, las limitaciones de la infraestructura eléctrica se han convertido en uno de los mayores frenos para el desarrollo industrial del país.

La magnitud del reto obliga a activar un salto inversor sin precedentes. Para cumplir los objetivos de 2030 y garantizar la integración de las nuevas necesidades de generación y consumo, se estima necesario movilizar **53.000 millones de euros en redes eléctricas hasta final de década**, lo que implicaría **triplicar el ritmo inversor de los últimos años**. En esta dirección apunta el reciente incremento del límite regulatorio de inversión —un 62% más, equivalente a 11.300 millones

adicionales para el periodo 2026-2030— destinado a reforzar la digitalización, anticipar nuevos crecimientos de carga y facilitar la conexión de consumidores.

No obstante, este avance podría quedarse corto si no se garantiza un marco retributivo estable, predecible y alineado con los estándares europeos.

Tasa de retribución

La última propuesta de la CNMC sitúa la **tasa de retribución financiera en el 6,58%**, aún por debajo de la media europea, que oscila entre el 7% y el 9%, y desconectada del incremento del coste de capital registrado desde 2020. Una rentabilidad regulada inferior reduce la capacidad para atraer inversión privada en un momento crítico, cuando España necesita multiplicarla para no perder competitividad.

Según distintas estimaciones, el efecto combinado de estas medidas supondría **un recorte de más de 3.600 millones de euros en la retribución del periodo 2026-2031**, lo que afectaría directamente la ejecución de nuevas inversiones y también a la cadena de valor industrial asociada al despliegue de redes.

Todo ello subraya la necesidad de avanzar hacia **un marco regulatorio coherente y coordinado**, alineado con las señales de la política energética europea y nacional. Es imprescindible que la planificación eléctrica responda a necesidades reales, que se preserve la seguridad jurídica y que el modelo incentive la eficiencia de los gestores de red. Asimismo, factores como la coordinación entre administraciones, la agilización de trámites y el impulso a mecanismos que eviten la especulación y el acaparamiento de capacidad serán claves para desbloquear proyectos maduros y acelerar la electrificación de la economía.

Estas ideas quedaron patentes en la jornada *“Momento decisivo: invertir en redes eléctricas para transformar España”*, celebrada recientemente en la Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales de la Universidad Politécnica de Madrid. Representantes del sector público y privado coincidieron en la urgencia de reforzar la red eléctrica ante su incapacidad actual para cubrir la demanda industrial y doméstica, lo cual ya impacta en la promoción de vivienda, el despliegue de la movilidad eléctrica y la atracción de nueva actividad económica.

El mensaje es claro: **invertir en redes no es una opción, sino una condición indispensable para impulsar la competitividad industrial, dinamizar la economía y ofrecer a la sociedad un servicio eléctrico seguro, eficiente y accesible**.

España dispone de una oportunidad histórica respaldada por un recurso renovable abundante y competitivo. La industria internacional mira hacia nuestro país para avanzar en sus objetivos de descarbonización. Pero esta oportunidad solo podrá materializarse si la red eléctrica actúa como un verdadero habilitador del crecimiento económico. Para ello, **la inversión en redes debe situarse en el centro de la agenda energética y económica del país**.

Esther Martínez-Arroyo es directora de Energía en la división de Consultoría de PwC.



El secretario del Tesoro de Estados Unidos, Scott Bessent, ayer en Washington. AARON SCHWARTZ (REUTERS)

La deuda pública subirá en 2026 con emisiones récord en la zona euro

El FMI calcula que el ratio sobre el PIB superará el 100% en el mundo

NURIA SALOBRAL
Madrid

La economía mundial se asienta sobre una montaña de deuda que no ha parado de crecer desde la pandemia, de forma acelerada en algunos casos, y que va a seguir engordando el próximo año. El pago creciente de intereses, una cuestión acuciante en el caso de EE UU, la refinanciación de los vencimientos y el desequilibrio de las cuentas públicas que no se ve compensado por el crecimiento van a continuar siendo las coordenadas que alimentarán la bola de nieve de la deuda pública también en 2026. El endeudamiento de la zona euro marcará un nuevo récord, y junto a EE UU, las emisiones de nueva deuda superarán los tres billones de euros.

En su último análisis de la situación fiscal a escala global, del pasado octubre, el FMI advertía de que "las perspectivas y los riesgos de la deuda pública mundial se han deteriorado aún más desde nuestras últimas reuniones en abril". El organismo prevé que la deuda pública mundial supere el 100% del PIB en 2029, lo que sería el nivel más alto desde 1948. Y bastaría un escenario adverso para que ese nivel se disparara al 129%. En las grandes economías desarrolladas, ese 100% del PIB es un umbral que ya ha dejado de ser impensable. Están ahí grandes

economías como Canadá, China, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón y el Reino Unido, además de España (103,2% del PIB).

Este creciente nivel de endeudamiento mundial es motivo de inquietud para los inversores. Aunque esperan que las condiciones de financiación sigan siendo favorables en 2026, y la evolución del mercado así lo indica, el riesgo de una subida desordenada en los tipos de interés de los bonos es el segundo elemento que más atemoriza a los profesionales de la inversión, según la encuesta de Bank of America, solo por detrás de una eventual burbuja en la inteligencia artificial.

Las nuevas necesidades de financiación, como un mayor gasto en defensa, en transición energética o innovación tecnológica, se suman a una tendencia estructural de cuentas públicas desequilibradas. Y en un contexto más complejo: según advierte también el FMI, "la dinámica de la deuda ha cambiado drásticamente en los últimos años" y no se trata solo del volumen de deuda sino también de su coste. Así, el gasto en intereses habrá crecido este año al 2,9% del PIB, desde el 2% de 2020 y con-

tinuará subiendo hasta el final de la década, según las previsiones del organismo.

En EE UU, el Tesoro ya avanzó en noviembre que había empezado a considerar "de forma preliminar futuros incrementos" de las emisiones de deuda. El anuncio llega después de que la deuda estadounidense (letras, pagarés y bonos) haya alcanzado por primera vez los 30 billones de dólares (25 billones de euros), tras un incremento en 2025 de 1,97 billones de dólares.

La primera economía del mundo afronta vencimientos de 10 billones en 2026, además de tener que financiar un déficit público que supera el 6% del PIB (1,8 billones de dólares en 2025). Aunque los ingresos por aranceles están siendo una valiosa fuente para las arcas públicas, el elevado coste de la deuda juega en contra. En el año fiscal de 2025, finalizado en septiembre, la carga de intereses ascendió a más de un billón de euros. De media, la deuda total de EE UU crece en 5.000 millones al día, según señala el Joint Economic Committee del Congreso estadounidense.

Los mercados desarrollados han liderado un aumento del endeudamiento que elevó la deuda mundial a cerca de 300 billones de dólares al final del tercer trimestre, de acuerdo a los datos del IIF (Institute of International Finance). Para Florian Späete, estratega sénior de bonos en Generali AM, 2026 será "un año desafiante para los mercados de deuda soberana". La gestora italiana prevé que 2026 sea en la zona euro un año de aumento del déficit público y de emisión récord de bonos.

Europa y EE UU sacan al mercado en torno a tres billones más en bonos

Son clave las nuevas necesidades de financiación, como defensa y energía



Bruselas facilita el acceso a 'NextGen' y España pedirá 7.300 millones en enero

LA COMISIÓN EUROPEA APRUEBA LA ADENDA/ Cuerpo logra el aval de Bruselas a su plan de simplificación del Plan de Recuperación y solicitará 6.200 millones en ayudas y 1.100 en créditos a inicios de 2026.

Juande Portillo. Madrid

El Gobierno español se prepara para presentar la sexta solicitud de desembolso de fondos europeos Next Generation, por 7.300 millones de euros, después de que Bruselas avalara ayer su petición de simplificar las condiciones de cobro. El visto bueno de la Comisión Europea a la adenda de simplificación del Plan de Recuperación español ahorra al Ejecutivo la aprobación de 17 medidas con rango de ley para las que no tenía apoyos parlamentarios y facilita el cobro del grueso de fondos pendientes.

Tras el plázet de Bruselas, el Gobierno español aguarda ahora el visto bueno definitivo del Consejo Europeo, que podría concederlo en la reunión del Ecofin del próximo 20 de enero. Será entonces cuando España reclame formalmente un nuevo desembolso de 6.200 millones en ayudas no reembolsables y 1.100 millones en préstamos.

De esta forma, y gracias a la simplificación del esquema de pagos acordado entre España y la Unión Europea tras semanas de intensa negociación, al Gobierno solo le restará una última solicitud de fondos de 26.600 millones (21.000 en ayudas y 5.600 en créditos) que efectuará a finales de 2026 como colofón al Plan de Recuperación, que debe completarse antes de que culmine el mes de agosto.

De cumplirse plenamente los objetivos marcados, y una vez que el Ejecutivo ha renunciado mediante la adenda al cobro de 60.455 millones en préstamos blandos inicialmente preconcedidos a España, el país acabaría recibiendo 102.559 millones de euros, incluyendo 79.854 millones en transferencias a fondo perdido y 22.705 millones en créditos blandos.

Lo cierto es, sin embargo, que ya hay 1.126 millones retenidos por incumplimientos que España tiene visos de perder: 460 millones por no equiparar fiscalmente diésel a gasolina, 626,6 millones por incumplir la regulación europea en materia de empleados públicos interinos y 40 millones por no digitalizar la administración regionales y local.



El ministro de Economía, Carlos Cuerpo, ayer durante su intervención en el Congreso de los Diputados.

Una “red de seguridad” para paliar el “efecto escalón” del fin de los fondos

J. Portillo. Madrid

El Gobierno ha intensificado el ritmo de ejecución de las ayudas europeas, hasta los 2.100 millones de euros al mes, al encarar la recta final para completar el Plan de Recuperación, que tiene hasta agosto para cumplir, y desbloquear los fondos restantes del programa *Next Generation*. “Hemos crecido en torno a los 4.200 millones en estos dos meses en convocatoria resueltas, alcanzando ya prácticamente los 63.000 millones en sub-

venciones y licitaciones con nombres y apellidos de empresas y ciudadanos a los que les han sido asignadas las mismas”, reivindicó ayer el ministro de Economía, Carlos Cuerpo, al informar al Congreso de los Diputados.

Más allá, consciente del impacto que tendrá perder esta importante fuente de fondos públicos a partir de 2027, Cuerpo anticipó que uno de los objetivos de la adenda de simplificación del Plan de Recuperación

aprobada ayer por Bruselas es “conseguir sustituir esta red de seguridad europea por una red de seguridad doméstica donde con menor carga administrativa, menores requisitos, podamos además ir más allá del año 2026 y evitar, por lo tanto, un efecto escalón que produciría la reducción de llegada de fondos europeos”.

IA en el 36% de pymes

De momento, en todo caso, Cuerpo reivindicó la impor-

tancia que está teniendo el Plan para modernizar la economía española, duplicando por ejemplo el ecosistema de *startups*. En esta misma línea, el ministro informó de que las ayudas han facilitado la digitalización de las empresas españolas y en particular de las pymes, el 36% de las cuales usa ya Inteligencia Artificial (IA) generativa, frente al 28% en Europa. El porcentaje es del 63% en la gran empresa (44% en la UE) y el 50% en global (37% en Europa).

Pese a que estos compromisos siguen pendientes de cumplimiento antes de final de enero, Bruselas ha accedido a suavizar muchos otros para maximizar la entrega de ayudas. Así, la adenda aprobada rebaja de 259 a 193 los hitos que restan por cumplir a cambio del dinero, tras la reformulación de 160 medidas, eliminando buena parte de los compromisos intermedios y simplificando los demás.

La modificación del Plan de Recuperación, que sigue las

indicaciones emitidas por la propia Comisión Europea para potenciar el aprovechamiento de los fondos concedidos para encarar la crisis del Covid, pasa en buena medida por evitar al Gobierno tener que seguir tramitando normas en un Parlamento en el que ha ido perdiendo apoyos.

El Gobierno alega problemas e inflación para evitarse 17 leyes, como la industrial, en que le faltan apoyos

En concreto, la adenda permite al Ejecutivo prescindir de la aprobación de 17 reformas con rango de ley, según detalló ayer el ministro de Economía, Carlos Cuerpo, al informar a la Comisión Mixta de la Unión Europea del Congreso de los Diputados. El listado incluye la Ley de Industria, la del suelo, la del cine, la de modernización de la pesca, la de universalidad del sistema sanitario, la creación de la Autoridad de defensa del cliente financiero. Algunas de ellas han sido sustituidas por

medidas relacionadas y el resto, aseveró Cuerpo, seguirán en la hoja de ruta del Gobierno pese a no condicionar las ayudas.

La adenda justifica la modificación de tres medidas por la inflación; de 38 por falta de demanda y solicitudes; 23 por problemas con las cadenas de suministro y dificultades técnicas, de 21 al presentar mejores alternativas y de 72 por reducir la carga administrativa.



EFE



La estimación de Eurostat es dos décimas superior al 3% que calcula el INE para noviembre

España lidera la inflación entre los grandes del euro

► Se estabiliza en el 2,1% en la eurozona, frente al 3,2% en España, con una brecha de más de un punto

I. Bermejo. MADRID

La tasa de inflación interanual de la eurozona se mantuvo estable en el 2,1% el pasado mes de noviembre respecto a octubre, próxima al objetivo de estabilidad a medio plazo del 2% fijado por el Banco Central Europeo (BCE), que este jueves celebrará su última reunión de 2025. Para el conjunto de la Unión Europea, por su parte, la tasa de inflación interanual en noviembre fue del 2,4%, una décima inferior a la subida del coste de la vida en octubre entre los 27 Estados miembros, según Eurostat.

En el caso de España, el alza de los precios en el penúltimo mes del año fue del 3,2%, en línea con la subida del mes anterior, lo que mantuvo sin cambios en once dé-

cimas el diferencial de precios desfavorable respecto de la zona euro. Con este dato, España registra la inflación más elevada de las cuatro grandes economías del euro (Alemania, Francia, Italia y España). En concreto, en noviembre la inflación de Alemania se situó en el 2,6%, la de Francia en el 0,8% y la de Italia en el 1,1%.

La tasa que arroja Eurostat es dos décimas superior al dato oficial del Instituto Nacional de Estadística (INE), que sitúa la inflación de noviembre en el 3%, una décima inferior al dato del INE en octubre. Esta moderación, que el INE publicó hace menos de una semana, respondía principalmente al abaratamiento de la electricidad durante el mes, aunque sube un 12% respecto a los precios de hace un año, mientras que los alimentos y bebidas no alcohólicas, los carburantes y los paquetes turísticos registraron incrementos que presionaron al alza el índice general de precios.

En comparación con octubre de 2025, la inflación interanual disminuyó en 12 Estados miembros, se mantuvo estable en cinco y aumentó en diez. Las mayores subi-

das de precios se dieron en Rumanía (8,6%), Estonia (4,7%) y Croacia (4,3%). Les siguen Austria (4%), Eslovaquia (3,9%), Letonia (3,8%), Bulgaria y Hungría (ambas 3,7%). También por encima del 2% se situaron los aumentos de precios en Lituania (3,6%), Luxemburgo (3,6%), España (3,2%), Irlanda (3,1%), Grecia (2,8%). En cambio, las tasas anuales de inflación más bajas las registraron Chipre (0,1%), Francia (0,8%) e Italia (1,1%).

Esta estabilización de la inflación en noviembre se debió a que el coste de la energía en la eurozona registró en noviembre un retroceso interanual del 0,5% tras haber caído un 0,9% el mes anterior, mientras que el de los alimentos frescos aumentó un 3,2%, en línea con el mes anterior. De su lado, los bienes industriales no energéticos se encarecieron un 0,5% interanual, una décima menos que en octubre, mientras que el coste de los servicios se vio incrementado al 3,5% desde el 3,4% de octubre. La tasa subyacente, que además de los precios de la energía deja fuera del cálculo también a los alimentos, el alcohol y el tabaco, repitió en noviembre en el 2,4%.