



Resumen de prensa 02/12/2025

2/12/2025

Índice

UNEF

Climatización y Refrigeración reúne a 45.000 profesionales y 400 expositores en 2025	4
Récord de asistencia en IFEMA MADRID con más de 102.000 profesionales en la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización	7
¿Podemos hacer que cultivos y balsas de riego sean compatibles con la generación de energía solar?	10
La UAM y Total Energies apuestan por la energía solar compatible con la conservación de la biodiversidad	12
Jornadas técnicas de divulgación sobre la energía fotovoltaica organizada por UNEF // Entrevista con José Donoso, Director General de UNEF	14

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Soltec completa su salvamento y ultima la vuelta al parque	15
Aiko analiza en un webinar cómo mejorar la rentabilidad en proyectos solares C&I con módulos ABC	16
Aiko muestra sus planes para 2026 y su nuevo módulo Neostar Pro	17
Grenergy vende renovables en Colombia a Ecopetrol	20
Grenergy vende a Ecopetrol siete proyectos fotovoltaicos en Colombia	21
Grenergy vende siete parques fotovoltaicos en Colombia a Ecopetrol por 88 MW	23
Grenergy vende siete proyectos fotovoltaicos en Colombia a Ecopetrol	25
Ana Millán, presidenta de la Asociación Arousa en Transición. «Con la comunidad energética ahorramos hasta un 50% en la factura de la luz»	27
Acciona.org lleva la electricidad con placas solares a 230 hogares aislados en el desierto de Atacama (Chile)	29
AFME participa en los trabajos para la protección bidireccional en instalaciones eléctricas	32
Coslada licita la instalación fotovoltaica conjunta de 253,44 kWp en cinco edificios municipales	34
Del crecimiento al rendimiento: Solar Steel analiza el nuevo equilibrio del mercado solar español	36
Dos municipios de Barcelona se suman a la energía 100% renovable	39
La UPV impulsa la primera planta piloto agrivoltaica sobre cultivo de cítricos para avanzar en agricultura 4.0	41
Los fondos UE de ayuda al autoconsumo han llegado a 20.000 hogares de la Comunitat Valenciana	43
Naturgy y BlueNewables apuestan por la fotovoltaica flotante en mar abierto	45
Nuevos pasos hacia la digitalización completa de las plantas termosolares de torre	47

LAS RENOVABLES

Bruselas corona a España como nuevo 'hub' energético con 20 proyectos estratégicos	49
--	----

Ocean Winds logra 2.000 millones para su parque marino polaco	50
Ignacio Herrero, China Three Gorges: "España es la puerta de entrada de China Three Gorges en Europa"	51
A vueltas con el mercado de capacidad español: ¿por qué no se ha aprobado la medida que salvaría a ciclos y baterías?	52
BOE: 7 proyectos en la última semana de noviembre con 213 MW de fotovoltaica, 21,60 MW de hibridación y 67 MW BESS	55
Ceuta se conecta al futuro energético	57
El consumo de combustibles de automoción crece un 6% en octubre	58
El futuro de la energía es azul: la apuesta por la eólica marina	60
El Gobierno lanza el proceso participativo para diseñar la nueva Estrategia de Transición Justa a 2030	65
El Ivace+i Innovación desarrolla un sistema de almacenamiento que anticipa la demanda y prioriza a las renovables	68
El mercado mayorista de la electricidad se abarata un 44% en un noviembre muy renovable	70
El potencial de España para liderar el desarrollo de 'data centers'	72
Entrevista a Javier De la Morena, responsable de marketing y grandes cuentas (WEG Iberia)	75
Este año solo hubo una mesa de seguimiento	78
Europa debe actuar con rapidez en materia de hidrógeno verde para garantizar un suministro rentable	79
Fondos y bonos verdes: guía esencial para invertir en el planeta	81
Iberdrola, distinguida por Bayer por su papel acelerador de la electrificación industrial	86
KEY 2026 presenta el programa de conferencias para abordar las tecnologías y estrategias del futuro energético	88
La falta de capacidad en la red deja sin atender casi la mitad de las solicitudes urbanísticas de acceso eléctrico	90
Las redes eléctricas, el gran cuello de botella para el despliegue de 'data centers' en España	93
Lo más destacado en el sector energético: agenda de eventos para el mes de diciembre	97
Marruecos arranca tres plantas solares de 202 MW para la extracción de fosfatos	99
Más de un tercio de las viviendas españolas siguen utilizando calderas de gas	102
Redexis, Zoilo Ríos y Axpo activan la primera estación pública de bioGNL y biometano en España	104
Ribera premia a España con una veintena de nuevos proyectos estratégicos para que deje de ser una isla energética	106
TotalEnergies vende a Chevron un 40% de dos permisos de exploración en aguas de Nigeria	109
Vestas prepara un pedido para un nuevo parque eólico marino de 660 MW	112

LAS OTRAS ENERGÍAS

Las eléctricas se apoyan en los críticos de la CNMC y en Transición para alegar sobre la retribución de las redes	114
---	-----

El 43% de las peticiones de acceso a la red eléctrica de los promotores son denegadas	115
Eléctricas, 'telecos' y otros suministros anticipan subidas de tarifas para 2026	116
Elia, el mejor valor europeo de redes de transporte este año	117
España abre el debate sobre cómo garantizar una transición energética justa	120
España recorta un 10 % el consumo energético de las viviendas entre 2020 y 2023	122
Irán detiene la generación de energía en una presa clave debido a la sequía	124
La factura eléctrica de un consumidor PVPC cae en noviembre ante el menor coste de la luz	126
SRAD, el sistema de respuesta activa de la demanda que velará por evitar otro apagón	128
Un nuevo análisis muestra que asequibilidad energética y cero neto van de la mano	130

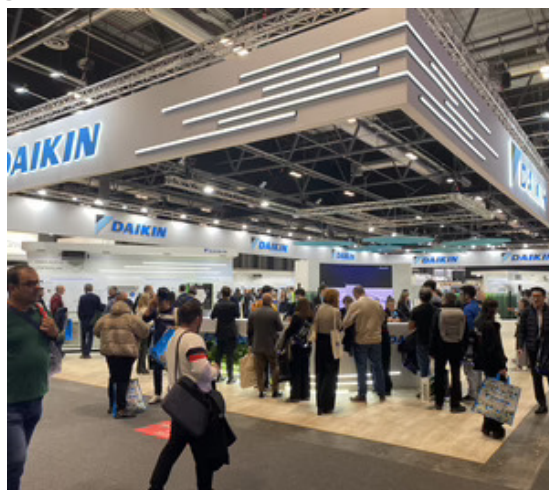
LA ECONOMÍA

Las subidas en Sociedades recaudan ya un 17% más de lo previsto para todo 2025	133
España renuncia a cerca del 75% de los créditos del fondo de recuperación europeo	134
El precio de la vivienda sube un 18,8% en noviembre, la mayor alza en 20 años	135



Climatización y Refrigeración reúne a 45.000 profesionales y 400 expositores en 2025

- C&R 2025 ha cerrado una edición especialmente sólida, marcada por un incremento en la presencia de soluciones de alta eficiencia, la consolidación de la bomba de calor como tecnología protagonista y la creciente integración de la digitalización.



Climatización y Refrigeración reúne a 45.000 profesionales y 400 expositores en 2025

[España](#) [Empresas](#) [Noticias](#) [Informes](#) [Sectores](#) [Economicos](#) [Bases de datos](#) [Censos](#) [Establecimientos](#)

<https://www.alimarket.es/electro/noticia/417792/climatizacion-y-refrigeracion-reune-a-45-000-profesionales-y-4...>

Alimarket Electro

Lunes, 01 diciembre 2025

El Salón Internacional de la Climatización y la Refrigeración, C&R, y la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, con Genera y Matelec, que por primera vez se han celebrado en coincidencia, han convocado conjuntamente a más de 102.000 visitantes profesionales y cerca de 1.200 empresas que consolidan esta convocatoria como referente europeo en la transición energética, la innovación industrial y la sostenibilidad. A través de este formato, Ifema Madrid reafirma su compromiso de consolidar a España como uno de los polos europeos con mayor dinamismo en electrificación, descarbonización y transformación del parque edificatorio. Celebradas del 18 al 20 de noviembre, la coincidencia de las tres ferias ha generado un ecosistema que abarca toda la cadena de valor de la energía junto con la climatización, la refrigeración, la eficiencia, la digitalización y las instalaciones, potenciando las sinergias entre fabricantes, instaladores, distribuidores, ingenierías, arquitectos, prescriptores y administraciones y creando un espacio de encuentro único para el negocio y la transferencia tecnológica.

C&R 2025 ha cerrado una edición especialmente sólida, marcada por un incremento en la presencia de soluciones de alta eficiencia, la consolidación de la bomba de calor como tecnología protagonista y la creciente integración de la digitalización. En su 27ª Edición ha reunido a 45.000 profesionales de 88 países y las últimas soluciones de más de 400 empresas, presentando las últimas innovaciones y tendencias que marcan el futuro del sector, desde la calidad del aire interior y el mantenimiento inteligente hasta las soluciones orientadas a la descarbonización del parque edificatorio. C&R

refuerza así su papel como cita de referencia internacional en climatización y refrigeración en un momento de profunda transformación regulatoria y tecnológica.

Por su parte, la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización ha reunido la oferta de más de 800 expositores y 57.000 visitantes profesionales, con un 10% de participación internacional procedente de 76 países —principalmente de Europa (61%, con Portugal, Italia, Alemania y Francia a la cabeza), América (18%) y África (6%, especialmente del Magreb), consolidando a estas ferias como pilares clave para reforzar el ciclo de la energía. Bajo este paraguas, GENERA, organizado con el apoyo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, ha reafirmado su liderazgo en renovables, transición energética y soluciones de almacenamiento constatando el avance de la digitalización y la hibridación de sistemas, subrayando la importancia de acelerar la rehabilitación energética. Finalmente, Matelec se ha consolidado como cita clave para todo el sector de la electrificación, la automatización, los materiales y la eficiencia en edificios y entornos industriales, con una oferta que ha puesto el foco en la digitalización y la gestión energética, reforzando su valor como plataforma para impulsar un modelo eléctrico más eficiente y conectado. Este proyecto ha contado con el patrocinio principal de Simon, quien presentó CLUB by Simon, un espacio diseñado para el instalador profesional.

Las jornadas técnicas en C&R, Matelec y Genera ofrecieron una visión integral del futuro energético, abordando climatización, calidad del aire, electrificación, automatización y energías renovables. Se analizaron cómo la IA, la digitalización y las nuevas normativas están transformando la operación de edificios y las instalaciones técnicas, así como los desafíos para descarbonizar el parque edificado. Los debates resaltaron que la transición energética requiere un enfoque integrado, combinando renovables, eficiencia, sistemas inteligentes y rehabilitación para mejorar rendimiento, salud y resiliencia de los edificios.

En C&R, las jornadas destacaron la creciente relevancia de la calidad del aire interior, la integración de ventilación, filtración y monitorización, y el papel de la IA para optimizar el mantenimiento y adaptar la climatización a escenarios climáticos cambiantes. También se subrayó que tecnologías ya maduras —como la bomba de calor, la rehabilitación integral o los sistemas híbridos— permiten avanzar en la descarbonización del parque edificado, siempre que exista un marco regulatorio estable. Se completó con sesiones prácticas en el Taller de Climatización, organizado por Agremia; el Taller de Refrigeración, por AEFYT; Ágora de Data Centers, Ágora de Regulación y Control y la iniciativa Nuevos Talentos.

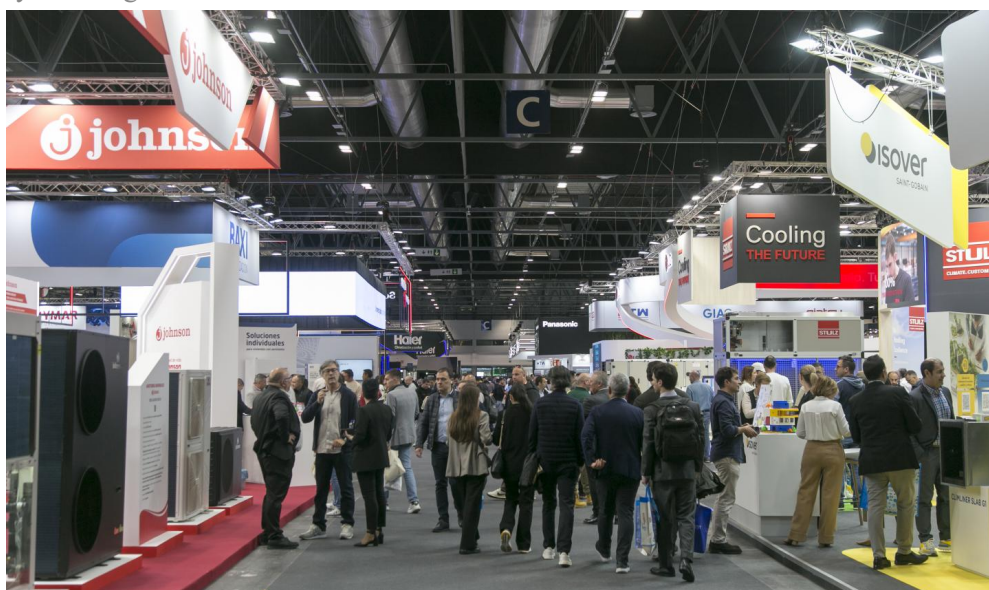
En el caso de La Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, se desarrolló una agenda especializada que puso el foco en los contenidos estratégicos claves para la reindustrialización verde y la transformación del tejido productivo, además de la flexibilidad de la demanda y la electrificación. Esta programación se articuló a través del Global Forum, que reforzó la visión común de este proyecto con debates institucionales y sectoriales impulsados por entidades como IDAE, quien a través del Secretario de Estado de Energía, inauguró las tres ferias, y participó en una jornada para impulsar la cadena de valor renovable made in Spain, además de AFME, APPA, CIDE, AEPIBAL, ENTRA, APLIQA, SOLARTYS o AEDIVE, y culminó con la presentación del Informe

OREVE 2025, de la mano de AFME sobre la rehabilitación y el estado de la electrificación del parque de viviendas, un observatorio que incluye a las principales asociaciones sectoriales.

Además, el programa de actividades contó con espacios destacados como el Foro Genera Solar (UNEF), donde se abordó el autoconsumo, almacenamiento e innovación fotovoltaica; el Mundo del Instalador (FENIE), que destacó por sus talleres formativos y la celebración XVIII Concurso de Jóvenes Instaladores; el Foro CAE's (ANESE y A3E) donde se analizó la eficiencia energética y la certificación de ahorro; y el Foro KNX donde se presentaron las mejores experiencias en automatización y domótica y los Foros en el Centro de Convenciones Norte, desarrollados por múltiples asociaciones como COGEN, AEH2, AEEólica o ASIT, entre otras, configurando un recorrido completo por todas las áreas que impulsan la electrificación, la digitalización y la eficiencia. El contenido del programa se centró en reindustrialización y electrificación verde, renovables, autoconsumo, almacenamiento y comunidades energéticas, así como en instalación eléctrica, materiales, CAE's y automatización, destacando el papel de las infraestructuras en la descarbonización.

Récord de asistencia en IFEMA MADRID con más de 102.000 profesionales en la Semana Internacional de la Electrificación...

- La coincidencia de la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, con GENERA + MATELEC, junto con C&R, afianza el papel de Madrid como punto de encuentro clave para los sectores energético y tecnológico



construcción instalaciones reformas obras cemento cerámica aluminio hormigón pavimentos piscinas

<https://www.construnario.com/notiweb/64033/record-de-asistencia-en-ifema-madrid-con-mas-de-102000-prof...>

Construnario

Martes, 02 diciembre 2025

Empresa 2 Dic '25 Récord de asistencia en IFEMA MADRID con más de 102.000 profesionales en la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización La coincidencia de la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, con GENERA + MATELEC, junto con C&R, afianza el papel de Madrid como punto de encuentro clave para los sectores energético y tecnológico IFEMA MADRID cierra con éxito el Salón Internacional de la Climatización y la Refrigeración, C&R, y la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, con GENERA + MATELEC, que por primera vez se han celebrado en coincidencia. Entre las tres ferias, han convocado a más de 102.000 visitantes profesionales y cerca de 1.200 empresas que consolidan esta convocatoria como referente europeo en la transición energética, la innovación industrial y la sostenibilidad. Un ecosistema único al servicio del impulso de la transición energética A través de este formato, IFEMA MADRID reafirma su compromiso de consolidar a España como uno de los polos europeos con mayor dinamismo en electrificación, descarbonización y transformación del parque edificatorio. Celebradas del 18 al 20 de noviembre, la coincidencia de las tres ferias ha generado un ecosistema que abarca toda la cadena de valor de la energía junto con la climatización, la refrigeración, la eficiencia, la digitalización y las instalaciones, potenciando las sinergias entre fabricantes, instaladores, distribuidores, ingenierías, arquitectos, prescriptores y administraciones y creando un espacio de encuentro único para el

negocio y la transferencia tecnológica. C&R 2025 ha cerrado una edición especialmente sólida, marcada por un incremento en la presencia de soluciones de alta eficiencia, la consolidación de la bomba de calor como tecnología protagonista y la creciente integración de la digitalización. En su 27ª edición ha reunido a 45.000 profesionales de 88 países y las últimas soluciones de más de 400 empresas, presentando las últimas innovaciones y tendencias que marcan el futuro del sector, desde la calidad del aire interior y el mantenimiento inteligente hasta las soluciones orientadas a la descarbonización del parque edificatorio. C&R refuerza así su papel como cita de referencia internacional en climatización y refrigeración en un momento de profunda transformación regulatoria y tecnológica. Por su parte, la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización ha reunido la oferta de más de 800 expositores y 57.000 visitantes profesionales, con un 10% de participación internacional procedente de 76 países –principalmente de Europa (61%, con Portugal, Italia, Alemania y Francia a la cabeza), América (18%) y África (6%, especialmente del Magreb), consolidando a estas ferias como pilares clave para reforzar el ciclo de la energía. Bajo este paraguas, GENERA, organizado con el apoyo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, ha reafirmado su liderazgo en renovables, transición energética y soluciones de almacenamiento constatando el avance de la digitalización y la hibridación de sistemas, subrayando la importancia de acelerar la rehabilitación energética. Finalmente, MATELEC se ha consolidado como cita clave para todo el sector de la electrificación, la automatización, los materiales y la eficiencia en edificios y entornos industriales, con una oferta que ha puesto el foco en la digitalización y la gestión energética, reforzando su valor como plataforma para impulsar un modelo eléctrico más eficiente y conectado. Este proyecto ha contado con el patrocinio principal de Simon, quien presenta CLUB by Simon, un espacio diseñado para el instalador profesional.

Jornadas técnicas: visión 360º sobre el futuro energético y del parque edificatorio Las jornadas técnicas en C&R, MATELEC y GENERA ofrecieron una visión integral del futuro energético, abordando climatización, calidad del aire, electrificación, automatización y energías renovables. Se analizaron cómo la IA, la digitalización y las nuevas normativas están transformando la operación de edificios y las instalaciones técnicas, así como los desafíos para descarbonizar el parque edificado. Los debates resaltaron que la transición energética requiere un enfoque integrado, combinando renovables, eficiencia, sistemas inteligentes y rehabilitación para mejorar rendimiento, salud y resiliencia de los edificios. En C&R, las jornadas destacaron la creciente relevancia de la calidad del aire interior, la integración de ventilación, filtración y monitorización, y el papel de la IA para optimizar el mantenimiento y adaptar la climatización a escenarios climáticos cambiantes. También se subrayó que tecnologías ya maduras –como la bomba de calor, la rehabilitación integral o los sistemas híbridos– permiten avanzar en la descarbonización del parque edificado, siempre que exista un marco regulatorio estable. Se completó con sesiones prácticas en el Taller de Climatización, organizado por Agremia; el Taller de Refrigeración, por AEFYT; Ágora de Data Centers, Ágora de Regulación y Control y la iniciativa Nuevos Talentos. En el caso de La Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, se desarrolló una agenda especializada que puso el foco en los contenidos estratégicos claves para la reindustrialización verde y la transformación del tejido productivo, además de la flexibilidad de la demanda y la electrificación. Esta programación se articuló a través del Global Forum, que reforzó la visión común de este proyecto con debates institucionales y sectoriales impulsados por entidades como IDAE, quien a través del Secretario de Estado de Energía, inauguró las tres

ferias, y participará en una jornada para impulsar la cadena de valor renovable made in Spain, además de AFME, APPA, CIDE, AEPIBAL, ENTRA, APLIQA, SOLARTYS o AEDIVE, y culminará con la presentación del Informe OREVE 2025, de la mano de AFME sobre la rehabilitación y el estado de la electrificación del parque de viviendas, un observatorio que incluye a las principales asociaciones sectoriales. Además, el programa de actividades contará con espacios destacados como el Foro Genera Solar (UNEF), donde se abordará el autoconsumo, almacenamiento e innovación fotovoltaica; el Mundo del Instalador (FENIE), que destacará por sus talleres formativos y la celebración XVIII Concurso de Jóvenes Instaladores; el Foro CAE™s (ANESE y A3E) donde se analizará la eficiencia energética y la certificación de ahorro; y el Foro KNX donde se presentaron las mejores experiencias en automatización y domótica y los Foros en el Centro de Convenciones Norte, desarrollados por múltiples asociaciones como COGEN, AEH2, AEE³lica o ASIT, entre otras, configurando un recorrido completo por todas las áreas que impulsan la electrificación, la digitalización y la eficiencia. El contenido del programa se centrará en reindustrialización y electrificación verde, renovables, autoconsumo, almacenamiento y comunidades energéticas, así como en instalación eléctrica, materiales, CAE™s y automatización, destacando el papel de las infraestructuras en la descarbonización Reconocimiento a la excelencia Además, IFEMA MADRID ha sido escenario del reconocimiento a la excelencia, desde los perfiles jóvenes hasta los veteranos de la industria. El Premio Climatización y Refrigeración, que bienalmente otorga el Comité Organizador de C&R en reconocimiento a los profesionales con toda una vida de especial dedicación al desarrollo, progreso y mejora del sector, ha destacado la labor de Luis Mena, director general de Daikin España. Por su parte, Carlos Larraz ha ganado el título de Mejor instalador Novel 2025 en la final del XVIII Concurso Nacional de Jóvenes Instaladores organizada por FENIE (Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas, Telecomunicaciones y Climatización de España) en MATELEC. La celebración simultánea de C&R, GENERA y MATELEC ha sido capaz de agrupar en un único espacio la producción energética, la gestión inteligente, la eficiencia, la climatización, la digitalización de edificios y las instalaciones. Esta visión facilita que la industria afronte la transición energética como un proceso sistémico y no segmentado, donde cada eslabón influye directamente en los objetivos de sostenibilidad y competitividad. Solicitar más información



EL MIRADOR T06C061 ¿Podemos hacer que cultivos y balsas de riego sean compatibles con la generación de energía solar?...

- La respuesta rotunda es que sí, y los detalles los vamos a averiguar en la jornada que organiza este miércoles 3 de diciembre en Murcia por la Unión Española Fotovoltaica UNEF).



<https://www.orm.es/programas/el-mirador/podemos-hacer-que-cultivos-y-balsas-de-riego-sean-compatibles-c...>

Lunes, 01 diciembre 2025

- Podcasts
- ACTUALIDAD Y SOCIEDAD
- EL MIRADOR

¿Podemos hacer que cultivos y balsas de riego sean compatibles con la generación de energía solar? T06C061

10:24 Hace 3 horas La respuesta rotunda es que sí, y los detalles los vamos a averiguar en la jornada que organiza este miércoles 3 de diciembre en Murcia por la Unión Española Fotovoltaica UNEF).

El director general de UNEF, **José Donoso** nos explica conceptos como la energía agrovoltáica o la solar flotante. En el primero de los casos, se trata de hacer compatibles cultivos y la instalación de placas solares fotovoltaicas. Vale para cultivos como el brócoli, pero también para los viñedos, por ejemplo, y es que la sombra que proporcionan las placas solares puede permitir regular la cantidad de sol que reciben determinados cultivos, o proporcionar mayor confort a las cabañas ganaderas. En cuanto a la energía solar flotante, se trata de aprovechar la superficie de balsas de riego (otro ejemplo) para instalar placas flotantes con las que generar energía solar.

Temas El Mirador Energía solar fotovoltaica balsas de riego agricultura



La UAM y Total Energies apuestan por la energía solar compatible con la conservación de la biodiversidad

- Expertos internacionales resaltan la necesidad de integrar la transición energética con la conservación de los entornos agroesteparios.



La UAM y Total Energies apuestan por la energía solar compatible con la conservación de la biodiversidad

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-uam-y-total-energies-apuestan-por-20251201>

Manuel Moncada

Lunes, 01 diciembre 2025

La Cátedra Steppe Forward, que nació en 2022 como una iniciativa conjunta entre la Universidad Autónoma de Madrid, el Centro de Ciencia y Tecnología Forestal de Cataluña (CTFC) y TotalEnergies, es la primera en Europa dedicada específicamente al estudio del impacto de las plantas fotovoltaicas en los ecosistemas esteparios. Su carácter pionero reside en combinar la investigación científica con el trabajo de campo y la colaboración institucional para diseñar modelos de transición energética que no solo reduzcan el daño ambiental, sino que abran vías para la restauración y conservación de hábitats sensibles.

El encuentro, que reunió a cerca de 300 asistentes en el Salón de Grados del edificio de Biología de la Facultad de Ciencias de la Universidad Autónoma de Madrid (UAM) los días 24 y 25 de noviembre, se ha convertido en un punto de unión entre clave entre la ciencia, la administración y el sector energético.

Durante dos días, expertos nacionales e internacionales compartieron investigaciones, metodologías y casos reales sobre cómo integrar la producción de energía fotovoltaica con la protección de los ecosistemas, especialmente los esteparios. El programa se articuló en tres ejes principales: nuevas metodologías de evaluación de impacto ambiental, medidas de gestión dentro de las instalaciones solares y acciones compensatorias fuera de las zonas de explotación.

A través de ponencias, debates y sesiones plenarias, los expertos exploraron soluciones innovadoras que buscan reducir el impacto de los parques solares sobre especies como el sisón, la avutarda, la ganga o el alcaraván, aves vinculadas a los entornos agrícolas y muy amenazadas por los cambios de uso del suelo.

La apertura institucional corrió a cargo de **Irene Aguiló Vidal, directora general de Biodiversidad y Gestión Forestal de la Comunidad de Madrid**, que destacó la importancia de la anticipación en los proyectos fotovoltaicos: "Ese trabajo previo nos permite disponer ya de un conocimiento avanzado del territorio y garantizar que las actuaciones puedan ponerse en marcha de inmediato y dar resultados relativamente pronto".

Desde el sector energético, **Borja Guzmán, director de Gestión de Activos y Operaciones de TotalEnergies Renewables España**, subrayó la relevancia del enfoque multidisciplinar de la cátedra para generar conocimiento científico y protocolos aplicables a nivel global. También intervino la **directora de la Fundación de la UAM (FUAM), Rocío Schettini del Moral**, quien afirmó que estas jornadas representan "un espacio privilegiado para avanzar en un diálogo esencial: una transición energética compatible con la protección de la biodiversidad agroesteparia".

Por su parte, **Roser Maneja, directora de Investigación del Centro de Ciencia y Tecnología Forestal de Cataluña (CTFC)**, puso de relieve el valor estratégico del proyecto por su carácter científico y su modelo de colaboración público-privada. Señaló también que esta cátedra es "pionera en su campo" y que permitirá aportar criterios sólidos para la toma de decisiones en un contexto de emergencia climática como el actual.

Más allá de la participación de los impulsores de la iniciativa, el encuentro contó con presencia internacional, que añadió una dimensión comparada a los desafíos. **Stefania Charisiadou, responsable de Políticas de conservación de la naturaleza de la Comisión Europea**, insistió en que acelerar las energías renovables es clave, pero que debe hacerse "de manera que respete y mejore la biodiversidad".

Por su parte, **Todd Katzner, del Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS)**, explicó que la expansión global de la energía solar es también una oportunidad para comprender mejor sus impactos; y el **investigador del CNRS francés, Bertrand Schatz**, alertó de que las plantas fotovoltaicas pueden sumarse a las amenazas que ya afectan a los polinizadores europeos, aunque existen soluciones para evitar o compensar estos efectos.

En conclusión, los expertos coincidieron en la importancia de mantener espacios de colaboración y generación de conocimiento compartido para impulsar un desarrollo fotovoltaico que tenga en cuenta la biodiversidad, desde su diseño hasta su implementación.

Con esta cuarta edición de sus jornadas técnicas, Steppe Forward reafirma su papel como plataforma de referencia en el desarrollo de energías renovables compatibles con la biodiversidad. Un territorio aún por explorar, pero cada vez más necesario para construir un futuro energético sostenible.

Artículos relacionados:

- [Dos miradas sobre la relación Renovables-Biodiversidad](#)
- [El nuevo modelo energético no debe poner en peligro la biodiversidad](#)

Jornadas técnicas de divulgación sobre la energía fotovoltaica organizada por UNEF // Entrevista a Martin Behar, director de Estudios y Medio Ambiente de UNEF

[Reproducir](#) 

30/11/2025 08:46

[...] [...]



Soltec completa su salvamento y ultima la vuelta al parqué

TRAS UN AÑO/ El juez cierra flecos del plan de refinanciación del grupo, que espera retomar su cotización este mes.

Miguel Á. Patiño. Madrid

El grupo español Soltec, especializado en instalaciones de renovables, comunicó ayer a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) que el Juzgado de lo Mercantil número 2 de Murcia, que tramitaba su proceso de precurso, ha homologado el plan de reestructuración para la división de Energía de la empresa.

Se completa así el último trámite en el proceso de salvamento de la empresa, que a partir de ahora espera su vuelta a la Bolsa de forma inminente. La vuelta de la empresa al parqué, después de 14 meses suspendida la cotización, podría producirse antes de final de año. Será un reto para el grupo y para el mercado. Cuando en septiembre de 2024 la CNMV suspendió de cotización a Soltec, ante sus problemas financieros, el grupo valía 146 millones.

Entrada de DVC, la clave

A finales de julio, el grupo alcanzó un acuerdo para su plan de reestructuración para garantizar la viabilidad de su negocio en el corto y medio plazo, ya que, entre otras medidas, acordó reducir el importe de su deuda de aproximadamente 385 millones de euros a 255 millones de euros.



Mariano Berges es consejero delegado de Soltec.

La vuelta al parqué es un reto. Cuando se suspendió su cotización en 2024 valía 146 millones

El elemento fundamental para alcanzar ese acuerdo fue conseguir la entrada del nuevo inversor DVC Partners, que suscribía un préstamo con Soltec de 30 millones de euros que será devuelto en acciones representativas de un 80% del capital, para lo que la compañía llevará a cabo una reducción y ampliación de capital simultánea.

El pasado 24 de septiembre, la firma anunció que ha-

bía conseguido la homologación judicial a su plan de reestructuración, lo que suponía su salida del precurso de acreedores al que se acogió en septiembre de 2024 para abordar las negociaciones con las entidades financieras.

Filial a filial

El problema para conseguir cerrar todo el proceso de reestructuración es que había que ir paso a paso, y solucionar también la situación de las filiales, además de la matriz.

El grupo tenía tres sociedades con distintos planes de reestructuración: el holding e Industrial, homologados en septiembre, y Energía, homologado ahora.



Aiko analiza en un webinar cómo mejorar la rentabilidad en proyectos solares C&I con módulos ABC

- Aiko celebra el próximo 9 de diciembre un webinar técnico sobre las diferencias de rendimiento entre sus módulos ABC de 490 W y los TOPCon de 455 W



Aiko analiza en un webinar cómo mejorar la rentabilidad en proyectos solares C&I con módulos ABC

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/aiko-analiza-en-un-webinar-c-mo-20251201>

ER

Lunes, 01 diciembre 2025

Durante la sesión se presentará un caso práctico basado en un proyecto tipo con 1.000 módulos y 3.000 metros cuadrados de superficie. A igualdad de inversión inicial (Capex por unidad), los módulos ABC de Aiko ofrecen –según los datos presentados– **un incremento de ingresos del 7,7% respecto a módulos TOPCon convencionales**, gracias a su mayor eficiencia energética y rendimiento operativo. En el caso de un promotor que mantenga esa inversión a lo largo de la vida útil del sistema (30 años), la diferencia podría alcanzar los 170.000 euros, lo que supone un 11,7% adicional.

Con este análisis, Aiko busca mostrar cómo sus módulos pueden **maximizar el retorno de la inversión en proyectos solares comerciales e industriales**, a partir de resultados comprobados en condiciones de campo reales.

El webinar está dirigido a empresas de ingeniería, instalación y desarrollo de proyectos solares, y ofrecerá una **herramienta comparativa de retorno de inversión (ROI)**, diseñada para calcular los beneficios potenciales de cada tecnología en función de los parámetros técnicos y financieros específicos de cada proyecto.

Además, se presentará el nuevo **formulario online de solicitud de soporte técnico de Aiko**, pensado para acompañar a los profesionales durante las licitaciones de proyectos C&I, facilitando asesoramiento experto desde la fase de diseño.

El webinar tendrá lugar el próximo **9 de diciembre, de 11:00 a 12:00 CET**, y la inscripción es gratuita.

• **Regístrate pinchando aquí**

Aiko muestra sus planes para 2026 y su nuevo módulo Neostar Pro - Material Eléctrico - CdeComunicacion.es

- Aiko presentó en Genera su módulo Neostar Pro en primicia en el sur de Europa además de adelantar su hoja de ruta para 2026.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/fotovoltaica-autoconsumo/198139/aiko-hoja-de-ruta-2026-nuevo...>

C de Comunicación

Lunes, 01 diciembre 2025

En Genera, Aiko recibió además el galardón Top Brand PV 2025, otorgado por la consultora independiente EUPD Research como una de las marcas mejor valoradas del sector fotovoltaico europeo.

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

El fabricante mundial **Aiko** ha participado por segundo año consecutivo en **Genera** con el objetivo de “demostrar cómo su tecnología tipo N con contacto posterior está marcando el rumbo de la fotovoltaica de alta eficiencia y acelerando la transformación energética global”. En ese escenario, presentó su **módulo Neostar Pro** en primicia en el sur de Europa además de adelantar su hoja de ruta para 2026, entre otras acciones.

Neostar Pro 3S+54, la nueva generación ABC para el sector residencial

La primera presentación en el sur de Europa del módulo Neostar Pro 3S+54, perteneciente a la serie Upgraded INFINITE, es una de las principales novedades que exhibió Aiko en Genera 2025. Según indican, este modelo combina mayor eficiencia y fiabilidad para instalaciones residenciales avanzadas.

“Con 500 W de potencia real y una superficie inferior a 2 m², se convierte en el primer módulo solar del mundo con estas características. Además, su diseño compacto permite hasta 30 W más de

potencia que los módulos TOPCon del mismo tamaño, optimizando el rendimiento sin comprometer el espacio”, aseguran.

La compañía también expuso otros modelos clave de su catálogo internacional, como **Neostar 2S 60, Comet 1N, Stellar 1N+72, Stellar 1N+66 y Neostar 2P 60**, cubriendo un amplio espectro de necesidades en cuanto a potencia, diseño y aplicación, desde proyectos residenciales hasta instalaciones industriales y *utility*.

Galardón Top Brand PV 2025 de EUPD Research

Como reconocimiento a su posicionamiento en el mercado europeo, Aiko recibió en su *stand* de Genera 2025 el galardón **Top Brand PV 2025**, otorgado por la consultora independiente **EUPD Research**. Este distintivo también se ha concedido este año en mercados como **Alemania, Italia, Suiza y el Reino Unido**.

El premio fue recogido por **Beda Juliani Coma, director general de Sur de Europa y Balcanes de Aiko Energy Utility**, de manos de **Daniel Fuchs, Chief Commercial Officer de EUPD**, quien destacó que “el alto reconocimiento espontáneo de la marca y sus elevados índices de recomendación (*Net Promoter Score*) demuestran que los profesionales del sector valoran la calidad y fiabilidad que ofrece Aiko”.

La compañía explicó que este logro pone en valor la solidez y expansión de su Comunidad de Instaladores, que “a través de su programa exclusivo accede a oportunidades de desarrollo comercial, soporte de marketing personalizado, incentivos y formaciones prioritarias, impulsando su crecimiento junto a una de las marcas más fiables del sector”.

Nuevas metas de eficiencia y aplicaciones especializadas

Aiko ha logrado superar los ciclos del mercado gracias a su apuesta por la I+D en tecnología tipo N con contacto posterior. Sus módulos ABC ya alcanzan el 24,8 % de eficiencia en producción en masa, y está previsto que inicie la entrega de módulos con 25 % de eficiencia antes de fin de año, logrando entre un 6 % y un 10 % más de generación en condiciones reales. Estos avances se apoyan en dos innovaciones disruptivas:

- **Interconexión de cobre sin plata:** ha sido la primera compañía en fabricar en masa módulos con metalización sin plata, resolviendo el desafío de dependencia de este recurso.
- **Proceso Separatech:** ha redefinido la producción de células BC, permitiendo su fabricación a gran escala con eficiencia industrial.

Aplicaciones especializadas: del mar a las grandes plantas

Por otro lado, la firma ha consolidado su posición en aplicaciones fotovoltaicas complejas “gracias a soluciones adaptadas a entornos exigentes”, explican:

- En **fotovoltaica marina**, la adjudicación del proyecto Shanghai Lingang 1# Offshore (650 MW) ha demostrado el rendimiento de la tecnología ABC en condiciones marítimas. Tras 10 meses

de pruebas en la Base de Validación Offshore del CPVT, los módulos de Aiko mostraron alta eficiencia y estabilidad, ganándose el apodo de *“Rey de la fotovoltaica offshore”*, destacan.

- En **Utility**, los módulos bifaciales ABC alcanzan ahora más del 80 % de bifacialidad, manteniendo una alta potencia por la cara frontal. Están certificados por el Instituto de Metrología de China, TÜV Rheinland y CPVT, y lideran en generación bajo diferentes condiciones de reflectancia.

La hoja de ruta de AIKO para 2026

En el nuevo año reforzará su apuesta estratégica en tres ámbitos clave:

- **Tecnología** : I+D en células tándem con perovskita y nuevas generaciones de BC para mantener el liderazgo en eficiencia.
- **Mercado** : expansión en segmentos internacionales premium y mejora de rentabilidad.
- **Ecosistema** : desarrollo de paquetes combinados “producto + solución” para aplicaciones distribuidas, utility y flotantes.

Según **José de la Campa Álvarez, director internacional de Desarrollo de Negocio de Generación Distribuida para el Sur de Europa en Aiko Energy** “en 2026 veremos una competencia claramente orientada al valor. Las políticas impulsadas por el MIIT están marcando el final de los modelos basados únicamente en precio, y los clientes exigirán cada vez más eficiencia, fiabilidad y retorno a largo plazo. Esto abre una nueva etapa en la que los líderes en tecnología y marca tendremos un papel aún más relevante”.

“AIKO está perfectamente posicionada para responder a esa demanda, alineando **innovación tecnológica** con las **necesidades reales del mercado**. 2026 no solo será un año más sólido que 2025, sino el momento en el que consolidaremos nuestra posición como referente en la transformación de valor del sector fotovoltaico”, concluye De la Campa.

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



Grenergy vende renovables en Colombia a Ecopetrol

Miguel Á. Patiño. Madrid

Grenergy ha acordado con la petrolera colombiana Ecopetrol la venta de siete parques fotovoltaicos en Colombia, con una capacidad instalada total de 88 megavatios (MW), que se entregarán de manera escalonada e independiente a lo largo de 2026.

Grenergy continuará prestando los servicios de operación y mantenimiento (O&M) durante un periodo de hasta dos años en los siete proyectos. En paralelo, la compañía sigue manteniendo

presencia en el mercado colombiano, con una cartera de 12 plantas en el país que suman aproximadamente 150 MW en distintas fases de desarrollo.

800 millones de euros

Esta operación forma parte del plan de rotación de activos de Grenergy, presentado el pasado mes de mayo durante su Capital Markets Day en Londres, que contempla la generación de 800 millones de euros hasta 2027. Con esta transacción, la compañía ya

ha alcanzado más del 60% de ese objetivo. En el último año, la compañía ha anunciado varias transacciones clave, entre las más recientes la venta de la planta Gabriela a CVC DIF, así como de las plantas Víctor Jara y Quillagua I y II a ContourGlobal (KKR).

Todas ellas forman parte de la plataforma Oasis de Atacama. En España, además, se culminó el pasado mes de octubre la venta de las plantas fotovoltaicas de José Cabrera y Tabernas (297 MW) por 273 millones de euros.

Grenergy vende a Ecopetrol siete proyectos fotovoltaicos en Colombia

- Grenergy continuará prestando los servicios de operación y mantenimiento (O&M) durante un periodo de hasta dos años en los siete proyectos.



Planta fotovoltaica de Grenergy.

<https://elperiodicodelaenergia.com/grenergy-vende-a-ecopetrol-siete-proyectos-fotovoltaicos-en-colombia/>

Redacción

Lunes, 01 diciembre 2025

Grenergy continuará prestando los servicios de operación y mantenimiento (O&M) durante un periodo de hasta dos años en los siete proyectos

Redacción

01/12/2025

Compartir Comentar Planta fotovoltaica de Grenergy.Grenergy

Grenergy ha acordado con la petrolera colombiana Ecopetrol la venta de siete parques fotovoltaicos de distribución en Colombia, con una capacidad instalada total de **88 megavatios (MW)**, que se entregarán de manera escalonada e independiente a lo largo de 2026, según ha informado la compañía en un comunicado.

Además, en virtud del acuerdo, **Grenergy continuará prestando los servicios de operación y mantenimiento (O&M) durante un periodo de hasta dos años en los siete proyectos.**

En paralelo, la compañía sigue manteniendo presencia en el mercado colombiano, con una **cartera de 12 plantas en el país que suman aproximadamente 150 MW en distintas fases de desarrollo.**

La rotación de activos de Grenergy

Esta operación forma parte del **plan de rotación de activos de Grenergy** , presentado el pasado mes de mayo durante su Capital Markets Day en Londres, que contempla la generación de 800 millones de euros hasta 2027. Con esta transacción, la compañía ya ha alcanzado más del 60% de ese objetivo.

El redactor recomienda

Grenergy septuplica sus ganancias a septiembre, hasta los 45,4 millones

El salto global del 'mid-market' renovable español

Grenergy cierra la venta de dos plantas solares de 297 MW por 273 millones y logra unas plusvalías de 75 millones

En el último año, la compañía ha anunciado varias transacciones clave, entre las más recientes la venta de la planta Gabriela a CVC DIF, así como de las plantas Víctor Jara y Quillagua I y II a ContourGlobal (KKR). Todas ellas forman parte de la plataforma Oasis de Atacama y alcanzaron un valor empresa conjunto de cerca de 1.500 millones de dólares (1.293,3 millones de euros).

En **España** , además, se culminó el pasado mes de octubre la venta de las plantas fotovoltaicas de José Cabrera y Tabernas (297 MW) por 273 millones de euros.

Grenergy ingresó 687 millones de euros en los nueve primeros meses de 2025, un 147% más que el año anterior.

Por su parte, el resultado bruto de explotación (Ebitda) ha alcanzado los 111 millones de euros, lo que supone un alza del 109%, y el beneficio neto se sitúa en 45 millones, 7 veces más que en el mismo periodo del año anterior.

No hay comentarios

Deja tu comentario

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

Enviar comentario

Síguenos en redes sociales



Grenergy vende siete parques fotovoltaicos en Colombia a Ecopetrol por 88 MW

- Como parte de su plan de rotación de activos, Grenergy ha vendido siete plantas solares en Colombia a Ecopetrol, avanzando más del 60% hacia su objetivo de ge...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energía renovable](#)

[energía renovable](#)

[energías limpias](#)

[energía fotovoltaica](#)

[energía solar](#)

<https://www.review-energy.com/solar/grenergy-vende-siete-parques-fotovoltaicos-en-colombia-a-ecopetrol-po...>

Lunes, 01 diciembre 2025

1 diciembre 2025 0

Grenergy ha acordado con **Ecopetrol** , principal empresa petrolera y de energía de Colombia, la venta de **siete parques fotovoltaicos de distribución** en el país, con una **capacidad instalada total de 88 MW** .

Los proyectos se entregarán de manera escalonada e independiente a lo largo de 2026. Según el acuerdo, Grenergy continuará prestando los servicios de operación y mantenimiento (O&M) durante hasta dos años en los siete proyectos.

A pesar de la venta, la compañía mantiene su presencia en Colombia con una **cartera de 12 plantas** que suman aproximadamente **150 MW en distintas fases de desarrollo** .

Estrategia de rotación de activos

Esta operación forma parte del **plan de rotación de activos** de Grenergy, presentado en mayo durante su Capital Markets Day en Londres, que busca generar 800 millones de euros hasta 2027. Con esta transacción, la compañía ha alcanzado más del 60% de ese objetivo.

En el último año, Grenergy ha cerrado varias transacciones clave, incluyendo la venta de la planta Gabriela a CVC DIF, así como las plantas Víctor Jara y Quillagua I y II a ContourGlobal (KKR). Estas instalaciones forman parte de la plataforma Oasis de Atacama, con un valor conjunto cercano a 1.500 millones de dólares.

En España, la compañía concluyó en octubre la **venta de las plantas fotovoltaicas José Cabrera y Tabernas** (297 MW) por **273 millones de euros** .

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Grenergy vende siete proyectos fotovoltaicos en Colombia a Ecopetrol - Energética 21

- La operación suma 88 MW y permitirá a la compañía avanzar en su plan de rotación de activos previsto hasta 2027.



Grenergy vende siete proyectos fotovoltaicos en Colombia a Ecopetrol.

[grenergy](#)[proyectos fotovoltaicos](#)[colombia](#)[ecopetrol](#)[parques fotovoltaicos](#)[energía renovable](#)

<https://energetica21.com/noticia/grenergy-vende-siete-proyectos-fotovoltaicos-colombia-ecopetrol/>

Energética 21

Lunes, 01 diciembre 2025

Grenergy ha alcanzado un acuerdo con **Ecopetrol**, empresa energética de referencia en Colombia, para la venta de siete parques fotovoltaicos de distribución con una potencia conjunta de 88 MW. Los proyectos se entregarán de manera escalonada a lo largo de 2026 y la compañía continuará encargándose de la operación y mantenimiento durante un periodo de hasta dos años.

La empresa mantiene su presencia en el mercado colombiano con una cartera formada por doce plantas en distintas fases de desarrollo que suman alrededor de 150 MW. Este movimiento se enmarca en la estrategia de rotación de activos presentada durante su Capital Markets Day, con la que Grenergy prevé generar 800 millones de euros hasta 2027. Con esta transacción, la compañía supera el sesenta por ciento del objetivo fijado en el plan.

En el último año, Grenergy ha cerrado varias operaciones relevantes, entre ellas la venta de la planta Gabriela a **CVC DIF**, así como de los proyectos Víctor Jara y Quillagua I y II a **ContourGlobal (KKR)**. Todas estas instalaciones forman parte de la plataforma Oasis de Atacama y alcanzaron un valor empresa conjunto cercano a 1.500 millones de dólares. En España, la compañía vendió en octubre las plantas de José Cabrera y Tabernas, que suman 297 MW, por 273 millones de euros.

Grenergy ha cerrado los nueve primeros meses de 2025 con un incremento destacado en sus principales indicadores financieros. La empresa registró ingresos de 687 millones de euros, un ciento

cuarenta y siete por ciento más que en el mismo periodo del año anterior. El EBITDA se situó en 111 millones, un aumento del ciento nueve por ciento, y el beneficio neto alcanzó los 45 millones, multiplicando por siete el resultado del ejercicio previo.

«Con la comunidad energética ahorramos hasta un 50% en la factura de la luz»

- Ana Millán, presidenta de la Asociación Arousa en Transición, explica los beneficios que tienen este tipo de entidades, que permiten a ciudadanos producir y vender energía | En 2024, Galicia fue la comunidad en la que más crecieron, alcanzando las 64



Paneles de autoconsumo del proyecto 'Mar&Luz 1'

comunidades,Galicia,energía,factura de la luz,consumidores,Gente

<https://www.farodevigo.es/galicia/2025/11/30/comunidad-energetica-ahorramos-50-factura-124292319.html>

Noela Vázquez Dosil

Domingo, 30 noviembre 2025

Galicia se erigió en 2024 como la región líder en la creación de nuevas comunidades energéticas de todo el país, que permiten que los ciudadanos y entidades locales puedan obtener beneficios ambientales, económicos y sociales produciendo, almacenando o incluso vendiendo energía. Ana Millán, presidenta de Arousa en Transición, tiene claro que el apoyo institucional debería ser mayor, pero también que, a pesar de las dificultades para llegar hasta donde están ahora, cada paso ha valido la pena y este tipo de entidades se erigen como una forma de resistencia ante el modelo individualista y consumista de la actualidad. Hoy en día, 12 familias reciben energía del proyecto 'Mar&Luz 1', gracias a las placas fotovoltaicas instaladas en un tejado de propiedad municipal, que también suministran a la lonja y a dos cargadores para vehículos eléctricos, que en caso de ser necesario también pueden abastecerse de la red tradicional. El excedente, si lo hay, se vende. Sacarlo adelante fue complejo, explica, y después de recibir la subvención «empezó lo difícil» — llegando a pedir un préstamo para cubrir el resto de la inversión hasta los 50.000 euros que costó—, pero su éxito es innegable, y ahora están avanzando en el segundo proyecto, 'Mar&Luz 2', que dará suministro a otras 20 familias.

¿Cuánto llegáis a ahorrar por vivienda?

Depende, en invierno producimos menos porque los días son más cortos, pero en primavera y verano, que son los mejores meses, estamos cerca de ahorrar el 50% de la factura.

¿Cómo valoráis el apoyo institucional?

Somos optimistas y vemos que las comunidades energéticas funcionan, pero echamos en falta que las administraciones pongan más de su parte. Ahora, lo que más nos urge es el permiso de la Xunta para colocar las placas del nuevo proyecto en el tejado del colegio Torre Illa, por el que llevamos esperando más de un año. Y tampoco nos cansaremos de decir que no es normal que proyectos como el nuestro, que son de interés general, se sustenten con trabajo voluntario y tengan tantas trabas burocráticas.

¿Por qué le recomendarías a la gente que se sume a este tipo de proyectos?

Las comunidades son redes de ayuda, que nos empoderan. Estas son entidades que ponen a las personas en el centro y no a la rentabilidad económica, son proyectos que cuidan de los territorios y de las personas, pensados a pequeña escala y que nos convierten no en meros consumidores, sino en actores activos dentro del mundo energético para pasar a ser 'prosumidores' [productores y consumidores] y comercializadores de energía. Al final, los recursos del territorio son de su gente.

Acciona.org lleva la electricidad con placas solares a 230 hogares aislados en el desierto de Atacama (Chile)

- La fundación Acciona.org ha extendido su programa de electrificación rural 'Luz en Casa' en la región de Atacama (Chile) a las comunidades de Caldera y Copiapó.



Luz en Casa Atacama 2.

<https://elperiodicodelaenergia.com/acciona-org-lleva-la-electricidad-con-placas-solares-a-230-hogares-aislados...>

Redacción

Lunes, 01 diciembre 2025

Ningún comentario

La fundación Acciona.org ha extendido la actividad de su programa de electrificación rural 'Luz en Casa' en la región de Atacama (Chile) a las comunidades de Caldera y Copiapó , con un proyecto de acceso a partir de sistemas fotovoltaicos en, inicialmente, 230 hogares de ambas comunidades.

En un comunicado, Acciona.org ha explicado que estas placas solares domiciliarias "garantizan un acceso estable y confiable" a servicios como iluminación y conexión de electrodomésticos esenciales (un refrigerador, televisión, radio o ventilador, entre otros) en Chile, donde cerca de 1.000 viviendas aún carecen de acceso a electricidad.

Además, el proyecto establece un modelo de gestión que garantiza el mantenimiento de los sistemas y el reemplazo de piezas con la contribución de cuotas asequibles aportadas por los usuarios. Para el caso de Chile, estas cuotas se gestionan a través de las sucursales de Caja Vecina de Banco Estado.

Acciona.org

De esta manera, se amplía la actividad a una segunda región en Chile, ya que el programa 'Luz en Casa' llegó al país sudamericano en 2021 en la comuna de Canela. Desde entonces, ha extendido su actuación a toda la región Coquimbo, donde ha beneficiado a más de 800 familias. Desde su

implementación en esta zona, el programa ha mejorado la calidad de vida de más de 2.600 personas en 160 comunidades.

Acciona Energía vende dos activos renovables en Sudáfrica por 255 millones y obtiene plusvalía de 65 millones Los dos proyectos de Acciona Energía son el parque eólico Gouda, con una capacidad de 138 MW, y la planta fotovoltaica Sishen, de 94 megavatios.

Para la entidad, "al proporcionar electricidad de forma estable, se fortalece el tejido social, se impulsa el desarrollo económico local y se contribuye a reducir las desigualdades territoriales". Además, al reemplazar soluciones basadas en generadores diésel, se disminuye la dependencia de combustibles fósiles y se reducen "significativamente las emisiones de gases contaminantes, lo que genera un impacto positivo en el entorno de las poblaciones".

Noticias relacionadas

- **Marruecos arranca tres plantas solares de 202 MW para la extracción de fosfatos**

Redacción 01/12/2025

- **El recibo de la luz baja un 4,3% en noviembre tras el abaratamiento registrado en el precio de la electricidad**

Redacción 01/12/2025

- **El mercado mayorista de la electricidad se abarata un 44% en un noviembre muy renovable**

Redacción 30/11/2025

- **La factura eléctrica de un consumidor PVPC cae en noviembre ante el menor coste de la luz**

Redacción 30/11/2025

No hay comentarios

Deja tu comentario

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

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

[Síguenos en redes sociales](#)

Últimas noticias

- El mayor apagón de este lunes en Cuba cubrirá a la vez el 59% del país, una cifra récord
- Corredor (Red Eléctrica) cree que la Unión Europea se juega su supervivencia en la integración energética
- Saudi Aramco y Sonatrach encarecen los precios del propano y el butano ante la escasez mundial del suministro
- Quintana destaca el plan para proteger la zona de Almaraz y evitar "lo sucedido en Garoña"
- Empresarios de la siderometalurgia alertan de la importancia de mantener instalaciones de gas



AFME participa en los trabajos para la protección bidireccional en instalaciones eléctricas

- La transición energética ha modificado el paradigma de la protección bidireccional en las instalaciones eléctricas.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/proveedores/198313/afme-participa-proteccion-bidirecci...>

C de Comunicación

Lunes, 01 diciembre 2025

Carlos Vives, secretario del CTN-UNE 201/SC23E “Interruptores automáticos y aparamenta similar para uso doméstico y aplicaciones análogas”, estuvo presente en la reunión del IEC 23E/WG2 “Protección contra el choque eléctrico”, celebrada del 4 al 6 de noviembre en las instalaciones del Standards Australia en Sídney (Australia).

abajo” para garantizar la seguridad eléctrica ha dejado de ser válido para determinadas instalaciones en las que la energía puede fluir **desde la red de distribución hacia el consumo o desde la generación individual hacia la propia red de distribución** .

Este es el caso, por ejemplo, de instalaciones **Vehicle to Grid (V2G)** , en las que el vehículo eléctrico suministra energía a la red o una instalación fotovoltaica para autoconsumo con excedentes en situación de vertido a la red.

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

La **transición energética** asociada a la descarbonización que debe implementarse según los objetivos establecidos por Europa ha modificado el paradigma de las **instalaciones eléctricas** .

Mediante la **generación distribuida** , dichas instalaciones pueden ser consumidoras y productoras de energía (**prosumidoras**) , lo que implica la necesidad de asegurar que las protecciones eléctricas de estos circuitos actúen en ambas direcciones de la corriente eléctrica.

El concepto tradicional de protección eléctrica “aguas abajo” para garantizar la seguridad eléctrica ha dejado de ser válido para determinadas instalaciones en las que la energía puede fluir **desde la red de distribución hacia el consumo o desde la generación individual hacia la propia red de distribución** .

Protección bidireccional en instalaciones eléctricas

Diversos grupos de normalización están tratando este cambio de paradigma tanto en lo referente a las instalaciones eléctricas como a los requerimientos de los dispositivos de protección, donde **AFME** está participando activamente.

Carlos Vives , secretario del CTN-UNE 201/SC23E *“Interruptores automáticos y aparamenta similar para uso doméstico y aplicaciones análogas”* , estuvo presente en la **reunión del IEC 23E/WG2 “Protección contra el choque eléctrico”** , celebrada del 4 al 6 de noviembre en las instalaciones del Standards Australia en Sídney (Australia).

Durante el encuentro, se analizó un informe que expone esta problemática y se concluyó que era necesario continuar trabajando en la cuestión. Asimismo, se determinó que estos trabajos debían desarrollarse en conjunto con otros comités de normalización de la IEC, a fin de coordinar la **elaboración de normas adecuadas** para este nuevo escenario.

Por otro lado, se trabajó en aspectos destacados como la nueva norma para la protección diferencial de instalaciones de corriente continua o la revisión de la norma de los interruptores diferenciales de tipo B y tipo F.

En caso de estar interesado en participar en este y otros comités de normalización en los que se desarrollarán estos temas, pueden contactar con el Departamento Técnico de AFME a través del correo electrónico **tecnica@afme.es** .

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

Coslada licita la instalación fotovoltaica conjunta de 253,44 kWp en cinco edificios municipales

- El contrato tiene un valor estimado de 281.833 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 11 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras es de seis meses.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/01/coslada-licita-la-instalacion-fotovoltaica-conjunta-de-25344-kwp-en-ci...>

Lunes, 01 diciembre 2025

El contrato tiene un valor estimado de 281.833 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 11 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras es de seis meses.

Jose Pedrosa

El Ayuntamiento de Coslada (Comunidad de Madrid) ha abierto una licitación para las obras de instalación solar fotovoltaica de autoconsumo de 253,44 kWp sobre cubierta en cinco edificios municipales.

El contrato tiene un valor estimado de 281.833 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 11 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras es de dos meses.

El proyecto se divide en las siguientes instalaciones:

Teatro Municipal Antonio López

La instalación consta de un inversor de 100 kWn. El inversor fotovoltaico elegido es de la marca Huawei, modelo Huawei 100KTL-M2. Queda definido por 12 ramas conectadas en paralelo en el inversor: seis de ellas con 18 módulos conectados en serie y otras seis con 19 módulos, lo que suma un total de 222 módulos fotovoltaicos, siendo la potencia pico total de 120,99 kWp.

Edificio de Servicios Sociales

La instalación consta de un inversor de 25 kWn. El inversor fotovoltaico elegido es de la marca Huawei, modelo Huawei SUN2000-25KTL-M5. Queda definido por 4 ramas conectadas en paralelo en el inversor, con 13 módulos conectados en serie, lo que suma un total de 52 módulos fotovoltaicos, siendo la potencia pico total de 28,34 kWp.

Biblioteca Luisa Carnés de Coslada

La instalación consta de un inversor de 60 kWn. El inversor fotovoltaico elegido es de la marca Huawei, modelo Huawei SUN2000-60KTL-M0. Queda definido por 7 ramas conectadas en paralelo en el inversor, con 19 módulos conectados en serie, lo que suma un total de 133 módulos fotovoltaicos, siendo la potencia pico total de 72,49 kWp.

Centro Cultural Margarita Nelken

La instalación consta de un inversor de 15 kWn. El inversor fotovoltaico elegido es de la marca Huawei, modelo Huawei SUN2000-15KTL-M5. Queda definido por 2 ramas conectadas en paralelo en el inversor, con 16 y 17 módulos conectados en serie, lo que suma un total de 33 módulos fotovoltaicos, siendo la potencia pico total de 17,99 kWp.

Centro Multifuncional de La Rambla

La instalación consta de un inversor de 12 kWn. El inversor fotovoltaico elegido es de la marca Huawei, modelo Huawei SUN2000-12KTL-M5. Queda definido por 2 ramas conectadas en paralelo en el inversor, con 13 y 12 módulos conectados en serie, lo que suma un total de 25 módulos fotovoltaicos, siendo la potencia pico total de 13,63 kWp.

El proyecto está financiado por la Unión Europea con Fondos Next Generation-EU con cargo a las subvenciones dictadas por la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid.

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



Del crecimiento al rendimiento: Solar Steel analiza el nuevo equilibrio del mercado solar español

- Solar Steel aprovechó su presencia en Genera 2025 para exponer su hoja de ruta para el mercado español. Edgar Morán, Key Account Manager, explicó a Review E...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energía renovable](#)

[energía renovable](#)

[energías limpias](#)

[energía fotovoltaica](#)

[energía solar](#)

<https://www.review-energy.com/solar/del-crecimiento-al-rendimiento-solar-steel-analiza-el-nuevo-equilibrio-de...>

Lunes, 01 diciembre 2025

1 diciembre 2025 0

Genera 2025 volvió a confirmar que el sector fotovoltaico español ha entrado en una fase de madurez marcada por la presión sobre la rentabilidad, la sofisticación técnica y la necesidad de exprimir cada activo instalado. En este contexto, la presencia de **Gonvarri Solar Steel** en la feria no solo sirvió para mostrar nuevas soluciones, sino para reforzar una lectura estratégica clara del mercado: el futuro del solar pasa por la fiabilidad, la eficiencia operativa y la optimización a largo plazo.

Durante el evento, la compañía —líder en el diseño y suministro de **seguidores solares y estructuras fijas**— reafirmó su posición como **mayor fabricante de seguidores solares en España por segundo año consecutivo**, pero el mensaje que dejó va más allá del volumen: el foco está en cómo sostener la rentabilidad de los proyectos en un entorno cada vez más exigente.

Un mercado español tensionado por precios y curtailment

En conversación con Review Energy, **Edgar Morán, Key Account Manager de Solar Steel**, señaló que el mercado español es hoy uno de los más competitivos del mundo. A la elevada penetración fotovoltaica se suman precios de energía cada vez más bajos y un aumento de las horas de curtailment, factores que reducen directamente los márgenes de los proyectos.

Ante este escenario , la **propuesta de valor de Solar Steel se articula en torno a tres pilares: innovación realista, fiabilidad técnica y control de costes** . “No se trata de reinventar la tecnología, sino de mejorarla donde aporta valor”, señaló Morán, subrayando que el origen industrial del grupo Gonvarri —especializado en la transformación del acero— permite a la compañía tener una sensibilidad diferencial sobre uno de los principales componentes del coste de un seguidor solar.

Esta integración industrial se convierte así en una ventaja competitiva en un mercado donde cada céntimo cuenta.

Evolución tecnológica sin perder foco: el seguidor 1P

La presentación del nuevo seguidor solar 1P en Genera 2025 encaja con esta visión. Lejos de introducir cambios disruptivos sin recorrido, Solar Steel ha apostado por una evolución incremental centrada en mejorar la fiabilidad estructural, simplificar el montaje y reducir costes operativos.

Entre las principales mejoras destacan la estandarización de la posición de defensa frente a viento, nieve y granizo en 55 grados; el rediseño de la cabeza de giro para optimizar la distribución de cargas; la reducción de tiempos de instalación gracias a componentes premontados; la simplificación del mantenimiento mediante la disminución de uniones atornilladas; y una mayor adaptabilidad al terreno.

Estas mejoras responden directamente a una realidad del mercado: los nuevos proyectos ya no se desarrollan en terrenos “ideales”. La complejidad orográfica y climática se ha convertido en la norma, y la capacidad de adaptación es hoy un criterio clave en la toma de decisiones.

El nuevo campo de batalla: postventa, datos y optimización del LCOE

Si algo quedó claro en Genera 2025 es que el crecimiento de la fotovoltaica traslada cada vez más valor a la fase operativa. Solar Steel identifica **la postventa como uno de los grandes vectores de futuro del sector**, con un papel creciente del seguimiento en tiempo real y el análisis de datos.

En este sentido, la compañía apuesta por **plataformas de monitorización** que permiten analizar el comportamiento de las plantas desde una visión macro hasta el detalle de cada componente, con un objetivo claro: minimizar el LCOE y maximizar la rentabilidad durante toda la vida útil del activo.

Junto a ello, el perfeccionamiento del backtracking aparece como otra tendencia clave, especialmente en mercados saturados donde optimizar la producción sin penalizar la planta es esencial.

La participación de Solar Steel en Genera 2025 deja una conclusión nítida: el sector solar ya no compite solo en capacidad instalada, sino en eficiencia, fiabilidad y gestión inteligente de los activos. En un entorno donde la rentabilidad se estrecha, la diferencia la marcan la ingeniería bien ejecutada, el control de costes desde el diseño y la capacidad de acompañar a los proyectos durante toda su vida operativa.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Dos municipios de Barcelona se suman a la energía 100% renovable

- La primera gasinera Bio de España está en Zaragoza, fruto de un acuerdo entre Redexis, Axpo y Zoilo Ríos. Suministra biometano y bioGNL, gas natural licuado bio



Dos municipios de Barcelona se suman a la energía 100% renovable

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/dos-municipios-de-barcelona-se-suman-a-20251201>

Celia García-Ceca

Lunes, 01 diciembre 2025

El **Grupo Tersa**, la empresa pública especializada en la gestión de servicios ambientales relacionados con la economía circular, ha incorporado este 2025 dos nuevos ayuntamientos de Barcelona a su accionariado. Con esta unión, Sant Adrià de Besòs y Montgat podrán proveerse de energía 100% renovable suministrada por Barcelona Energía y, al mismo tiempo, beneficiarse de la amplia oferta de servicios energéticos que ofrece la compañía, como la gestión integral de instalaciones fotovoltaicas y otros servicios especializados en eficiencia energética.

Para ello, **Barcelona Energía**, la eléctrica pública metropolitana, incorporará, pues, un total de 254 puntos nuevos de suministro público, de los que 179 corresponden a Sant Adrià de Besòs y 75 a Montgat. Estos nuevos puntos permitirán suministrar 6.629.705 kW h de energía 100% renovable, con 5.742.154 kW h destinados a Sant Adrià de Besòs y 887.551 kW h a Montgat. Gracias a este incremento, se reducirá la emisión de 676,23 toneladas de CO₂, contribuyendo de manera directa a la mitigación del cambio climático y a la transición energética del territorio.

Con estas nuevas adhesiones, Grupo Tersa ya suma 14 consistorios metropolitanos dentro de su accionariado, además del Ayuntamiento de Barcelona. Las incorporaciones de Sant Adrià de Besòs y Montgat se suman a las de Pallemà, Santa Coloma de Cervelló y Torrelles de Llobregat (2024); Santa Coloma de Gramenet, El Papiol, Castellbisbal, Barberà del Vallès, Esplugues de Llobregat y Sant Just Desvern (2023); y Sant Boi de Llobregat, Sant Feliu de Llobregat y Sant Vicenç dels Horts (2022).

La UPV impulsa la primera planta piloto agrivoltaica sobre cultivo de cítricos para avanzar en agricultura 4.0 - Energética 21

- El proyecto investigará durante varias campañas cómo interactúan la producción fotovoltaica y el rendimiento agronómico en una explotación real de mandarinos.



La UPV impulsa la primera planta piloto agrivoltaica sobre cultivo de cítricos para avanzar en agricultura 4.0.

upv planta piloto agrivoltaica cítricos agricultura 40 generación fotovoltaica agrivoltaica cultivo de cítricos

<https://energetica21.com/noticia/upv-impulsa-primera-planta-piloto-agrivoltaica-cultivo-citricos-avanzar-agricul...>

Energética 21

Lunes, 01 diciembre 2025

El proyecto investigará durante varias campañas cómo interactúan la producción fotovoltaica y el rendimiento agronómico en una explotación real de mandarinos.

La **Cátedra Agrivoltaica de la Universidad Politécnica de Valencia (UPV)** ha puesto en marcha la primera instalación piloto sobre cultivo de cítricos, un proyecto pionero orientado a estudiar de forma detallada las interacciones entre la generación fotovoltaica y la actividad agrícola en una explotación en producción.

La agrivoltaica se plantea como una solución para afrontar de manera simultánea dos retos globales: aumentar la generación renovable y mantener la productividad de los cultivos. Aunque esta técnica comenzó a explorarse en los años ochenta, la mayor parte de los avances se han limitado a cultivos hortícolas o de baja altura. En cítricos, un sector clave en la Comunidad Valenciana, no existían referencias debido a la altura necesaria de las estructuras y a los costes iniciales asociados.

El proyecto comenzó en dos mil veintitrés y evaluará parámetros como irradiancia real, calidad de la cosecha, productividad energética y agronómica o posibles interferencias en las labores agrícolas. La investigación se enmarca en el convenio de colaboración de la Cátedra Agrivoltaica, que reúne a

EMIN Energy , Fundación Elecnor , VAO Sistemas , GSFI Energía , Gestión y Administración Técnica Agraria y la Comunidad de Regantes de Llíria .

La planta piloto está situada en una finca de cítricos de **Agro Cycle Life** , en el término municipal de Llíria. Se trata de una instalación de 30 kWp sobre mandarinos de variedad Tango Gold de cuatro años. La estructura, diseñada específicamente para esta explotación, alcanza los cinco metros de altura para evitar interferencias con los árboles y se divide en dos zonas: una fija y otra equipada con seguidor solar. **EMIN Energy** ha desarrollado la ingeniería y el diseño, mientras que la empresa **Ruano** ha ejecutado la construcción.

En los próximos días se incorporará un sistema avanzado de sensorización para registrar variables microclimáticas y energéticas. Estos datos, junto con las mediciones agronómicas, permitirán comparar el rendimiento de tres bloques experimentales: zona control, estructura fija y estructura móvil. Además, la instalación funciona como sistema de autoconsumo, lo que facilitará analizar su contribución a la eficiencia energética de la explotación y a la reducción de costes asociados al riego y a la gestión de la finca.

“Este proyecto nace con la vocación de aportar datos sólidos y extrapolables al conjunto del sector. La agrivoltaica abre oportunidades reales para mejorar la competitividad de las explotaciones, pero su implantación plantea desafíos como el diseño adecuado al tipo de cultivo y al clima”, señalan desde el equipo investigador. Añaden que el trabajo conjunto con la UPV permitirá generar conocimiento adaptado a las condiciones específicas del cultivo de cítricos en la región.

La instalación estará completamente operativa en las próximas semanas y se espera obtener los primeros resultados durante esta campaña. Estos avances se integrarán en una tesis doctoral derivada del proyecto Universidad-Empresa.



Los fondos UE de ayuda al autoconsumo han llegado a 20.000 hogares de la Comunitat Valenciana

- Fondos europeos (Programa 4 de Incentivos al Autoconsumo) han subvencionado cerca de 70 MW de autoconsumos solares residenciales en la Comunitat Valenciana



Los fondos UE de ayuda al autoconsumo han llegado a 20.000 hogares de la Comunitat Valenciana

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/los-fondos-ue-de-ayuda-al-autoconsumo-20251201>

Antonio Barrero F.

Lunes, 01 diciembre 2025

Las subvenciones de las que la Generalitat valenciana acaba de hacer balance (86 millones de euros), ayudas enmarcadas en el Programa 4 de Incentivos al Autoconsumo (que ha sido dotado con fondos europeos), han posibilitado la puesta en marcha de "cerca de 70 MW de potencia fotovoltaica". Según el vicepresidente segundo para la Recuperación, Medio Ambiente, Infraestructuras y Territorio de la Generalitat, Vicente Martínez Mus, la Comunitat Valenciana "ha sido una de las regiones que mejor ha aprovechado los fondos europeos en autoconsumo", gracias a una estrategia apoyada en tres pilares: más financiación, simplificación de procedimientos y mejor gestión. Martínez Mus ha realizado este balance en el marco de las **Jornadas de Energías Renovables** que han tenido lugar en el Centro de Educación Ambiental de la Comunitat Valenciana, escenario en el que ha estado acompañado por el director general de Calidad y Educación Ambiental, Jorge Blanco.

El titular de Medio Ambiente ha recordado que la Generalitat logró una ampliación extraordinaria de fondos con 54,6 millones adicionales, ampliación que fue aprobada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (organismo dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico).

Por otro lado, Martínez Mus ha destacado la simplificación de trámites impulsada en la Comunitat Valenciana. "Detectamos un bloqueo generalizado en toda España y solicitamos al Ministerio introducir procedimientos más ágiles".

Así -ha apuntado el vicepresidente segundo-, se introdujo la justificación por módulos y se redujo más del 50% de la documentación exigida a las familias. Y hoy -asegura- el Programa 4 "es una ayuda moderna, eficiente y adecuada a su escala real".

Más recursos para la Administración autonómica

El vicepresidente segundo también ha destacado el refuerzo del equipo técnico, que en 2024 se amplió con 23 profesionales para gestionar cerca de 50.000 solicitudes, así como la modernización digital del procedimiento.

"Una ayuda masiva requiere herramientas modernas, y las hemos puesto en marcha junto a la Dirección General de Tecnologías de la Información y las Telecomunicaciones", ha subrayado, en referencia a la automatización de procesos, los accesos directos a expedientes o el envío de SMS recordatorios a la ciudadanía, entre otras mejoras.

Martínez Mus ha avanzado que la Generalitat lanzará en 2026 una línea autonómica de ayudas al autoconsumo residencial, financiada al 100% con fondos propios. Será, según ha señalado, "más simple, con un procedimiento unificado de concesión y pago, y pensada para todas las familias que no hayan podido entrar en el Programa 4 por agotamiento de fondos europeos". El titular de Medio Ambiente no ha concretado en todo caso el presupuesto con el que el Gobierno de Pérez Llorca dotará esa "línea autonómica de ayudas al autoconsumo residencial".

Naturgy y BlueNewables apuestan por la fotovoltaica flotante en mar abierto

- Naturgy se lanza a la conquista del océano para convertirlo en nuevo un nuevo campo para la energía solar fotovoltaica.



Naturgy y BlueNewables apuestan por la fotovoltaica flotante en mar abierto

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

https://www.energias-renovables.com/energias_del_mar/naturgy-y-blunewables-apuestan-por-la-fotovoltaica-...

Manuel Moncada

Lunes, 01 diciembre 2025

La iniciativa, canalizada a través de Innovahub -la plataforma de innovación de la compañía-, ha recibido financiación del IDAE dentro del programa **Renmarinas**, orientado a impulsar nuevas soluciones renovables en entornos marinos. Por el momento, la construcción de este sistema fotovoltaico flotante avanza en el astillero San Enrique (Vigo) con la idea de ponerlo en marcha en marzo de 2026, fecha que marcará el inicio de la fase de pruebas reales, que se llevará a cabo en el Puerto de Valencia.

Naturgy y BlueNewables mantendrán una cooperación estrecha durante todo el desarrollo del proyecto piloto, con un acuerdo que incluye el intercambio de información técnica, económica y operativa, tanto en la etapa de fabricación como durante los dos años posteriores a la puesta en marcha. Los impulsores del proyecto generarán informes sobre rendimiento, incidencias técnicas, costes, lecciones aprendidas y estrategias de despliegue tecnológico, con el objetivo de evaluar la viabilidad y escalabilidad del modelo.

Un nuevo campo para la transición energética

La fotovoltaica flotante en mar abierto se perfila como una línea estratégica de investigación por su potencial de complementar otras tecnologías marinas, especialmente la eólica offshore. Además, esta variante de la fotovoltaica ofrece soluciones específicas para la descarbonización de puertos o para proyectos autónomos en islas y zonas remotas donde el acceso a la red eléctrica es limitado.

Con esta iniciativa, Naturgy reafirma su compromiso con la innovación energética, no solo en el ámbito de fotovoltaica flotante, ya que desde su Innovahub, la compañía está desarrollando proyectos disruptivos en áreas como el biometano, el hidrógeno verde, la digitalización, la

inteligencia artificial, las redes inteligentes y la ciberseguridad. Todo ello con un objetivo común: acelerar la transición hacia un modelo energético más eficiente, sostenible y resiliente.

La apuesta por el mar como espacio energético emerge así como un nuevo horizonte para las renovables españolas. Y es que las olas pueden no producir electricidad, pero quizá pronto sirvan de base para que el sol que las baña sí lo haga.



Nuevos pasos hacia la digitalización completa de las plantas termosolares de torre

- SUN-DT se probará en dos plantas comerciales CSP. Una de ellas, Khi Solar One, en la imagen.



Nuevos pasos hacia la digitalización completa de las plantas termosolares de torre

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/termosolar/nuevos-pasos-hacia-la-digitalizaci-n-completa-20251129>

ER

Lunes, 01 diciembre 2025

Las centrales termosolares de torre utilizan miles de heliostatos que siguen la posición del sol y concentran su luz en un receptor situado en lo alto de la torre. Allí se genera calor a muy alta temperatura, que posteriormente se convierte en electricidad.

Se trata de una tecnología en ascenso a nivel mundial, pero ese mismo ritmo de crecimiento obliga a Europa a avanzar en su digitalización “para mantener su liderazgo y reducir los costes por debajo de los objetivos establecidos en el Plan Estratégico de Tecnologías Energéticas (SET Plan) de la UE”, según Joerg Widmer, investigador principal del proyecto y director de investigación en Imdea Networks.

“SUN-DT impulsa la tecnología termosolar de concentración (CSP, por sus siglas en inglés) de torre hacia una era completamente digital. Al combinar calibración basada en inteligencia artificial, mantenimiento predictivo y optimización en tiempo real, permitimos que las plantas operen de forma más eficiente y fiable que nunca. Este proyecto refuerza el liderazgo tecnológico de Europa en energías renovables”, añade el investigador.

Imdea Networks lidera el desarrollo de la capa de comunicaciones inalámbricas 5G que permitirá la caracterización y calibración de los heliostatos, lo que resulta clave para disponer de enlaces fiables y de alta capacidad en todo el campo solar, asegurando una recogida de datos robusta y habilitando ciclos de retroalimentación en tiempo real.

El proyecto desarrollará, en concreto, cuatro herramientas digitales interoperables —Heliostatacc, SUN-Dtwin, D-OPT y Predom— que permitirán mejorar de forma medible el rendimiento de las centrales termosolares. Estas tecnologías automatizan la calibración del campo solar, crean un gemelo digital para la toma de decisiones en tiempo real, optimizan la entrega de energía a la red en cada momento y permiten aplicar mantenimiento predictivo.

Todas estas herramientas se integrarán en una plataforma unificada, SUN-DT, que se probará y validará en dos instalaciones experimentales y dos plantas comerciales de energía solar concentrada: la de Khi Solar One en Sudáfrica y la de Cerro Dominador en Chile. Estas plantas son operadas por dos socios del consorcio, COX y Acciona respectivamente, y representan diferentes configuraciones de torres CSP.



Bruselas corona a España como nuevo 'hub' energético con 20 proyectos estratégicos

Incluyen interconexiones eléctricas, el corredor de hidrógeno y una red transfronteriza de CO2

Rubén Esteller MADRID.

La Comisión Europea ha incorporado alrededor de veinte proyectos vinculados a España en la segunda lista de Proyectos de Interés Común (PCI) y Proyectos de Interés Mutuo (PMI) que presentó ayer. La selección refuerza el posicionamiento de España como uno de los nodos centrales en la transformación energética continental, con actuaciones en electricidad, hidrógeno y CO2 que aspiran a acelerar permisos, acceder a financiación del Mecanismo Conectar Europa y mejorar la integración de energías renovables y redes transfronterizas.

En el ámbito eléctrico, España figura en varias interconexiones clave. La Comisión mantiene el proyecto de refuerzo entre Portugal y España a través del eje Beariz-Fontefría-Ponte de Lima, que incluye nuevas subestaciones y ampliaciones de capacidad en ambos países. También confirma el avance de la interconexión submarina entre Gatica, en el País Vasco, y Cubnezais, en Francia, conocida como Biscay Gulf. A estos proyectos se suman dos nuevas interconexiones hispanofrancesas a través de los Pirineos: la conexión en-

tre Navarra y Landes, identificada como *Pyrenean crossing 1*, y el corredor entre Aragón y Marsillon, denominado *Pyrenean crossing 2*. Todas estas infraestructuras buscan aliviar cuellos de botella históricos, reforzar la resiliencia del sistema peninsular e incrementar los intercambios con el centro de Europa. También incluye varios proyectos de almacenamiento por bombeo, esenciales para gestionar la variabilidad renovable. Entre ellos figuran la instalación Navaleo, el complejo reversible Aguayo II, la planta CHR Irene y el bombeo PSP Conso II.

España adquiere un papel aún más relevante en el bloque de hidrógeno, donde se integra plenamente en el gran corredor occidental que conectará la Península Ibérica con Francia y Alemania. La lista reconoce la infraestructura troncal española vinculada al futuro *backbone* nacional, que permitirá canalizar hidrógeno renovable hacia la interconexión BarMar, la tubería submarina entre España y Francia. A esta estructura principal se suman cinco electrolizadores de gran escala repartidos por varias comunidades autónomas: el Valle Andalus del Hidrógeno Verde en Huelva, el electrolizador del valle as-



Teresa Ribera, vicepresidenta de Comisión Europea. EP

turiano, el proyecto Valdo Eume en Galicia, el electrolizador Catalina y la planta ErasmoPower2X. El documento también incorpora dos alma-

cenamientos subterráneos, H2 Storage North-1 y H2 Storage North-2.

En materia de CO2, España figura integrada en el proyecto Pycasso,

que desarrollará una red transfronteriza de captura, transporte y almacenamiento entre Francia y España. Este proyecto permitirá canalizar emisiones industriales españolas hacia un emplazamiento geológico situado en el suroeste francés, y representa el primer gran corredor bilateral de CO2 en el sur de Europa. Su impacto potencial es significativo para sectores como el refino, la siderurgia o la fabricación de cemento.

La nueva lista confirma que la Península se consolida como uno de los centros neurálgicos de la integración energética europea. Las interconexiones eléctricas situarán a

Se impulsan las conexiones con Francia, el hidroduto BarMar y nuevos almacenamientos

España en una posición de mayor intercambio con el resto del continente; los grandes corredores de hidrógeno reforzarán el papel de la Península como proveedor renovable hacia el norte de Europa; y el desarrollo de infraestructuras de CO2 abre la puerta a una descarbonización industrial más profunda. Con esta planificación, Bruselas reconoce que la Península Ibérica deja de ser un sistema "periférico" para pasar a ocupar una posición estratégica en el nuevo mapa energético de la Unión.



Ocean Winds logra 2.000 millones para su parque marino polaco

El BEI, el ICO y 13 bancos respaldan la operación

R. Esteller MADRID.

Ocean Winds ha cerrado la financiación de su primer parque eólico marino en Polonia. La compañía –controlada al 50% por EDP Renewables y ENGIE– ha asegurado alrededor de 2.000 millones de euros de financiación de proyecto y ha alcanzado el cierre financiero de BC-Wind, la instalación con la que da el salto de la fase de desarrollo a la construcción.

El esquema financiero cuenta con el respaldo del Banco Europeo de Inversiones, que aporta cerca de un tercio del total, del Instituto de Crédito Oficial espa-

390

MW

Es la potencia de la que dispondrá la nueva instalación de OW en Polonia

ñol y de un consorcio de trece bancos comerciales. El volumen y diversidad de financiadores, según destaca la propia compañía, reflejan la madurez del proyecto y su estabilidad a largo plazo.

BC-Wind prevé entregar sus primeros megavatios en 2028 y, una vez en operación, suministrará electricidad libre de emisiones a casi medio millón de hogares polacos.

La instalación se ubicará a unos 23 kilómetros de la costa, frente a las localidades de Krokowa y Choczewo, e incorporará 26 aerogeneradores de 14 MW –con función Power Boost que eleva su potencia a 15 MW– hasta alcanzar cerca de 390 MW de capacidad total.



Ignacio Herrero

China Three Gorges se creó en 1994 para construir la presa de las Tres Gargantas, la mayor instalación hidroeléctrica del mundo. El grupo energético está presente en el sudeste asiático, Oriente Medio y Egipto, y también tiene inversiones en Alemania, Grecia, Portugal y España, desde donde mueve los hilos de su filial europea, China Three Gorges Europe. Su consejero delegado, Ignacio Herrero, atiende a este diario en Madrid.

«España es la puerta de entrada de China Three Gorges en Europa»

José Luis Roca

SARA LEDO
Madrid

— A España llegaron en 2020 tras la compra de activos a X-Elio.

— En 2011 participamos en el proceso de privatización de EDP con la compra del 21,35%, que da origen a CTG Europa. En 2018 lanzamos la opa sobre EDP porque era el paso natural en un momento en donde en el sector se empezaba a hablar de consolidación, pero desistimos en 2019 y es cuando decidimos entrar en España, en 2020. Desde entonces hemos construido una base de activos de prácticamente 2 GW, de los cuales 1,3 GW son solar fotovoltaica y otros 600 MW son eólicos.

— ¿Qué peso tiene en el grupo?

— En el resto de Europa tenemos 288 MW de eólica marina en Alemania y una posición muy pequeña, de 18 MW de fotovoltaica, en Grecia.

— ¿Cuál es el atractivo de España?

— Venimos de fuera sin absolutamente nada, solo con capital, con lo cual empezamos a hacer compras de activos operativos. España tiene escala, tiene liquidez del mercado y una posición privilegiada para el recurso y una situación geográfica como puente hacia Latinoamérica, que es otra de las geografías importantes para CTG.

— La solar fotovoltaica es su principal fuente de generación, pero no pasa por su mejor momento con precios negativos en el mercado, ¿les preocupa?

— La energía solar es la forma de generación eléctrica más barata que existe. Tiene unas barreras de entrada relativamente bajas y su construcción no es tan compleja como la de la eólica o los ciclos combinados. Pero se ha desarrollado de forma poco controlada y tiene capacidad ociosa por tres motivos: la demanda no tiene un nivel suficiente como para poner en operación todas esas centrales, hay congestión en las redes y, después del apagón, Red Eléctrica, con la operación reforzada, sustituye a las energías renovables,



Ignacio Herrero, CEO de China Three Gorges en Europa.



«La fotovoltaica es la energía más barata, pero se desarrolló de forma poco controlada»

principalmente a la fotovoltaica, por ciclos combinados (gas).

— Cuando dice que la solar fotovoltaica se ha desarrollado de forma poco controlada, ¿a qué se refiere?

— No se ha hecho acorde a la demanda ni acorde a las necesidades del sistema. El apagón fue un toque de atención que demuestra que las renovables necesitan cierto desarro-

llo tecnológico para poder penetrar más en el sistema eléctrico.

— ¿Qué lectura hace del apagón?

— Pone el foco en varios elementos. El sistema eléctrico es generación, redes y demanda. La generación había cambiado. Pero en las redes no se habían hecho inversiones suficientes para adaptarse a esos cambios. Además, con la inteligencia artificial o la movilidad eléctrica se generan distintas dinámicas en la demanda en cuanto a patrones de consumo, potencia, volatilidad y estacionalidad. Tiene que haber una inversión muy fuerte en redes.

— ¿Qué planes tiene China Three Gorges en España?

— Seguir creciendo. Por la naturaleza de compañía tenemos bastante marcado lo que podemos hacer. Nos encantaría invertir en redes, pero va

a ser muy complicado porque somos una empresa de generación. Vamos a priorizar inversiones en eólica y en nuevas tecnologías.

— ¿Podemos decir que España es la puerta de entrada para China Three Gorges en Europa?

— Se podría decir, sí. EDP fue en su día la puerta de entrada y a raíz de EDP hemos desarrollado esa capacidad. Además, los cuarteles generales de China Three Gorges Europa están en España. Y todos los equipos están en España.

— Se habló de participar en Natogy. ¿Siguen valorando la entrada en alguna empresa española?

— No somos un inversor financiero, somos un inversor industrial y lo que buscamos es sacar réditos industriales de las inversiones que hacemos, no simplemente un retorno razonable. Creo que el momento global del sector requiere forjar alianzas y estamos viendo de forma activa cómo podemos mejorar nuestra posición y nuestras capacidades a través de otras compañías españolas.

— ¿Por ejemplo?

— Una alianza con un centro de datos o con desarrolladores solares. A día de hoy se ve como un problema la solar fotovoltaica, pero la solución está sobre la mesa con el almacenamiento (baterías). Podemos ser un puente con toda la cadena de suministro, de todo el sector industrial y tecnológico chino, que domina el sector, en el segmento solar y en gran parte del hidrógeno.

— ¿Qué significa ser puente de la cadena de suministro chino? ¿Traer fabricación de China?

— Igual que han hecho las compañías españolas como Iberdrola, Endesa o Natogy cuando se fueron a América y llevaron todo lo que era el sector financiero por las relaciones bancarias que había, nuestra inversión en EDP favoreció a que el sector financiero chino se estableciera también en Portugal. En temas de fabricación, nuestra ambición de inversión es una buena excusa para establecer capacidades de producción chinas en Europa. ■

A vueltas con el mercado de capacidad español: ¿por qué no se ha aprobado la medida que salvaría a ciclos y baterías?

- La Comisión Europea se está replanteando dar ayudas a las plantas de gas en plena apuesta por mantener los objetivos climáticos.



A vueltas con el mercado de capacidad español: ¿por qué no se ha aprobado la medida que salvaría a ciclos y baterías?

<https://elperiodicodelaenergia.com/a-vueltas-con-el-mercado-de-capacidad-espanol-por-que-no-se-ha-aproba...>

Ramón Roca

Lunes, 01 diciembre 2025

La Comisión Europea se está replanteando dar ayudas a las plantas de gas en plena apuesta por mantener los objetivos climáticos

La regulación del nuevo mercado de capacidad español se ha convertido en una especie de muñeco de pim pam pum con el que Gobierno y Comisión Europea siguen mareando la perdiz. Y ya van cuatro años con ello, aunque realmente con esta última propuesta digamos que un año y medio largo.

El caso es que el nuevo mecanismo de capacidad que daría una mayor visibilidad a los ciclos combinados y al almacenamiento energético en España no está ni se le espera, al menos para este año.

Según fuentes a las que ha tenido acceso El Periódico de la Energía, la pelota está en el tejado de la Comisión Europea desde hace semanas o incluso meses, pero no sale la cosa.

La causa del retraso

El departamento que dirige Teresa Ribera en Bruselas está trabajando para tratar de homogeneizar las distintas regulaciones nacionales al respecto. Por lo visto, no es únicamente España quien quiere

establecer un mercado de capacidad o que los que están ya en funcionamiento hayan presentado alguna mejora.

"El retraso es debido en buena parte a ello, quiere establecer las mismas reglas del CISAF (Marco de Ayudas Estatales para un Pacto Industrial Limpio) y homogeneizarlo está costando más tiempo de lo que se esperaba", explican fuentes del sector.

Lo que desconocen en el sector es si esto es una nueva patada para adelante del departamento de Ribera, que se vería abocada a dar ayudas al gas cuando se ha erigido en los últimos años como el azote de los combustibles fósiles en Europa, o si por el contrario está cada vez más cerca de aprobarse la medida.

Otras fuentes del sector han explicado a este diario que el propósito de Bruselas es nombrar a uno de los comisarios para que se pueda inhibir Ribera y tomar una decisión al respecto. Esto todavía no se ha producido y será en las próximas semanas cuando se produzca.

Esto hará que en el mejor de los casos, el nuevo mercado de capacidad pudiera estar aprobado para el primer trimestre del año, "previsiblemente en febrero", de tal manera que el Ministerio lo dejara todo cerrado y aprobado para el segundo semestre de 2026.

Subasta para 2027

Con ello, se podría dar la circunstancia de poder hacer una especie de subasta a modo de prueba por unos seis meses y arrancar el mecanismo a partir del 1 de julio, pero como el producto es anual, lo más previsible es que se prepare durante esos seis meses finales del próximo año para arrancar los nuevos pagos a partir del 1 de enero de 2027.

Fuentes del Ministerio esperan que se pueda aprobar la medida lo antes posible y aseguran que todo por su parte ya está hecho y que sólo queda el visto definitivo de Bruselas.

También existen otras voces en el sector en el que piden que esta medida no se haga porque incrementaría los costes energéticos a la ya de por sí abultada factura de la luz de los consumidores.

También existen otras voces que creen que el mercado de capacidad no se va a dar porque el Gobierno está dando múltiples ayudas al almacenamiento, la última convocatoria los 827 millones del FEDER, de tal manera que no necesitarían ya más ayudas.

La situación de los ciclos

Pero sin duda, quien necesita saber qué va a pasar son los ciclos combinados. La situación de estas plantas ha mejorado al estar proporcionando mayor estabilidad al sistema eléctrico tras el apagón del 28 de abril.

El modo de operación reforzada invita a que los ciclos sean los principales productores de energía eléctrica durante los últimos meses del año. Además, si creen que es necesario que se mantengan tal y como reza el PNIEC para 2030 y más allá, estas plantas necesitan saber con qué pueden contar de cara a los próximos años.

Entonces, la situación es de incertidumbre total en el sector. Poca confianza a que salga aprobado pronto si finalmente lo hace ya que hasta ahora todo han sido excusas desde el Gobierno y la Comisión Europea y el sector se siente esperanzado pero no puede aguantar mucho tiempo más con esta situación.

O homogenizan rápido el asunto en Bruselas o se temen en el sector que esto se quede en agua de borrajas. Lo veremos.

BOE: 7 proyectos en la última semana de noviembre con 213 MW de fotovoltaica, 21,60 MW de hibridación y 67 MW BESS

- El Boletín Oficial del Estado publicó, en la última semana de noviembre, siete proyectos de energías renovables.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/01/boe-7-proyectos-en-la-ultima-semana-de-noviembre-con-213-mw-de...>

Lunes, 01 diciembre 2025

El Boletín Oficial del Estado publicó, en la última semana de noviembre, siete proyectos de energías renovables.

Jose Pedrosa

Recopilamos los anuncios más destacados del BOE de la última semana de noviembre:

Autorización administrativa previa para las modificaciones del proyecto y autorización administrativa de construcción de la instalación fotovoltaica Recova Solar Ampliación, de 50,40 MW de potencia instalada, y su infraestructura de evacuación, en el término municipal de Colmenar de Oreja (Madrid). Se declara, en concreto, su utilidad pública. Promovida por **Totalenergies**.

Declaración de utilidad pública de la planta fotovoltaica Agrupación Maira Beta, de 140,127 MW de potencia instalada, y de una parte de sus infraestructuras de evacuación, que incluyen la línea a 30 kV SET Maira Delta-SET Valluércanes, la línea a 220 kV SE Valluércanes-AP entroke T-D18, la línea a 220 kV SET Valdatorón-SET La Vid, la línea a 220 kV SET Llano-SET La Vid, la línea a 400 kV RM Garoña-SET Barcina Garoña REE, la subestación La Vid 220/30 kV, la subestación Llano 220/30 kV, la subestación SET Valdatorón 220/30 kV y la subestación Valluércanes 220/30 kV, en Burgos. Promovida por **Solaria**.

Modificación de la autorización administrativa previa y de construcción, y declaración de utilidad pública del proyecto de la planta solar fotovoltaica PSFV Garcia, de 20 MW sobre terreno en suelo no urbanizable, y su infraestructura de evacuación, en los términos municipales de Garcia y Móra d'Ebre, en la comarca de la Ribera d'Ebre. Promovido por **European Energy** .

Solicitud de autorización administrativa y declaración de utilidad pública del proyecto Parque Fotovoltaico Güímar, de 2,7 MW, en el término municipal de Arafo. Promovido por **Naturgy** .

Información pública del Estudio de Impacto Ambiental, la solicitud de autorización administrativa previa y de construcción, y la solicitud de declaración de utilidad pública de la instalación híbrida Parque Eólico Elawan Campanario I Híbrido, de 21,60 MW, para su hibridación con el parque fotovoltaico existente Elawan Campanario I, de 48,12 MW, y la instalación de almacenamiento Planta Campanario I Híbrido, de 3,82 MW, junto con sus infraestructuras de evacuación. Promovida por **Elawan Energy** .

Informe de impacto ambiental del proyecto Módulos de almacenamiento de energía por baterías Ictio Alcázar II e Ictio Alcázar III, de 20 MW de potencia instalada cada uno, para su hibridación con los parques fotovoltaicos Ictio Alcázar II y III, en la provincia de Ciudad Real. Promovido por **Galp** .

Informe de impacto ambiental del proyecto Módulo de almacenamiento OPDE Miramundo, de 24,04 MW, para su hibridación con la planta fotovoltaica existente Miramundo, de 49,99 MW, y su infraestructura de evacuación, en la provincia de Cádiz. Promovido por **Opdenenergy** .

Aviso: los anuncios publicados en el BOE que se recogen aquí mencionan a los promotores iniciales de los proyectos. Es posible que estos se hayan vendido o traspasado con posterioridad.

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



MAYTE SOLÁN

La puesta en marcha de este complejo significa que la ciudad dejará en breve de ser una isla energética.

● La Subestación Virgen de África dejará atrás la isla eléctrica tras una inversión de más de 10,5 millones por parte de la Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta, filial de Endesa

Ceuta se conecta al futuro energético

Mayte Solán CEUTA

La Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución (EA-ECD), filial de Endesa, está ejecutando un proyecto de ingeniería único, que transformará la infraestructura energética de la ciudad autónoma al recibir el suministro procedente del nuevo cable submarino de alta tensión que construye Red Eléctrica de España (REE). La pieza central de este engranaje es la Subestación Virgen de África, una instalación declarada de interés estratégico y de especial interés para Ceuta.

La puesta en marcha de este complejo significa que la ciudad dejará en breve de ser una isla energética, contando con un abastecimiento conectado con la red peninsular.

Ubicada estratégicamente en la zona portuaria, la Subestación Virgen de África es fundamental, ya que su propósito principal es transformar la energía que llega desde la Península para que pueda ser distribuida por la red local. La conexión de la red de transporte llega a la subestación en alta tensión (132 kV) y esta instalación se encarga de reducir ese voltaje a la tensión de la red de distribución de la ciudad, que es de 15 kV.

El proyecto de la subestación, ha supuesto una inversión total superior a los 10,5 millones de eu-

ros. Para su ejecución ha sido necesaria la implicación de un equipo técnico de más de 50 profesionales trabajando bajo estrictas medidas de seguridad.

Técnicamente, la subestación es una instalación clave para mejorar la calidad del suministro eléctrico. Cuenta con dos transformadores de potencia de 40 MVA cada uno que llegaron a la ciudad a mediados de agosto de

Para su ejecución ha sido necesario un equipo técnico de más de 50 profesionales

2025. La infraestructura es flexible, automatizada y digitalizada y está preparada para responder rápidamente a las demandas futuras de la ciudad. Además, incluye un edificio de control equipado con protección contra incendios y está diseñada para ser telemandada, es decir, por control remoto.

Red de Distribución

Asociadas a la subestación se han construido diez nuevas líneas de media tensión (15 kV) que conforman la nueva red de distribución de la ciudad. Esta fase del proyecto ha supuesto una inversión adicional y un esfuerzo de coordinación con la administración



CEDIDA

El proyecto ha tenido una inversión superior a los 10,5 millones de euros.

local.

La inversión en esta infraestructura de media tensión alcanzó los 730.000 euros en una fase inicial de tendido de 13.500 metros de cableado. Posteriormente, la finalización del tendido subterráneo de estas diez líneas, concluida el pasado 18 de noviembre, sumó casi 15 kilómetros de nuevo cableado, alcanzando específicamente

14.580 metros instalados. Esta fase final supuso una inversión de 1,3 millones de euros.

Para llevar a cabo estos trabajos se requirió la apertura de 690 metros de canalizaciones nuevas y el refuerzo de más de 100 metros de galerías subterráneas existentes. El tendido se desarrolló en la prolongación de la avenida de Madrid y en la zona portuaria de la

avenida Don Juan de Borbón.

Un equipo de 18 técnicos especializados culminó la instalación de este cableado. Estas diez nuevas líneas parten de la subestación Virgen de África y se dirigen a tres centros de reparto existentes que han sido adaptados y redimensionados para acoger los nuevos conductores: el centro de reparto Antigua Estación de Ferrocarril (4 líneas de 15 kV); el centro de reparto Estacionamiento Antigua Estación de Ferrocarril (4 líneas de 15 kV), y el centro de reparto Muelle Dato (2 líneas de 15 kV).

Respaldo de la red

Esta nueva red de distribución convivirá con la actualmente operativa. Las diez líneas de distribución que salen de la central diésel se mantendrán, ya que esta permanecerá como respaldo a partir de la interconexión submarina con la Península para responder a cualquier fallo o avería.

La importancia estratégica del proyecto quedó patente el 8 de octubre de 2025, cuando el presidente de la Ciudad Autónoma de Ceuta, Juan Vivas, visitó las obras. Durante el recorrido, el líder del Ejecutivo local expresó su reconocimiento y agradecimiento a Endesa y a la Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta por el trabajo y el compromiso demostrado, catalogando la subestación como una "infraestructura esencial para el futuro energético de nuestra ciudad".

Gracias a esta nueva infraestructura, la Empresa de Alumbrado Eléctrico de Ceuta Distribución está preparada para ofrecer a los ceutíes un sistema más sólido, garantizando el suministro energético y mejorando la calidad del servicio para todos.

El consumo de combustibles de automoción crece un 6% en octubre

- El consumo de combustibles de automoción ha alcanzado los 2,554 millones de toneladas en el mes de octubre, lo que representa un incremento del 6%.



Una mujer repostando en una gasolinera, a 9 de octubre de 2024, en Madrid (España).

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-consumo-de-combustibles-de-automocion-crece-un-6-en-octubre/>

Redacción

Lunes, 01 diciembre 2025

En el décimo mes del año, ascendieron interanualmente tanto las gasolinas, con un incremento del 9,5%, como los gasóleos auto, que aumentaron un 4,9%

Redacción

01/12/2025

Compartir Comentar Una mujer repostando en una gasolinera, a 9 de octubre de 2024, en Madrid (España). Marta Fernández Jara - Europa Press

El consumo de combustibles de automoción ha alcanzado los 2,554 millones de toneladas en el mes de octubre, lo que representa un incremento del 6% con respecto al mismo periodo del ejercicio pasado y un aumento del 5,2% frente al pasado mes de septiembre, según datos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (Cores).

En el mes de octubre ascendieron interanualmente tanto las **gasolinas**, con un incremento del 9,5%, como los gasóleos auto, que aumentaron un 4,9%. Y es que en octubre se elevó el consumo de todos

los grupos de productos frente al mismo mes del año pasado, a excepción de los fuelóleos (-4,6%). Así, crecieron GLP (+31,3%), **querosenos** (+6,9%) y **gasóleos** (+3,0%).

Mientras, en el acumulado del año el consumo de combustibles de automoción asciende un 2,7% frente al mismo periodo de 2024, aumentando tanto las gasolinas (+7,8%) como los gasóleos de automoción (+1,2%). También crecen querosenos (+4,8%) y gasóleos (+2,8%), mientras que descienden GLP (-12,9%) y fuelóleos (-10,5%).

Los combustibles de automoción y el gas natural

En lo que respecto al **consumo de gas natural**, en octubre creció un 22% frente al mismo mes del año pasado, situándose en 29.072 gigavatios hora (GWh).

El redactor recomienda

El consumo de combustibles de automoción crece un 4,4% en septiembre

El consumo de combustibles de automoción en julio fue un 8% superior al del año pasado

El consumo de combustibles de automoción se mantuvo en mayo (+0,4%) gracias a gasolinas

El **consumo convencional** cayó (-0,9%), mientras el destinado para generación eléctrica se disparó un 86,8% y el **GNL** de consumo directo aumentó un 16%.

Respecto al pasado mes de septiembre, se incrementó el consumo total un 18,9%, aumentando el convencional (+12,1%) y el destinado a generación eléctrica (+33,7%), mientras que el **GNL** de consumo directo cayó un 4,8%.

En el acumulado anual, el consumo de gas natural aumenta un 7,0% frente al mismo periodo de 2024, disminuyendo el consumo convencional (-3,1%), mientras que se dispara el destinado a generación eléctrica (+39,1%) y GNL de consumo directo (+9,6%).

No hay comentarios

Deja tu comentario

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

Enviar comentario

Síguenos en redes sociales

El futuro de la energía es azul: la apuesta por la eólica marina

- La energía eólica marina, pieza elemental en la lucha contra el cambio climático: costes y perspectivas de su despliegue.



El futuro de la energía es azul: la apuesta por la eólica marina

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-futuro-de-la-energia-es-azul-la-apuesta-por-la-eolica-marina/>

Joan Ramon Morante

Lunes, 01 diciembre 2025

Héctor Santcovsky

Y

El reto de la descarbonización en la transición energética

La energía eólica se ha demostrado como un pilar fundamental en la generación de energías alternativas, y la eólica marina también forma parte de esa estrategia imprescindible para acelerar la lucha contra el cambio climático. Muchos países implementan actuaciones con esta fuente de energía primaria renovable. El debate sobre este tema toma una dimensión singular, especialmente desde la furibunda crítica y boicot que con la que Trump está atacando esta fuente por ser un gran activo para reemplazar a las fuentes fósiles

En la larga lista de conclusiones acumuladas, después de 29 celebraciones de las conferencias de las Partes (COP), o reunión internacional centrada sobre el Cambio Climático de la Convención Marco de las Naciones Unidas (CMNUCC), destaca la necesidad de reducir el consumo de fuentes energéticas fósiles para evitar emitir CO₂ procediendo a reemplazarlas por energías renovables.

Numéricamente ello implica que la energía total final consumida, que hoy día tiene un origen fósil en un porcentaje por encima del 75% pase a tener, como mínimo, una composición en donde el porcentaje de fuentes renovables tienda a superar el 80%, dejando las fuentes fósiles para usos

donde aún no son posibles otras soluciones o alternativas viables y factibles a corto plazo, pero que deberían ser resueltas en horizontes no lejanos.

El reto en el despliegue de las renovables para descarbonizar la economía no es solo producir de forma sostenible las fuentes para el actual consumo de electricidad. La parte esencial del reto es incrementar las capacidades de producción de electricidad verde para reemplazar el uso de fuentes fósiles, incluyendo también por una parte una mayor eficiencia energética y, por otra, el aumento ocasionado por las nuevas necesidades introducidas por la digitalización, los centros de datos, la inteligencia artificial, la industria 4.0, la movilidad sostenible, la producción de hidrógeno, la captura de CO₂, los usos del CO₂, la economía circular de productos...

Lo que está en juego, en este contexto, no es solo una transición energética, sino también una transición productiva y geopolíticamente factible. Europa debe acelerar su autonomía estratégica frente a un contexto de tensiones globales (guerra en Ucrania, disputa comercial EE. UU. – China, inestabilidad en Oriente Medio). En este tablero, España no puede limitarse a ser consumidora pasiva de tecnología. Debe convertirse en productora de soluciones, generando industria propia y empleo cualificado.

Fuentes energéticas sostenibles disponibles y recursos

Para realmente satisfacer las necesidades de la lucha contra el cambio climático, es preciso disponer de grandes cantidades de energía renovable. Esto obliga a llevar una detallada evaluación de los recursos propios disponibles y de las capacidades de producción.

Es obvio que la cesta energética de electricidad verde no se puede llenar sólo con las aportaciones de las fuentes actuales ya sean la fotovoltaica, el autoconsumo, las comunidades energéticas y la agregación de energía, la energía hidráulica, la hidráulica reversible, la bioenergía o la energía eólica terrestre. La situación sería todavía más crítica si se cierran las centrales nucleares.

Consecuentemente es preciso explorar todos los recursos propios y plantearse la optimización de sus contribuciones a la cesta energética.

En este contexto, a nivel mundial, desde Japón a Noruega pasando por Estados Unidos, sin olvidar Corea, China, Escocia, Irlanda, Dinamarca, Holanda, Bélgica, Francia, Portugal, España... se ha valorado la elevada potencialidad de los recursos que pueden provenir del mar, en especial la eólica marina flotante como solución en la mayoría de los países con importantes frentes marinos. Por ejemplo, dos tercios de la capacidad eólica en EE. UU. están en aguas profundas, para las que la anterior administración norteamericana (DoE) había previsto un despliegue inicial de 35 GW para 2035. En este sentido la eólica marina no es "la" solución única, pero sí un vector imprescindible en una cesta diversificada.

Además, tiene una ventaja clave frente a la fotovoltaica terrestre: la concentración de potencia y la estabilidad relativa de los vientos en alta mar. Ello le da un papel estratégico como "columna vertebral" para respaldar electrificación masiva de sectores como, por ejemplo, la movilidad y el hidrógeno verde.

Es imprescindible, sin embargo, que este despliegue se realice bajo estrictos criterios ambientales. La eólica marina debe planificarse con evaluaciones cuantitativas rigurosas de impacto sobre la biodiversidad, la pesca, los ecosistemas marinos y el paisaje costero. Solo así podrá consolidarse como una alternativa sostenible y socialmente aceptada. El reto no es únicamente tecnológico o económico, sino también de gobernanza y control ambiental, con mecanismos de seguimiento continuo, participación ciudadana y transparencia en la toma de decisiones.

Madurez de la energía eólica flotante y costes

Hasta ahora no hay todavía un acumulado suficiente de experiencias en el despliegue de la energía eólica flotante para que se pueda considerar a ésta en su momento de plena madurez. Su situación es similar a la que se encontraba la industria fotovoltaica hace algunas décadas, en las que tanto en prestaciones como en costes la fotovoltaica estaba aún muy lejos de las prestaciones y costes que ofrece hoy día.

No obstante, con la lección aprendida de la fotovoltaica, su evolución es impresionante. De aerogeneradores de menos de 10 MW ya se están ensayando máquinas de 12, 15 y hasta 18 MW que están indicando el camino a seguir.

Por eso, a nivel internacional las diferentes compañías implicadas tienen objetivos muy claros para los próximos años que no es otro que disponer de la cadena industrial de servicios y de infraestructura completa de producción en serie de los aerogeneradores, ensayar diferentes diseños de fijaciones y anclaje en el fondo marino, introducir la potencialidad de la inteligencia artificial para optimizar su control, minimizar sus impactos ambientales o sobre la biodiversidad y llevar a la máxima eficiencia los cables submarinos de evacuación de energía.

Los retos son claros y los objetivos establecidos pretenden sobrepasar la línea de reducción de costes en el orden de un 70% de los actuales. Según estimaciones del NREL, el LCOE (Levelized Cost Of Energy) de 181 \$/MWh podría situarse en la zona de los 45–55 \$/MWh en las próximas décadas.

En ese sentido, para verificar realmente la viabilidad de los proyectos es imprescindible evaluaciones basadas en criterios cuantitativos y no solo cualitativos, aspecto que permitirá a los responsables políticos tomar decisiones sobre criterios de sostenibilidad.

Las actuales indefiniciones legislativas y los cambios en las políticas en ciertos países han dado lugar a una situación de carencia de suministros industriales, tanto para la construcción de prototipos como para el cable de evacuación energética, que actualmente elevan los costes por encima de los 150 €/MWh. Aun así, todas las perspectivas anuncian una situación futura competitiva.

La cuestión clave ya no es solo tecnológica, sino política: si Europa y España apuestan por acelerar la curva de aprendizaje con inversiones sostenidas (NextGenerationEU, PERTE de energías renovables, taxonomía verde) o si se repite el error de la fotovoltaica, donde China se hizo dominante en la cadena de valor.

La batalla de la eólica flotante será también industrial.

La energía eólica flotante se puede convertir en una excelente oportunidad para la industria y un activo tecnológico. El coste de construcción por kW (oscila entre 5.000 y 10.000 €) es hoy en día excesivo al no estar todavía debidamente implementada la cadena de producción.

El reto, al igual que ocurrió con la industria fotovoltaica, es conseguir una fuerte reducción de costes, especialmente en base a la fabricación de aerogeneradores en procesos en serie dentro de una cadena integrada de implementación de la eólica marina (muy por debajo de 3.000 €/kW). Ello supone reducción en el coste de la turbina, de las diferentes partes del balance del sistema o de los costes complementarios.

Aunque hoy constituye una gran dificultad para el desarrollo de la eólica flotante, representa una oportunidad para el desarrollo científico-tecnológico, así como para la industria para implementar toda la cadena de producción, montaje en zona portuaria, transporte e instalación de eólica marina flotante en aguas profundas.

También es una oportunidad para el desarrollo de conocimiento e investigación para disponer de datos detallados que permitan una real cuantificación de los impactos de la eólica marina flotante en el medio marino, flora y fauna.

En clave española, esto significa reindustrializar astilleros, puertos y empresas metalúrgicas, generar empleo cualificado en zonas costeras y vincular universidades y centros tecnológicos en un ecosistema de innovación. La eólica marina puede ser, en este sentido, la palanca para una transición justa que combine descarbonización, industria y cohesión territorial.

La energía eólica flotante y España

España tiene su plan de ordenación del espacio marítimo (POEM). Además, dispone de dos plataformas preliminares como Plocan en Canarias, cubriendo las características del océano Atlántico, y Bimep, cubriendo las características del mar Cantábrico, y otra en desarrollo como Plemcat en el Mar Mediterráneo.

Estas infraestructuras constituyen una base experimental sólida para profundizar en el conocimiento real y cuantificable de los impactos, de forma que las autoridades dispongan de datos objetivos y no solo hipótesis preventivas para ratificar la sostenibilidad de la eólica marina flotante. Al mismo tiempo, permiten ensayos para que se constituya la cadena completa de una industria eólica española con incidencia a nivel mundial. Esto permitiría conducir a estas tecnologías hacia una escala de costes competitivos, realizando una progresión paulatina en la reducción de costes a imagen y semejanza de lo ocurrido con la fotovoltaica.

En conclusión, si las cuantificaciones de impactos ambientales y sobre la biodiversidad no aconsejan lo contrario, España, su industria, su ciencia y su tecnología no pueden perder esta oportunidad, a pesar de que hoy todavía los costes no sean suficientemente competitivos. El riesgo es claro: si España se limita a ser espectadora, se perderá el tren, como ocurrió en el pasado con las cadenas industriales de la solar.

Pero si se apuesta ahora, la eólica marina puede convertirse en un activo tecnológico, industrial y estratégico para nuestro país. No se trata solo de energía, sino de industria, de soberanía energética

y de futuro sostenible.

Joan Ramon Morante, Catedrático de Física en la Universidad de Barcelona y director del IREC (Instituto de Investigación en Energía de Cataluña).

Héctor Santcovsky, sociólogo y politólogo, profesor asociado de la Universidad de Barcelona, especializado en desarrollo sostenible.

El Gobierno lanza el proceso participativo para diseñar la nueva Estrategia de Transición Justa a 2030

- El Miteco ha lanzado la consulta pública previa para la elaboración de la Estrategia de Transición Justa 2026-2030.



La vicepresidenta y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen, durante la primera reunión del Comité para el análisis del apagón.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-lanza-el-proceso-participativo-para-diseñar-la-nueva-estrategia...>

Redacción

Lunes, 01 diciembre 2025

La propuesta busca recabar la visión y las aportaciones de la ciudadanía, las organizaciones sociales, las administraciones, las empresas y los demás agentes interesados

Redacción

01/12/2025

Compartir Comentar La vicepresidenta y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen, durante la primera reunión del Comité para el análisis del apagón. Gustavo Valiente - Europa Press

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) , a través del Instituto para la Transición Justa (ITJ), ha lanzado la consulta pública previa para la elaboración de la Estrategia de Transición Justa 2026-2030 , que estará abierta hasta el próximo 1 de febrero y tiene por objetivo recabar la visión y las aportaciones de la ciudadanía, las organizaciones sociales, las administraciones, las empresas y los demás agentes interesados.

Según informó el Ministerio, la consulta busca alinear las políticas de transición justa con las metas energéticas y climáticas del **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030** , "con el

objetivo central de maximizar las oportunidades de actividad económica y empleo derivadas de la transición hacia una economía baja en emisiones, al tiempo que se minimizan los impactos sobre las personas trabajadoras y los territorios más expuestos".

De esta manera, se solicita la opinión de los agentes interesados sobre temas como los principales desafíos y oportunidades sociolaborales del proceso de transición energética en los próximos cinco años, así como la identificación de colectivos y territorios vulnerables ante la descarbonización o los instrumentos y políticas necesarios para garantizar una transición justa.

También se cuestiona en la consulta sobre los mecanismos de coordinación institucional y social que mejoren la eficacia de las actuaciones u otros elementos que deberían tenerse en cuenta el diseño y la ejecución de la nueva estrategia.

Hacia una transición justa

España cuenta desde 2019 con un **Marco Estratégico de Energía y Clima**, con tres ejes principales: la mitigación, la adaptación y la transición justa.

La Ley de Cambio Climático y Transición Energética, aprobada el 20 de mayo de 2021, establece que la Estrategia de Transición Justa, que debe actualizarse cada cinco años, constituye el instrumento de ámbito estatal dirigido a la optimización de las oportunidades en la actividad y el empleo de la transición hacia una economía baja en emisiones de gases de efecto invernadero y a la identificación y adopción de medidas que garanticen un tratamiento equitativo y solidario a las personas trabajadoras y territorios en dicha transición.

El redactor recomienda

Baterías: la clave para una transición energética segura y eficiente en España

España acelera su transición energética, pero no logrará alcanzar la neutralidad climática en 2050

El Fondo Europeo de Inversiones destina 70 millones a Klima2, el fondo de transición energética de Alant

La primera Estrategia de Transición Justa, aprobada en 2019, situó a España como el primer país de la **Unión Europea** en dotarse de un instrumento específico para garantizar que la transición ecológica se despliegue de manera equitativa y solidaria.

Avances logrados

Con la revisión 2026-2030, el Ministerio indicó que busca consolidar los avances logrados, incorporar las lecciones aprendidas y adaptar los objetivos al nuevo contexto energético, social y económico.

La transición justa no se limita al sector energético; afecta al conjunto del tejido productivo y a la organización del empleo en **España** . Por ello, tomando como referencia el PNIEC, la nueva estrategia

aspira a identificar las oportunidades de generación de empleo y los retos emergentes, y proponer medidas y políticas de acompañamiento que fomenten el desarrollo económico sostenible en los territorios.

No hay comentarios

Deja tu comentario

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

Enviar comentario

Síguenos en redes sociales



El Ivace+i Innovación desarrolla un sistema de almacenamiento que anticipa la demanda y prioriza a las renovables

- La primera gasinera Bio de España está en Zaragoza, fruto de un acuerdo entre Redexis, Axpo y Zoilo Ríos. Suministra biometano y bioGNL, gas natural licuado bio



El Ivace+i Innovación desarrolla un sistema de almacenamiento que anticipa la demanda y prioriza a las renovables

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/el-ivace-i-innovacion-desarrolla-un-20251201>

Celia García-Ceca

Lunes, 01 diciembre 2025

La Consejería de Innovación, Industria, Comercio y Turismo de la Generalitat Valenciana ha anunciado la financiación, a través de **Ivace+i Innovación**, de un **nuevo sistema inteligente** para la gestión eficiente de la energía eléctrica en redes híbridas como la española, que combina fuentes renovables y convencionales. El objetivo es integrar las distintas fuentes de energía mediante el uso de baterías de litio, de forma que se priorice el uso de las renovables bajo los escenarios de máxima eficiencia energética, teniendo en cuenta la demanda de la red y otros condicionantes. De este modo, se contribuirá a elevar la estabilidad de la red y reduce el riesgo de episodios como el apagón general que paralizó el país el pasado 28 de abril.

El proyecto, denominado 'Smartbatt', está coordinado por Asesoría de Gestió i Comunicacions (AGC), que coopera en su ejecución con la ingeniería Inderen y la empresa Plug & Play Energy. Además, cuenta con la financiación de la Unión Europea a través del programa FEDER Comunitat Valenciana para el periodo 2021-2027. A través de esta iniciativa se pretenden desarrollar baterías de litio modulares, con un diseño mecánico optimizado y un sistema de control avanzado basado en inteligencia artificial, capaz de gestionar la energía de forma eficiente, predecir la demanda y priorizar el uso de renovables. Es precisamente la combinación de estas características innovadoras la que confiere a esta plataforma ventajas frente a otros productos existentes en el mercado. Gracias a su diseño modular, este sistema de almacenamiento energético se puede ampliar y mantener con facilidad, lo que dota al proyecto de la suficiente flexibilidad para adaptarse a las necesidades.

Además, la gestión inteligente mediante IA, que permite anticipar tanto el consumo como la generación de electricidad, mejora el rendimiento y la eficiencia, reduciendo a su vez las pérdidas de energía y prolongando la vida útil de las baterías. 'Smartbatt' se puede gestionar en remoto a través

de una plataforma web y una aplicación móvil que posibilita la monitorización y gestión de la instalación en tiempo real. De hecho, en el caso de que se detecte un problema, el propio sistema es capaz de aislar las celdas defectuosas sin que se interrumpa el suministro. En el desarrollo de la iniciativa colaboran AGC, empresa especializada en el desarrollo de software, Inteligencia Artificial (IA) y plataformas de control y monitorización e Inderen, que se dedica al diseño mecánico de los contenedores envolventes y sistemas electromecánicos. El consorcio lo completa Plug And Play Energy (P&P), que aporta su experiencia fundamentada en la integración de baterías y un amplio conocimiento del sector energético y de almacenamiento.

Asimismo, el Instituto de Automática y Robótica Industrial (Ai2) de la Universitat Politècnica de Valencia (UPV) ha proporcionado asesoramiento técnico para obtener los modelos de control de optimización energética. También se espera contar con el soporte del Instituto Tecnológico de la Energía en las fases de validación, ensayos y difusión tecnológica. El proyecto se alinea con las conclusiones de los Comité Estratégico de Innovación Especializado (CEIE) en Descarbonización, que aboga por el desarrollo de mejoras en el almacenamiento y gestión de la energía como uno de los retos prioritarios de la Comunidad Valenciana en este ámbito. Asimismo, también contribuye a alcanzar el objetivo de la digitalización.

El mercado mayorista de la electricidad se abarata un 44% en un noviembre muy renovable

- El precio de la electricidad en el mercado mayorista ha bajado en noviembre hasta situarse, de media, en unos 60 euros/megavatio hora (MWh).



El mercado mayorista de la electricidad se abarata un 44% en un noviembre muy renovable.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-mercado-mayorista-de-la-electricidad-se-abarata-un-44-en-un-noviembr...>

Redacción

Lunes, 01 diciembre 2025

Se ha pagado a 58,6 euros en noviembre, lo que supone una caída del 44% respecto a los niveles registrados en el mismo mes del año pasado

El **precio de la electricidad en el mercado mayorista o 'pool'** , una de las referencias para la tarifa regulada o PVPC, ha bajado en noviembre hasta situarse, de media, en unos 60 euros/megavatio hora (MWh), coincidiendo con la alta generación renovable, que ha rondado el 60% del 'mix'.

Según el histórico elaborado por *EFE* , el MWh se ha pagado a 58,6 euros en noviembre, lo que supone una caída del 44% respecto a los niveles registrados en el mismo mes del año pasado , cuando la media fue de 104,4 euros/MWh.

Se sitúa así en un importe similar a los 63,4 euros/MWh de noviembre de 2023. Además, se mantiene lejos de los 124,4 euros a los que se pagó en el mismo mes de 2022, ejercicio en el que la invasión rusa de Ucrania tensionó los mercados energéticos.

Si se pone el foco en 2025, el precio medio de la electricidad en el mercado mayorista se ha abaratado un 23% respecto a los 75,8 euros/MWh de octubre.

La subida del 'pool' aquel mes cortó varias caídas consecutivas de precios medios en julio (70 euros/MWh), agosto (68,4 euros/MWh) y septiembre (61,04 euros/MWh).

El precio medio del mercado mayorista en noviembre, eso sí, está notablemente por encima del mínimo mensual registrado en mayo (16,9 euros/MWh), y de los 26,8 euros de abril.

Elevada generación renovable

El impulso **fotovoltaico** y **eólico** han sido los responsables de esta bajada del precio de la electricidad, apuntaban los analistas de Grupo ASE en su informe de avance.

La entrada de varias borrascas impulsó la producción eólica, que hizo que hasta el 20 de noviembre esta generación encabezara el 'mix' eléctrico (un 33%), situándose un 17% por encima del promedio de los últimos cinco años, conforme a estos expertos.

Asimismo, señalaban, la fotovoltaica registró un comportamiento inédito en un mes de noviembre, y pese a la menor irradiación solar propia de esta época del año, aportó el 14,3% del 'mix' de generación, superando el 40% en las horas centrales del día.

En total, las tecnologías renovables produjeron cerca del 60% (59,6%) de la electricidad en el mes, como muestra la estadística diaria del sistema eléctrico español peninsular de **Red Eléctrica**, con datos hasta el 28 de noviembre.

Con los resultados de las subastas celebradas hasta este sábado, el precio medio acumulado del mercado mayorista se situaría en los 64,11 euros/MWh.

De mantenerse así, al cierre del año estaría ligeramente por encima de la media de 2024, que fue de 63,19 euros/MWh. No obstante, si se comparara con 2023, el precio medio del 'pool' estaría alrededor de un 26 % por debajo.

Este noviembre ha sido el segundo mes con el sistema cuartohorario en vigor, lo que ha supuesto pasar de 24 precios al día a 96.

El potencial de España para liderar el desarrollo de 'data centers'

- España se encuentra ante una oportunidad estratégica: aprovechar su fortaleza energética, su creciente conectividad internacional y su posición geográfica para atraer nuevas inversiones y consolidarse como uno de los principales nodos digitales de Europa.



El potencial de España para liderar el desarrollo de 'data centers'

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-potencial-de-espana-para-liderar-el-desarrollo-de-data-centers/>

Aleasoft Energy Forecasting

Lunes, 01 diciembre 2025

La transformación digital global está elevando el papel de los Data Centers como infraestructuras críticas para la economía y el consumo energético del futuro. En este contexto, España se encuentra ante una oportunidad estratégica: aprovechar su fortaleza energética, su creciente conectividad internacional y su posición geográfica para atraer nuevas inversiones y consolidarse como uno de los principales nodos digitales de Europa. Sin embargo, para materializar este potencial será imprescindible abordar los retos regulatorios, energéticos y de planificación que acompañan al despliegue de este tipo de infraestructuras.

Los **Data Centers** están llamados a convertirse en una pieza estratégica de la economía digital, y España cuenta con una oportunidad única para atraer estas inversiones y consolidarse como un hub de infraestructuras digitales en Europa.

Consumo energético basado en renovables

Los Data Centers son grandes consumidores de energía limpia. En un momento en el que la **demandas eléctrica** crece al ritmo esperado, su implantación puede ser un elemento clave para dinamizar el consumo, reducir los vertidos de **energías renovables** y mitigar la aparición de precios cero y negativos en el **mercado eléctrico**, además de favorecer nuevas inversiones en capacidad

renovable. Incentivar su desarrollo no solo es estratégico para atraer industria digital, sino también para impulsar la integración de energías renovables y mejorar la eficiencia global del sistema.

Retos de los Data Centers

Para materializar este potencial, es necesario abordar los desafíos que condicionan actualmente su despliegue. Entre los aspectos clave destacan la necesidad de adaptar el sector al nuevo marco regulatorio europeo, con requisitos más estrictos en materia ambiental, de eficiencia y de transparencia. La normativa en preparación exigirá que los proyectos justifiquen su aportación socioeconómica y su uso del agua, optimicen su rendimiento energético y valoricen el calor residual en instalaciones de gran tamaño. La claridad normativa será fundamental para planificar inversiones con visión de largo plazo.

Otro punto crítico es el acceso y la integración de los Data Centers en las **redes eléctricas**. El pasado mes de septiembre se publicaron los mapas de capacidad para demanda, confirmando que más de 80% de los nudos de la red están saturados y no pueden admitir más conexiones para demanda de electricidad.

Además, una parte muy significativa de las solicitudes de conexión todavía no cuenta con aprobación, lo que pone de relieve la urgencia de reforzar las infraestructuras de transporte y distribución, incrementar la inversión destinada a su modernización y avanzar en la planificación prevista para los próximos años. También será esencial definir procesos específicos para grandes consumidores como los Data Centers y establecer criterios detallados que regulen tanto la demanda firme como la flexible.

Asimismo, será determinante su participación en los **mercados eléctricos** y en los **servicios de operación**. La incorporación de estas instalaciones en mecanismos de flexibilidad o en futuros **mercados de capacidad** requiere actualizar los criterios vigentes y revisar procedimientos operativos del sistema, especialmente tras las medidas debatidas a raíz del apagón. Avanzar en este ámbito permitirá que estos centros contribuyan de forma más activa a la seguridad y estabilidad del sistema eléctrico.

A estos retos se suma la necesidad de agilizar los procesos administrativos y ambientales. La tramitación debe ser más eficiente, especialmente en el caso de proyectos estratégicos o con alto grado de desarrollo, mediante mecanismos específicos que prioricen y aceleren su evaluación. También influyen otros elementos fundamentales: iniciativas para contener los costes de la energía de consumidores intensivos, revisión de los mecanismos de retribución de redes, impulso a inversiones anticipadas y desarrollo de entornos regulatorios de prueba de soluciones que favorezcan la reducción de vertidos, la agregación de demanda o una mayor integración de energías renovables.

Contar con costes de la energía competitivos y predecibles es crucial. Los Data Centers operan en un entorno global y la energía representa una parte sustancial de sus costes. España cuenta con una ventaja destacada gracias a la elevada penetración de energías renovables y a los precios competitivos en **PPAs solares y eólicos**, aunque consolidar esta posición requiere reforzar redes y mantener señales de mercado estables.

España como pieza clave en la instalación de Data Centers

Pese a algunas discrepancias según la fuente y según cómo se clasifiquen los Data Centers, se estima que España cuenta con alrededor de 200 centros de procesamiento de datos con una potencia instalada que puede rondar entre los 200 MW y los 350 MW, cifra que puede elevarse hasta los 730 MW en 2026.

En este contexto, España cuenta con un conjunto de fortalezas que la posicionan de forma privilegiada para atraer la instalación de Data Centers. En primer lugar, dispone de un recurso renovable excepcional, gracias a una elevada producción solar y eólica que facilita la **descarbonización** y mejora la competitividad energética. Además, goza de un alto nivel de seguridad de suministro, respaldado por una infraestructura eléctrica sólida, una capacidad de interconexión en expansión y una matriz energética diversificada que aporta estabilidad operativa.

A ello se suma la creciente llegada de cables submarinos transatlánticos, que conectan directamente al país con América y refuerzan su papel como puerta de entrada de datos entre continentes. España también destaca por su red de fibra óptica muy desarrollada, que ofrece alta capacidad, baja latencia y gran fiabilidad, aspectos esenciales para el funcionamiento de Data Centers de última generación. Finalmente, su localización estratégica (cercana a Europa central, con acceso a África y una conectividad internacional en continuo crecimiento) consolida al país como un nodo digital emergente.

AleaSoft Energy Forecasting como mejor aliado para proyectos de Data Centers

Alinear el desarrollo de Data Centers con la transición energética permitirá impulsar innovación, empleo, industria y nuevas oportunidades en un contexto cada vez más digitalizado y electrificado.

AleaSoft Energy Forecasting es el aliado estratégico para el desarrollo de esta industria, proporcionando análisis e informes con varios horizontes de previsión que ayuden a los Data Centers no solo a adaptarse a la normativa presente, sino también a plantear la manera más eficiente de gestionar sus recursos.

AleaSoft genera simulaciones de todos los posibles escenarios de consumo de energía, planteando un consumo directamente de la red o con la introducción de elementos que minimicen los costes, como generadores de energía renovable o un sistema de **almacenamiento de energía**. Estos elementos adicionales ayudan al Data Center a optimizar su consumo de energía e incluso pueden generar nuevas oportunidades de negocio.

La extensa experiencia de **AleaSoft** en el desarrollo y aplicación de modelos de **Inteligencia Artificial**, respaldada por un equipo investigador altamente cualificado, asegura pronósticos robustos y consistentes. De este modo, el avance hacia un futuro que impulse los avances tecnológicos utilizando como motor las energías renovables se puede llevar a cabo de la manera más eficiente posible.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**.

Entrevista a Javier De la Morena, responsable de marketing y grandes cuentas (WEG Iberia)

- De la Morena habla de la necesidad de reducir el consumo energético sin comprometer la productividad o del papel fundamental de los variadores de velocidad, entre otros temas.



Javier De la Morena (responsable de Marketing y Grandes Cuentas en WEG Iberia)

reducción de consumo energético

electrificación creciente

eficiencia energética

variadores de velocidad

<https://energetica21.com/entrevistas/javier-morena-weg-iberia-futuro-sector-pasa-convergencia-entre-eficienci...>

Energética 21

Lunes, 01 diciembre 2025

"El futuro del sector pasa por la convergencia entre eficiencia energética, digitalización y sostenibilidad"

De la Morena habla de la necesidad de reducir el consumo energético sin comprometer la productividad o del papel fundamental de los variadores de velocidad, entre otros temas.

¿Cuál considera que es hoy el mayor reto energético de la industria española y cómo puede afrontarse desde la gestión del motor y el accionamiento?

El mayor reto energético de la industria española es la necesidad de reducir el consumo energético sin comprometer la productividad, teniendo en cuenta que estamos en un contexto de electrificación creciente y presión regulatoria por la descarbonización. La gestión eficiente del motor y el accionamiento es clave: más del 70% del consumo eléctrico industrial proviene de motores eléctricos. Apostar por motores de alta eficiencia (IE5 o superiores), junto con variadores inteligentes y sistemas de control avanzados, permite adaptar el consumo a la demanda real del proceso, evitando sobreconsumos innecesarios. Además, la monitorización continua y el mantenimiento predictivo permiten anticipar fallos y optimizar el rendimiento energético.

¿Qué papel juegan los variadores de velocidad y los sistemas de control en la reducción del consumo y las emisiones?

Los variadores de velocidad son fundamentales para adaptar el funcionamiento del motor a las necesidades reales del proceso. En aplicaciones como ventilación, bombeo o compresión, donde la carga varía, el uso de variadores puede reducir el consumo energético hasta en un 50%. Además, los sistemas de control inteligentes permiten optimizar el rendimiento global del sistema, evitando arranques bruscos, sobrecargas y funcionamiento en vacío. En WEG, nuestros variadores incorporan algoritmos de eficiencia energética, comunicación digital y capacidad de integración en sistemas de gestión energética, lo que contribuye directamente a la reducción de emisiones y mejora de la sostenibilidad operativa.

¿Qué herramientas o plataformas está ofreciendo WEG para anticipar fallos y optimizar la gestión de activos?

WEG ha desarrollado plataformas como WEG Motion Fleet Management, que permiten la monitorización remota de motores, reductores, variadores y otros accionamientos. Estas herramientas recopilan datos en tiempo real sobre vibraciones, temperatura, consumo, velocidad y otros parámetros críticos. Gracias a algoritmos de inteligencia artificial y análisis predictivo, es posible anticipar fallos, programar mantenimientos y evitar paradas no planificadas. Además, estas soluciones se integran fácilmente en plataformas industriales (SCADA, MES, ERP), facilitando la toma de decisiones basada en datos y mejorando la eficiencia operativa.

¿Qué sectores en España están mostrando mayor compromiso con la eficiencia y la reducción de emisiones? ¿Dónde perciben más potencial de mejora?

Los sectores más comprometidos actualmente son el agroalimentario, el químico-farmacéutico y el tratamiento de aguas, donde la presión regulatoria y la sensibilidad ambiental son elevadas. También observamos avances significativos en la industria papelera y cementera. Sin embargo, aún existe un gran potencial de mejora en sectores como la metalurgia, la automoción auxiliar y la logística industrial, donde la renovación de equipos y la digitalización energética están, en muchos casos, en fases iniciales. La clave está en demostrar que la eficiencia energética no solo es una obligación ambiental, sino una oportunidad económica y competitiva.

¿Cómo se preparó WEG para cumplir e incluso adelantarse a las exigencias de ecodiseño y eficiencia de la Unión Europea?

WEG está alineada con las directivas europeas de ecodiseño (Ecodesign Directive) y trabaja activamente en el desarrollo de productos que superan los requisitos mínimos. Nuestros motores IE5 y variadores de última generación cumplían desde hace años y los harán para los próximos, con los estándares previstos en la normativa. Además, participamos en comités técnicos y colaboramos con organismos de normalización para anticipar tendencias regulatorias. La estrategia de WEG se basa en la innovación continua, la sostenibilidad del ciclo de vida del producto y la transparencia en la información energética, facilitando a nuestros clientes el cumplimiento normativo y la mejora de sus indicadores ESG.

¿Qué avances están realizando en materiales, reparabilidad y reciclaje de motores eléctricos?

WEG está apostando por materiales reciclables y de bajo impacto ambiental, como aceros eléctricos de alta eficiencia, resinas ecológicas y componentes modulares que facilitan la reparación. Nuestros motores están diseñados para maximizar la vida útil y permitir intervenciones rápidas, reduciendo el coste de mantenimiento y el impacto ambiental. Además, en algunos países, promovemos programas de recuperación y reciclaje de motores al final de su vida útil, en colaboración con gestores autorizados. Esta visión circular del producto refuerza nuestro compromiso con la sostenibilidad y la economía circular.

¿Qué plazo medio de retorno de la inversión observan en proyectos de sustitución de motores o instalación de variadores de alta eficiencia?

El retorno de inversión (ROI) en proyectos de eficiencia energética suele estar entre 1 y 3 años, dependiendo del tipo de aplicación, del régimen de funcionamiento y del coste energético. En procesos continuos con alta demanda, como bombeo o ventilación industrial, el ROI puede ser inferior a 12 meses. Además, existen ayudas públicas y deducciones fiscales que mejoran la rentabilidad de estos proyectos, independientemente del programa CAE que aporta un retorno de capital simplemente por la implementación de equipos de alta eficiencia. Los CAE son herramientas que nos están ayudando a modernizar y hacer mas productivas las industrias en España. En WEG acompañamos al cliente en el análisis técnico-económico, ofreciendo simulaciones de ahorro energético y estudios de viabilidad que permiten tomar decisiones informadas.

¿Cómo pueden las empresas españolas integrar descarbonización y eficiencia energética dentro de su estrategia global ESG?

La integración de la eficiencia energética en la estrategia ESG requiere una visión transversal que combine tecnología, cultura corporativa y objetivos medibles. Las empresas deben auditar sus consumos, identificar oportunidades de mejora y establecer planes de acción con indicadores claros. La sustitución de motores ineficientes, la digitalización energética, la incorporación de variadores de velocidad y el uso de energías renovables son pilares fundamentales. En WEG ofrecemos soluciones llave en mano que permiten avanzar en la descarbonización, mejorar la eficiencia operativa y cumplir con los compromisos ESG, reforzando la reputación corporativa y el acceso a financiación sostenible.

¿Qué tendencias tecnológicas marcarán el futuro inmediato del sector de los motores?

El futuro del sector estará marcado por la convergencia entre eficiencia energética, digitalización y sostenibilidad. Veremos una expansión de los motores IE6, y una mayor integración de electrónica de potencia incluso en el propio motor. La conectividad IoT, el mantenimiento predictivo basado en inteligencia artificial y la interoperabilidad con plataformas industriales serán estándar. Además, la electrificación de procesos industriales y la integración con fuentes renovables exigirán motores más flexibles, robustos y adaptables. En WEG estamos preparados para liderar esta transformación, ofreciendo soluciones que combinan innovación, fiabilidad y compromiso ambiental.



Demanda

Este año solo hubo una mesa de seguimiento

El comité sigue sin respuesta del Ministerio de Industria a las reiteradas peticiones para que convoque la mesa de seguimiento del acuerdo de viabilidad. Deberían ser trimestrales, sin embargo, cerca de terminar el año, en este 2025 solo se celebró una en el mes de marzo. "Son tres incumplimientos del acuerdo", lamenta el presidente del comité, que lamenta la falta de noticias al

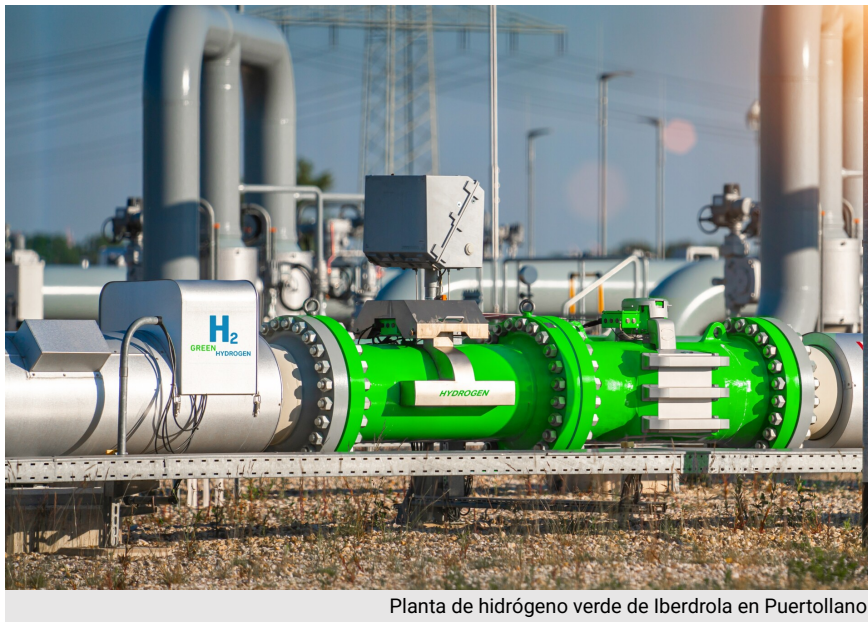
respecto. "Seguimos esperando a que alguien diga algo sobre el proceso de aprobación del plan de viabilidad", añade.

Actualización

Estas reuniones sirven para actualizar la situación de la fábrica, con los compromisos de reorganización e inversiones por parte de la empresa y los trámites que dependen de las administraciones central y autonómica en cuanto agilización de permisos para los parques eólicos asociados a las nuevas PPA —ninguno construido— o para recrecer el depósito de barros rojos, que tiene su primera fase en marcha.

Europa debe actuar con rapidez en materia de hidrógeno verde para garantizar un suministro rentable

- Los ambiciosos planes de Alemania en hidrógeno están en dificultades, pues la oferta y la demanda se han mantenido muy por debajo de lo esperado, según la alianza alemana TransHyDE.



Planta de hidrógeno verde de Iberdrola en Puertollano.

<https://elperiodicodelaenergia.com/europa-debe-actuar-con-rapidez-en-materia-de-hidrogeno-verde-para-gara...>

José A. Roca

Lunes, 01 diciembre 2025

Los ambiciosos planes de Alemania en hidrógeno están en dificultades, pues la oferta y la demanda se han mantenido muy por debajo de lo esperado, según la alianza alemana TransHyDE

Europa debe darse prisa para permitir que su valiosa industria cambie al uso a gran escala de hidrógeno verde a un costo razonable, según una alianza alemana de investigación. “Si Europa toma decisiones coherentes con suficiente antelación, es posible un suministro de hidrógeno rentable, robusto y estratégicamente sensato”, afirmó la llamada alianza **TransHyDE**, que incluye varios institutos de investigación **Fraunhofer**, universidades, el **Instituto de Investigación para la Energía (FFE)** e industria.

“El futuro del hidrógeno en Europa sigue en nuestras manos si accionamos las palancas antes de que finalice la década”, dijo Mario Ragwitz, director de la Institución **Fraunhofer para Infraestructuras Energéticas y Geotecnologías (Fraunhofer IEG)** y uno de los principales autores de un informe publicado por la alianza.

El uso de hidrógeno verde producido con electricidad renovable se considera un elemento clave para que la industria pesada sea climáticamente neutra, pero los ambiciosos planes de Alemania para una expansión rápida están en dificultades, pues tanto la oferta como la demanda se han mantenido muy por debajo de lo esperado, a pesar de miles de millones en subsidios.

Los investigadores concluyeron que la mayor demanda de hidrógeno provendrá de las industrias del acero y la química, pero advirtieron que existe un amplio abanico de posibles desarrollos, dependiendo de la competencia global, del precio del CO₂ y del coste del hidrógeno verde. Pronosticaron una demanda total de 779 teravatios-hora en la UE, Gran Bretaña, Noruega y Suiza.

Renovables: una expansión crucial

El informe sostiene que una expansión rápida y coherente de las energías renovables es crucial para el futuro suministro de hidrógeno verde. “Si esta expansión no alcanza los objetivos, tanto los costes del hidrógeno como la dependencia de las importaciones aumentarán significativamente”, alertaron los investigadores.

Según el informe, se necesitarían medidas específicas e instrumentos de apoyo —incluidos los contratos por diferencia (CfD), que cubren la brecha de precios entre la producción climáticamente amigable y la intensiva en carbono—, así como mercados pioneros para materias primas sostenibles, para lograr la conversión de las industrias del acero y la química.

Los investigadores afirmaron que las importaciones por gasoducto desde regiones como el norte de África o el sureste de Europa son la opción más barata a largo plazo, especialmente si pueden utilizarse los gasoductos existentes convirtiéndolos para transportar hidrógeno. “Esto reduce los costos y la necesidad de nuevos proyectos a gran escala, pero también requiere una coordinación temprana”.

Fondos y bonos verdes: guía esencial para invertir en el planeta

- Los fondos y bonos verdes redefinen la financiación global, canalizando capital privado hacia energías renovables y eficiencia energética.



<https://www.ambientum.com/ambientum/sostenibilidad/fondos-y-bonos-verdes-guia-esencial-para-invertir-en-...>

Ambientum Portal Ambiental

Lunes, 01 diciembre 2025

La emergencia de los fondos y bonos verdes está redefiniendo la financiación global. Estos instrumentos financieros están diseñados exclusivamente para catalizar la sostenibilidad ambiental. Los recursos captados se dirigen a iniciativas cruciales, como el desarrollo de energías renovables, la mejora de la eficiencia energética y la gestión sostenible de recursos. Su misión es clara: encauzar capital privado hacia proyectos que mitiguen el impacto ecológico y aceleren la transición hacia una economía más verde.

Características principales

- **Fondos Verdes:** Agrupan capital de diversos inversores para financiar empresas y proyectos alineados con criterios ambientales, sociales y de gobernanza (ASG).
- **Bonos Verdes:** Son títulos de deuda emitidos por gobiernos, corporaciones o instituciones para financiar proyectos ecológicos.

Ambos instrumentos permiten a los inversores contribuir activamente al desarrollo sostenible mientras buscan rendimientos financieros.

Contenido del artículo

Toggle

- La importancia de las inversiones sostenibles

- Fondos verdes: Definición y ejemplos
- Bonos verdes: Concepto y características principales
- Beneficios de invertir en fondos y bonos verdes
- Riesgos y Desafíos al Invertir en Instrumentos Sostenibles
- Cómo identificar inversiones verdaderamente verdes y evitar el 'greenwashing'
- Consejos para comenzar a invertir en el planeta de manera responsable
- El impacto global de las inversiones verdes en el medio ambiente

La importancia de las inversiones sostenibles

Las inversiones sostenibles desempeñan un papel crucial en el desarrollo económico global y el cuidado del medio ambiente. Estas estrategias financieras no solo buscan generar retornos económicos, sino también minimizar el impacto ambiental y promover un futuro más equilibrado. Invertir en fondos y bonos verdes permite a los inversores:

- **Fomentar energías renovables:** Apoyan proyectos de energía solar, eólica e hidroeléctrica.
- **Proteger la biodiversidad:** Contribuyen a iniciativas de conservación.
- **Reducir emisiones:** Respaldan acciones para combatir el cambio climático.

Este enfoque integra criterios ambientales, sociales y de gobernanza (ASG), alineando objetivos financieros con responsabilidad global.

Fondos verdes: Definición y ejemplos

Los fondos verdes son vehículos de inversión diseñados para financiar proyectos y empresas que promuevan la sostenibilidad ambiental. Estos fondos agrupan el capital de varios inversores, dirigiéndolo hacia iniciativas que buscan mitigar el impacto ambiental y fomentar un desarrollo sostenible.

Entre los sectores comúnmente apoyados por los fondos verdes se incluyen:

- Energías renovables, como solar, eólica e hidroeléctrica.
- Infraestructuras sostenibles, incluyendo edificios ecológicos y transporte público eléctrico.
- Gestión del agua y residuos, con énfasis en reciclaje y saneamiento.
- Tecnologías limpias, centradas en la reducción de emisiones de carbono.

Por ejemplo, fondos como el **iShares Global Clean Energy ETF** y el **Green Growth Equity Fund** apoyan tanto el desarrollo de energías renovables como la economía circular.

Bonos verdes: Concepto y características principales

Los bonos verdes son un tipo de instrumento financiero diseñado para recaudar fondos destinados a proyectos con beneficios ambientales y sostenibles. Se emiten por gobiernos, empresas o instituciones y se enfocan principalmente en abordar desafíos como el cambio climático y la degradación ambiental.

Características principales:

- **Financiación específica:** Los recursos obtenidos deben ser utilizados exclusivamente en proyectos “verdes”, como energías renovables, eficiencia energética o transporte sostenible.
- **Transparencia:** Es común la exigencia de informes periódicos sobre el uso de los fondos y el impacto ambiental logrado.
- **Certificación:** Algunos emisores optan por someter sus bonos a estándares como los Green Bond Principles (GBP).
- **Retorno financiero:** Funcionan como bonos tradicionales, ofreciendo intereses.

Beneficios de invertir en fondos y bonos verdes

Invertir en fondos y bonos verdes ofrece múltiples ventajas tanto para los inversionistas como para el medio ambiente. Estas inversiones permiten apoyar proyectos sostenibles que promuevan la transición hacia una economía baja en carbono, contribuyendo directamente a la lucha contra el cambio climático.

Ventajas destacadas:

- **Impacto ambiental positivo:** Financian iniciativas como energías renovables, eficiencia energética, y conservación de recursos naturales.
- **Diversificación de cartera:** Amplían las opciones de inversión con productos específicos de sostenibilidad.
- **Rendimientos estables:** Muchos bonos verdes cuentan con respaldo gubernamental.
- **Atracción de inversionistas responsables:** Apelan a quienes buscan alinearse con valores éticos y sostenibilidad.

Estas inversiones son una herramienta clave para quienes desean generar beneficios económicos mientras apoyan el bienestar global.

Riesgos y Desafíos al Invertir en Instrumentos Sostenibles

Invertir en fondos y bonos verdes puede implicar varios riesgos y desafíos que los inversores deben considerar detenidamente:

- **Greenwashing:** Existe el riesgo de que algunas empresas exageren o mal representen el impacto ambiental real de sus iniciativas sostenibles para atraer inversores. Esto puede conducir a inversiones en proyectos que no alcanzan los objetivos ecológicos prometidos.
- **Rentabilidad:** Aunque los instrumentos sostenibles buscan beneficios ambientales y sociales, su rendimiento financiero podría ser incierto o inferior a otros activos tradicionales en ciertos casos.
- **Falta de estándares uniformes:** La ausencia de criterios globales claramente definidos para clasificar y medir proyectos sostenibles puede generar confusión y dificultar una evaluación clara por parte de los inversores.
- **Riesgos regulatorios:** Cambios en las leyes o políticas ambientales pueden impactar negativamente el desempeño de estos instrumentos específicos.
- **Liquidez limitada:** Algunos bonos verdes o proyectos sostenibles pueden no ofrecer la misma facilidad de liquidación que otros instrumentos financieros más tradicionales.

Es crucial que los inversores realicen investigaciones exhaustivas y consideren la asesoría de expertos cuando evalúan oportunidades en el ámbito sostenible.

Cómo identificar inversiones verdaderamente verdes y evitar el 'greenwashing'

Para distinguir entre inversiones auténticamente verdes y aquellas que solo aparentan serlo, es fundamental realizar un análisis crítico. Aquí hay algunas pautas clave:

- **Verificar certificaciones:** Priorizar instrumentos con etiquetas reconocidas como los Criterios de Bonos Verdes ICMA o la Certificación Climate Bonds Initiative.
- **Analizar informes de impacto:** Examinar la transparencia en métricas como reducción de emisiones o preservación de recursos naturales.
- **Investigar la empresa emisora:** Asegurarse de que su historial demuestre un compromiso real con la sostenibilidad.
- **Cuidado con afirmaciones vagas:** Palabras como «ecológico» o «sostenible» sin cifras concretas pueden ser indicadores de 'greenwashing'.

Una evaluación rigurosa puede marcar la diferencia entre apoyar proyectos verdes genuinos y caer en estrategias de marketing engañosas.

Consejos para comenzar a invertir en el planeta de manera responsable

Invertir de manera responsable requiere conocimiento y planificación. Para comenzar:

- **Investigar productos financieros verdes :** Fondos y bonos verdes financian proyectos sostenibles, como energías renovables y conservación ambiental. Comprender su impacto es esencial.
- **Evaluar riesgos y beneficios :** Aunque ofrecen oportunidades, los productos verdes pueden implicar riesgos. Analizar la rentabilidad y la sostenibilidad de cada opción es clave.
- **Consultar a expertos :** Buscar asesoramiento financiero permite tomar decisiones informadas y responsables.
- **Diversificar inversiones :** Combinar productos verdes con otras opciones reduce la exposición a riesgos.
- **Monitorear las inversiones :** Revisar periódicamente asegura que cumplan objetivos financieros y ecológicos.

El impacto global de las inversiones verdes en el medio ambiente

Las inversiones verdes están transformando la economía global al dirigir capital hacia proyectos sostenibles. Estas inversiones apoyan iniciativas que combaten el cambio climático, como el desarrollo de energías renovables, la reforestación y la creación de infraestructuras ecológicas.

Entre los beneficios globales destacan:

- **Reducción de emisiones de carbono:** Ayudan a mitigar el calentamiento global al financiar energías limpias.
- **Protección de la biodiversidad:** Respaldan proyectos para conservar ecosistemas frágiles.
- **Fomento de economías sostenibles:** Promueven empleos ecológicos y transición energética.

Según expertos, la creciente demanda por estos instrumentos financieros demuestra una mayor conciencia ambiental entre inversores, generando un cambio positivo duradero.

Redacción Ambientum

Iberdrola, distinguida por Bayer por su papel acelerador de la electrificación industrial

- Iberdrola ha sido reconocida por la multinacional farmacéutica Bayer por impulsar la electrificación industrial mediante soluciones innovadoras.



Ignacio Galán e Iberdrola, reconocidos como Mejor Primer Ejecutivo y Mejor Energética Europea en los Extel Europe Awards.

<https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-distinguida-por-bayer-por-su-papel-acelerador-de-la-electrificacio...>

Redacción

Lunes, 01 diciembre 2025

Ningún comentario

Iberdrola ha sido reconocida por la multinacional farmacéutica Bayer por impulsar la electrificación industrial mediante soluciones innovadoras, un aspecto clave para el cumplimiento de los **objetivos** europeos de **descarbonización**, informó la eléctrica.

En concreto, el grupo alemán ha distinguido a la energética con el Bayer Procurement Decarbonization Accelerator Award a aquellos socios clave que contribuyen a la sostenibilidad, eficiencia y reducción de emisiones de sus operaciones y procesos mediante tecnologías limpias y energías renovables.

La alianza entre ambas compañías comprende acuerdos pioneros en España, como el primer contrato de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) firmado por una farmacéutica o el primer proyecto de venta de calor industrial cerrado en el país, para la planta de Bayer en La Felguera (Asturias), donde se produce todo el ácido acetilsalicílico para fabricar aspirinas

Iberdrola, Atlantica y Rolwind, principales ganadores en el reparto final de los 827 millones de los FEDER para

Gracias al PPA, el grupo presidido por **Ignacio Sánchez Galán** suministra electricidad renovable desde la planta fotovoltaica ' **Francisco Pizarro** ' (Cáceres) a nueve centros de Bayer. Ambas compañías también mantienen contratos

almacenamientoLa eléctrica que dirige Ignacio Galán ha ganado en las alegaciones ayudas a un nuevo proyecto de bombeo en Extremadura.

similares en otros países, como **Italia** , donde la energía procede de la planta de Montefiascone.

Noticias relacionadas

• Repsol lanza el 'Gran Premio de Waylet' por Navidad con un premio de 400.000 euros

Redacción 01/12/2025

• Llardén (Enagás), galardonado por su trayectoria profesional en la Noche de la Industria

Redacción 28/11/2025

• Iberdrola, Atlantica y Rolwind, principales ganadores en el reparto final de los 827 millones de los FEDER para almacenamiento

Ramón Roca 28/11/2025

• Galán (Iberdrola) destaca el papel de Extremadura en la industria tecnológica

Redacción 27/11/2025

No hay comentarios

Deja tu comentario

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

Este sitio web está protegido por reCAPTCHA y la Política de privacidad y Términos de servicio de Google aplican. Enviar comentario

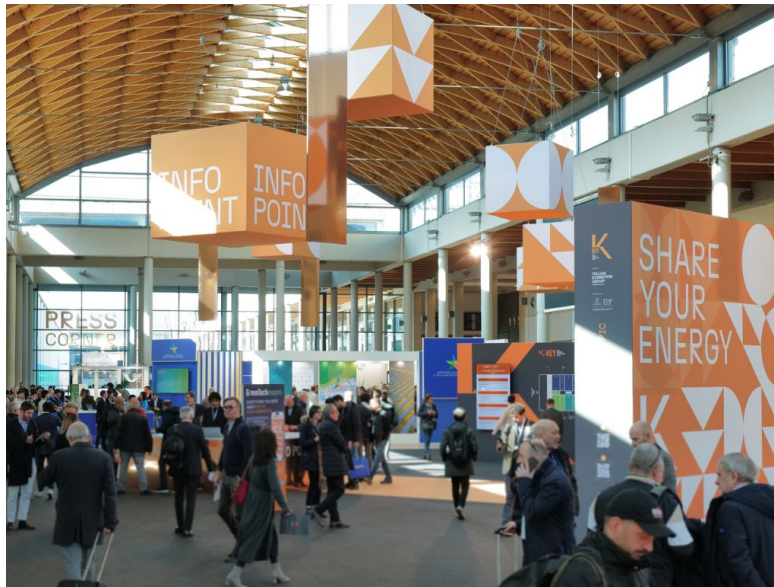
Síguenos en redes sociales

Últimas noticias

- Nostrum Group confía a AECOM la obra del centro de datos de 500 MW en Badajoz
- Ribera premia a España con una veintena de nuevos proyectos estratégicos para que deje de ser una isla energética
- Acciona.org lleva la electricidad con placas solares a 230 hogares aislados en el desierto de Atacama (Chile)
- El Gobierno lanza el proceso participativo para diseñar la nueva Estrategia de Transición Justa a 2030
- La UE llega a diciembre con la reserva de gas al 75%, por debajo del objetivo de llenado

KEY 2026 presenta el programa de conferencias para abordar las tecnologías y estrategias del futuro energético - Energética 21

- La feria mostrará las claves regulatorias, tecnológicas y financieras que marcarán la transición energética en Europa y el Mediterráneo.



KEY 2026 presenta el programa de conferencias para abordar las tecnologías y estrategias del futuro energético.

tecnologías del futuro

eficiencia energética

energías renovables

conferencias energéticas

estrategias energéticas

<https://energetica21.com/noticia/key-2026-presenta-programa-conferencias-abordar-tecnologias-estrategias-fu...>

Energética 21

Lunes, 01 diciembre 2025

La feria mostrará las claves regulatorias, tecnológicas y financieras que marcarán la transición energética en Europa y el Mediterráneo.

La edición de **KEY 2026**, organizada por **Italian Exhibition Group**, convertirá la Feria de Rímini en un punto de referencia para la transición y la eficiencia energéticas entre el cuatro y el seis de marzo del próximo año. El encuentro reunirá a la comunidad internacional del sector en torno a un programa diseñado por su Comité Técnico-Científico, presidido por Gianni Silvestrini, que abordará la evolución normativa, las tecnologías emergentes y las herramientas destinadas a reducir los costes energéticos.

La agenda profundizará en los nuevos modelos de financiación para proyectos de energías renovables y eficiencia energética, incluidas soluciones innovadoras como bonos verdes, instrumentos participativos y fondos específicos. También incluirá análisis coste-beneficio y oportunidades vinculadas a incentivos públicos para acelerar la descarbonización.

Entre los contenidos destacados figura una nueva edición del **ForumTech** de **ITALIA SOLARE**, centrada en la digitalización, la supervisión y la gestión inteligente de plantas fotovoltaicas, así como en su integración con sistemas de almacenamiento. Además, se presentará un informe sobre la

sostenibilidad energética en la cadena de suministro de la construcción, elaborado junto a **FEDERCOSTRUZIONI** .

La feria también analizará el avance de las **energías renovables y el almacenamiento** , con especial atención a la agrovoltaica, los primeros desarrollos de eólica marina en Italia y las soluciones BESS para la estabilidad de la red eléctrica industrial. Se debatirán retos como la aceptabilidad territorial y la participación de las comunidades locales en grandes proyectos. El programa incorporará sesiones sobre hidroelectricidad y sobre el potencial del **hidrógeno** en sectores industriales de difícil descarbonización, así como sobre los valles regionales y los electrocombustibles.

Otros bloques incluirán el papel estratégico de los **puertos** en la cadena industrial offshore, la eficiencia energética integral en ciudades y viviendas públicas, y las oportunidades para pymes y ESCo mediante certificados de eficiencia, medición y verificación. También se abordarán las nuevas exigencias normativas para la movilidad eléctrica, el despliegue de infraestructura de recarga y la electrificación de flotas comerciales en Italia y Europa.

El programa dedicará además un espacio a la autosuficiencia energética en África, con dos sesiones lideradas por **Res4Africa** sobre el impulso del almacenamiento y la energía solar en el continente y la necesidad de ampliar los instrumentos financieros para garantizar un acceso fiable a la electricidad. Asimismo, se analizarán las mejores prácticas en **comunidades energéticas** , con aportaciones de Legambiente, Kyoto Club, AzzerOCO2, ENEA y RSE.

Las previsiones regulatorias y los escenarios internacionales completan una agenda que incluirá la presentación de la primera edición del **Libro Verde de la Transición Energética** . La actividad congresual se actualizará de forma periódica hasta la celebración del evento. Como antesala, el tres de marzo tendrá lugar la tercera edición de **KEY CHOICE – Unlock the Future of PPA** , centrada en los contratos de compra de electricidad y organizada en colaboración con Elemens.

La falta de capacidad en la red deja sin atender casi la mitad de las solicitudes urbanísticas de acceso eléctrico

- Según un informe elaborado por Deloitte, para cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 en descarbonización residencial será necesario triplicar el ritmo actual de reducción de emisiones.



Construcción de un bloque de viviendas.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-falta-de-capacidad-en-la-red-deja-sin-atender-casi-la-mitad-de-las-solicit...>

Sandra Acosta

Lunes, 01 diciembre 2025

Ningún comentario

Los nuevos desarrollos urbanísticos en España continúan encontrándose con un obstáculo decisivo: la incapacidad de la red de distribución eléctrica para absorber toda la demanda de conexión. Así lo ha advertido este lunes la presidenta de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (Aelec), Marta Castro, quien ha alertado de que **casi la mitad de las solicitudes de acceso registradas en 2024 siguen sin respuesta.**

Según los datos expuestos por Castro, **el sector urbanístico demandó el pasado año 6,4 gigavatios (GW) de potencia para su conexión a la red**. Sin embargo, únicamente alrededor del 50% ha sido atendido por la administración competente. El resto continúa pendiente, ya sea por la “falta de capacidad” en la red de distribución o por los “desistimientos” de promotores ante la incertidumbre regulatoria y los elevados costes del proceso.

La presidenta de Aelec ha subrayado que esta situación compromete la transformación del parque de viviendas y ha insistido en la necesidad de “actualizar y reforzar” unas infraestructuras eléctricas que deben ser capaces de integrar tanto el incremento de la demanda como el avance de la generación renovable distribuida.

Descarbonización residencial

En este contexto, la patronal eléctrica ha presentado un informe elaborado por Deloitte que pone cifras al reto de la descarbonización residencial. El estudio concluye que para cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2023-2030 **será necesario triplicar el ritmo actual** de reducción de emisiones. Mientras que entre 2019 y 2022 el parque de viviendas disminuyó sus emisiones a un ritmo del 2% anual, ahora se necesitaría alcanzar una reducción de entre el 6% y el 7% cada año.

España debe invertir casi 40.000 millones hasta 2030 para reducir el consumo energético de los edificios. Vivienda prepara el Plan Nacional de Renovación de Edificios, que busca en 2050 las cero emisiones del parque residencial y terciario.

El análisis revela que el sector residencial representa el **18% del consumo final de energía en España** y el 8% de las emisiones netas de gases de efecto invernadero. Además, un 37% de ese consumo continúa dependiendo de combustibles fósiles, lo que dificulta el avance hacia un modelo plenamente electrificado y eficiente.

Noticias relacionadas

• Corredor (Red Eléctrica) cree que la Unión Europea se juega su supervivencia en la integración energética

Redacción 01/12/2025

• El potencial de España para liderar el desarrollo de 'data centers'

Aleasoft Energy Forecasting 01/12/2025

• Red Eléctrica contará con 1.725 MW de consumo en el primer semestre para gestionar la demanda en caso de necesidad

Redacción 28/11/2025

• Red Eléctrica insiste en que no falló el día del apagón y cumplió requerimiento normativo

Redacción 27/11/2025

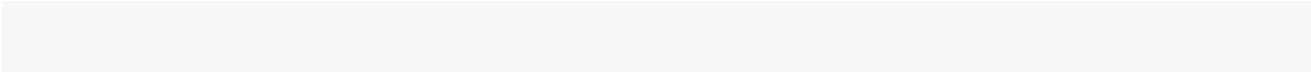
No hay comentarios

Deja tu comentario

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

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

[Síguenos en redes sociales](#)



Las redes eléctricas, el gran cuello de botella para el despliegue de 'data centers' en España

- Representantes del sector energético y del ecosistema de centros de datos coinciden en que España reúne condiciones excepcionales para atraer esta nueva industria estratégica.



Las redes eléctricas, el gran cuello de botella para el despliegue de 'data centers' en España

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-redes-electricas-el-gran-cuello-de-botella-para-el-despliegue-de-data-c...>

Sandra Acosta

Lunes, 01 diciembre 2025

Ningún comentario

La segunda mesa del II Foro Industrial de El Periódico de la Energía dejó un mensaje unánime entre los representantes del sector energético y del ecosistema de centros de datos: España reúne condiciones excepcionales para atraer esta nueva industria estratégica, pero la falta de capacidad en las redes y los bloqueos regulatorios se han convertido en el principal freno a su desarrollo.

Gabriele Licasale, director de Desarrollo de la Red de Endesa, abrió el debate recordando que la presión sobre las infraestructuras eléctricas es ya insostenible. Tal y como señaló el representante de la compañía, solo en 2024, la red recibió 67 GW de nuevas solicitudes de conexión y **se vio obligada a rechazar más de la mitad**. En el caso de los data centers, explicó, el 40% de las peticiones han sido denegadas. Desde septiembre, el mapa de capacidad publicado por los distribuidores muestra que más del 83% de los nodos carecen de espacio disponible, una situación que no deja de agravarse. Licasale defendió la necesidad de un marco regulatorio estable que permita incrementar las inversiones en red y equiparar el tratamiento entre distribución y transporte, especialmente ante el inminente real decreto que prevé elevar los límites de inversión del sector.

Patxi Calleja, director de Regulación de Iberdrola, coincidió en que el modelo actual actúa como freno al crecimiento industrial. Recordó que España ofrece un **precio eléctrico competitivo** y un enorme potencial renovable, pero la normativa limita el despliegue de la red justo cuando las peticiones de

acceso se han multiplicado por diez. Subrayó que el marco regulatorio habla más de “reducción”, “límite” o “ajuste” que de electrificación o desarrollo, lo que, en su opinión, está convirtiendo un “oasis renovable” en un “desierto eléctrico”. También alertó del riesgo de **judicialización** si se plantea retirar derechos ya concedidos sin respetar la normativa vigente y reclamó acelerar la ejecución de las infraestructuras previstas, dado que muchas de las posiciones aprobadas en planes anteriores siguen sin realizarse.

Oportunidad única

Desde la perspectiva de la industria de los centros de datos, Begoña Villacís, directora ejecutiva de SpainDC, insistió en que España tiene una oportunidad única que está desaprovechando. Recordó que el país cuenta con una **ubicación geoestratégica privilegiada**, con cerca de 30 cables submarinos internacionales, el mejor mallado de fibra óptica de Europa, abundante energía renovable y suelo disponible a precios competitivos. “Lo tenemos todo”, señaló, para convertirnos en un gran hub digital europeo, especialmente en un contexto en el que Europa aspira a reforzar su autonomía tecnológica.

Villacís subrayó que los data centers no solo son la matriz de la economía digital, sino un **indicador directo de desarrollo industrial**. Sin embargo, lamentó que mientras España “vertía a la basura” energía renovable por falta de capacidad de red, las inversiones industriales llaman a la puerta sin poder conectarse.

Spain DC avisa de que la red eléctrica española no está actualizada para asumir la demanda de los data center. El director ejecutivo de la Asociación Española de Data Centers ha destacado que la red eléctrica de transporte y de distribución en España es “del siglo XX”.

aprobado.

El CEO de Nostrum Group, Gabriel Nebreda, pidió **distinguir entre los distintos tipos de atascos existentes**, porque no todos responden a la misma causa ni requieren la misma solución. Explicó que existen instalaciones con potencia concedida cuyas obras avanzan según lo previsto, otras con infraestructuras aprobadas pero aún no construidas, solicitudes que podrían resolverse sin inversión adicional y otras que solo necesitan pequeñas actuaciones en subestaciones. Señaló que gran parte de la potencia necesaria para nuevos data centers podría concederse sin ampliar la red, solo ordenando y ejecutando lo ya

Asimismo, recordó que hay unos 40 GW concedidos y no entregados, equivalentes a duplicar la demanda actual del país, y denunció que concursos pendientes desde hace más de un año siguen sin calendarizarse, bloqueando proyectos que solo requieren decisión administrativa.

Limpieza de solicitudes

El debate también abordó la necesidad de limpiar la “cola” de solicitudes inactivas, en ocasiones **utilizadas de forma especulativa** en un contexto de opacidad previa. Licasale e Iberdrola coincidieron en que cualquier depuración debe hacerse sin vulnerar la seguridad jurídica, mientras que Villacís apuntó que la demanda “fantasma” es consecuencia directa de la incertidumbre y de la falta de previsibilidad en los plazos de acceso.

Víctor Gago, Data Center & C&SP Sales Director de Schneider Electric, puso el foco en el factor que más condiciona las inversiones: el time to market. Para los nuevos centros de datos —especialmente los destinados a inteligencia artificial—, explicó, lo determinante no es el coste energético, sino la rapidez con la que pueden entrar en operación. Cada mes de retraso supone millones en equipamiento parado. España, sin embargo, **está lejos de los plazos asumibles por los inversores**, que aspiran a operar en 12 a 18 meses y se encuentran con procesos que duran años sin visibilidad de entrega.

Gago también cuestionó que se exija **flexibilidad** a los data centers sin una propuesta clara ni modelos económicos definidos. Aunque la tecnología permite crear microgrids y aportar servicios al sistema, subrayó que el consumo de un data center no es desplazable y que cualquier colaboración debe basarse en escenarios realistas.

Data centers y energía: una oportunidad estratégica no exenta de retos regulatorios El mayor problema que enfrentan hoy los data centers en España son las barreras regulatorias que dificultan su acceso a la red eléctrica, el bien más escaso del sector.

El cierre de la mesa volvió a poner sobre la mesa el riesgo de sobrerregular un sector que en España **solo representa el 2% del consumo eléctrico**. Villacís alertó de que parte de la normativa en preparación reproduce esquemas de países saturados como Irlanda, a pesar de que la situación española es radicalmente distinta. Advirtió de que medidas inaplicables en la España vaciada —como exigir interacciones técnicas personalizadas con ayuntamientos sin recursos— pueden ahuyentar inversiones estratégicas para el país.

La conclusión compartida fue clara: España tiene una ventaja competitiva excepcional para atraer centros de datos, pero necesita actuar con urgencia. Invertir en redes, ordenar y ejecutar lo ya aprobado, dar visibilidad a los plazos y coordinar de forma real al sector público y privado serán condiciones imprescindibles para que el país no deje escapar una oportunidad industrial y tecnológica que difícilmente se repetirá.

Noticias relacionadas

- **Ribera premia a España con una veintena de nuevos proyectos estratégicos para que deje de ser una isla energética**

Sandra Acosta 01/12/2025

- **Redexis, Axpo y Zoilo Ríos ponen en marcha en Zaragoza la primera 'biogasinera' de España**

Redacción 01/12/2025

- **A vueltas con el mercado de capacidad español: ¿por qué no se ha aprobado la medida que salvaría a ciclos y baterías?**

Ramón Roca 01/12/2025

• El futuro de la energía es azul: la apuesta por la eólica marina

Joan Ramon Morante y Héctor Santcovsky 01/12/2025

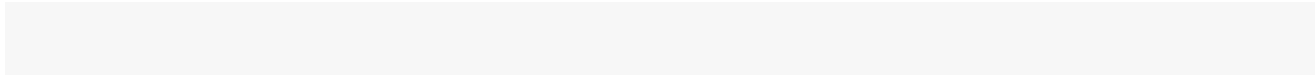
No hay comentarios

Deja tu comentario

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

Este sitio web está protegido por reCAPTCHA y la Política de privacidad y Términos de servicio de Google aplican. Enviar comentario

Síguenos en redes sociales



Lo más destacado en el sector energético: agenda de eventos para el mes de diciembre - Energética 21

- Destaca el webinar de Energética sobre tecnologías y proyectos de almacenamiento, así como el Congreso Nacional de Energías Renovables, organizado por APPA.



Lo más destacado en el sector energético: agenda de eventos para el mes de diciembre.

[eventos energéticos](#)[sector energético](#)[energías renovables](#)[almacenamiento energético](#)[aetp 2025](#)

<https://energetica21.com/noticia/mas-destacado-sector-energetico-agenda-eventos-mes-diciembre/>

Energética 21

Lunes, 01 diciembre 2025

Destaca el webinar de Energética sobre tecnologías y proyectos de almacenamiento, así como el Congreso Nacional de Energías Renovables, organizado por APPA.

Diciembre echa el cierre al año en el sector. Desde la Revista Energética, hacemos un resumen de lo más destacado para el mes que acaba de comenzar:

Jueves 4 de noviembre. Webinar online. AETP 2025. Almacenamiento energético: Tecnologías y proyectos

La **Revista Energética** organiza el **AETP 2025**, una jornada técnica centrada en las tecnologías y proyectos de almacenamiento energético, que se celebrará el **4 de diciembre de 2025**, de **9:30 a 12:30 h**, en formato online. El encuentro se produce en un momento clave para el sector: España supera actualmente los dieciocho gigavatios de proyectos de baterías en desarrollo y el PNIEC establece un objetivo de **22,5 GW** de capacidad de almacenamiento instalada en 2030. Esta evolución confirma el papel estructural del almacenamiento en la transición energética y en la integración segura de energías renovables.

El programa aborda los principales desafíos y oportunidades del mercado, desde la regulación vigente hasta el despliegue de sistemas de almacenamiento tanto en instalaciones independientes como híbridas. Se analizará el papel del almacenamiento en el **mercado de capacidad**, su

contribución a la flexibilidad del sistema eléctrico, así como su integración en soluciones de autoconsumo residencial, comercial e industrial. Además, se revisarán las tecnologías BESS, casos de uso reales, estrategias de dimensionamiento y tendencias en la cadena de valor del sector.

La jornada contará con la participación de representantes de compañías líderes en innovación energética. Entre las intervenciones programadas destacan las ponencias de **Plug and Play Energy** , **Riello Solartech** , **Solaredge** , **Pramac** , **Sungrow** y **Bornay** , que presentarán soluciones tecnológicas, modelos de negocio y proyectos de referencia. Estas sesiones permitirán profundizar en aplicaciones como la gestión avanzada de baterías, el almacenamiento asociado a carga de vehículo eléctrico o los sistemas híbridos con renovables.

Dirigido a ingenierías, promotores, instaladores, comercializadoras, consultoras, fondos de inversión y organismos públicos, **AETP 2025** se establece como un espacio de conocimiento actualizado y estratégico. La jornada ofrecerá una visión completa del estado del almacenamiento en España, de sus perspectivas de crecimiento y de los factores regulatorios y tecnológicos que determinarán su despliegue en los próximos años.

Marruecos arranca tres plantas solares de 202 MW para la extracción de fosfatos

- OCP ha anunciado la puesta en marcha de 3 plantas solares de 202 MW en total, infraestructuras destinadas a abastecer las actividades de extracción de fosfatos.



OCP extrae roca de fosfato de una manera que utiliza menos electricidad y agua.

<https://elperiodicodelaenergia.com/marruecos-arranca-tres-plantas-solares-de-202-mw-para-la-extraccion-de-f...>

Redacción

Lunes, 01 diciembre 2025

OCP anunció también el lanzamiento del proyecto "BESS Fase I" en Benguerir para el almacenamiento de la energía solar producida durante el día

Redacción

01/12/2025

Compartir Comentar OCP extrae roca de fosfato de una manera que utiliza menos electricidad y agua.OCP

El grupo estatal marroquí **OCP**, uno de los principales productores de fosfatos y fertilizantes en el mundo, ha anunciado la puesta en plena producción de tres plantas solares, con una producción combinada de cerca de 202 megavatios (MW), infraestructuras destinadas a abastecer las actividades mineras de extracción de fosfatos.

Las tres plantas fotovoltaicas, construidas por la filial del grupo estatal "OCP Green Energy" con una inversión total de cerca de 1.800 millones de dirhams (167 millones de euros), se ubican en

Benguerir y en Foug Tizi y Oulad Farès en Juribga, en el sur del país, según se lee en un comunicado de OCP.

"Operativa al 100 %, esta fase inicial se distribuye entre tres sitios: Benguerir (67 MW), Foug Tizi (30 MW) y Oulad Farès en Juribga. Con 105 megavatios instalados, esta última es hoy la mayor central fotovoltaica en operación en Marruecos", se lee en la nota.

La misma fuente añade que este lanzamiento se produce tras la finalización de las obras y las pruebas realizadas este verano "durante las cuales las instalaciones alcanzaron su plena capacidad, especialmente en los períodos de alta demanda estival".

Los proyectos solares en Marruecos

Asimismo, señala que las tres plantas solares cubren "una parte significativa" de las necesidades de los sitios mineros de OCP, que dispone en Juribga del mayor yacimiento minero de fosfatos a cielo abierto y que produce más del 70% de la extracción minera de la compañía estatal.

"Estas inversiones permiten lograr ahorros significativos en la factura energética gracias a un coste de la electricidad muy competitivo (alrededor de 368 dirhams, unos 34 euros/MW)".

El redactor recomienda

España, uno de los países europeos más expuestos a apagones por las escasas interconexiones

Cox ampliará su desaladora de Agadir (Marruecos) y construirá un parque eólico de 150 MW por 250 millones

Reino Unido renuncia al supercable submarino con Marruecos: prefieren ser independientes con nuclear

El director general de "OCP Green Energy", **Omar Kadir**, consideró en una declaración recogida por la nota que para la empresa el hecho de "integrar una central solar en el corazón de un sitio minero en plena actividad, sin perturbar sus operaciones y cumpliendo estrictamente las normas del código de red, representaba un desafío importante".

La compañía anunció también el lanzamiento del proyecto "BESS Fase I" en Benguerir para el almacenamiento de la energía solar producida durante el día para suministrarla en las horas punta.

La puesta en funcionamiento de las tres centrales solares constituye la primera fase de un programa lanzado hace tres años por OCP (que se aplicará en el período 2023-2027) que tiene como objetivo alcanzar 1,2 gigavatios en 2027 para introducirlas en sus procesos de producción de fosfatos y fertilizantes.

La OCP en los primeros nueve meses de este año tuvo un volumen de negocio de 84.364 millones de dirhams (17.000 millones de euros), lo que representa un aumento del 22 % respecto al mismo período de 2024.

No hay comentarios

Deja tu comentario

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

Enviar comentario

Síguenos en redes sociales



Más de un tercio de las viviendas españolas siguen utilizando calderas de gas

- La bomba de calor es actualmente una alternativa sostenible y eficiente



Más de un tercio de las viviendas españolas siguen utilizando calderas de gas

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/eficiencia/m-s-de-un-tercio-de-las-20251201>

Celia García-Ceca

Lunes, 01 diciembre 2025

La descarbonización del parque de viviendas requiere triplicar su ritmo de reducción de emisiones, pasando de un -2% anual (2019-2022) a un objetivo del -6/-7% anual para cumplir los objetivos del Pniec 2023-2030. Esta es una de las principales conclusiones del desayuno informativo 'Viviendas más eficientes y sostenibles' organizado por Deloitte y la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aelēc). El análisis identifica que el sector residencial en España supone el 18% del consumo de energía final y el 8% de las emisiones netas de gases de efecto invernadero, con un 37% del consumo aún dependiente de combustibles fósiles. El documento alerta de que la climatización - calefacción, refrigeración y agua caliente- concentra alrededor del 50% del consumo energético de los hogares, y que más de un tercio de las viviendas españolas siguen utilizando calderas de gas. Además, la enorme heterogeneidad del parque -por antigüedad, tamaño, tipología y clima- exige soluciones diferenciadas para avanzar hacia la eficiencia.

El informe destaca que la bomba de calor es actualmente una alternativa sostenible y eficiente para la climatización residencial, con un rendimiento hasta cuatro veces superior y emisiones un 86% inferiores a otras alternativas. Pese a ello, solo está presente en el 22% de los hogares españoles, frente a cuotas del 45-70% en países del norte de Europa. Su desarrollo se ha acelerado en Europa durante la última década, superando los 17 millones de unidades vendidas, pese a la reciente desaceleración del mercado. En España, la caída en 2024 ha sido más moderada (-5,5%), con un crecimiento significativo en 2023. Además, Deloitte subraya que la bomba de calor puede suponer

una inversión más rentable que las rehabilitaciones integrales destinadas a reducir el consumo energético, especialmente en climas templados. El documento incluye casos de éxito con ahorros de entre el 50% y el 90% en la factura energética en viviendas unifamiliares y comunidades de propietarios.

La directora de Regulación de aelēc, Marta Castro: "la vivienda es uno de los grandes retos pendientes de la transición energética. Para avanzar en eficiencia, electrificación y reducción de emisiones necesitamos un marco regulatorio coherente, que haga la electricidad más competitiva y permita a los hogares adoptar soluciones rentables y sostenibles. La transición será más rápida y justa si se garantiza una fiscalidad adecuada, se simplifican las ayudas y se refuerzan las redes eléctricas"

El socio de Energía de Monitor Deloitte, Laureano Álvarez: "la bomba de calor, así como otras tecnologías, es clave para la descarbonización del parque residencial. Su despliegue requiere un entorno regulatorio que incentive la electrificación, mantenga los programas de apoyo y asegure redes capaces de absorber la nueva demanda. España tiene una oportunidad clara para acelerar esta transformación y situarse al nivel de los países europeos de referencia"

Se ha advertido, además, de que la transformación del parque de viviendas solo será viable si se acompaña de una actualización y refuerzo de las redes eléctricas, esenciales para integrar el incremento de demanda y el crecimiento de la generación renovable distribuida. Para ello resulta imprescindible una planificación más flexible y anticipada, la agilización de permisos y accesos a la red, la definición de retribuciones que permitan atraer la inversión necesaria y un marco regulatorio estable que reduzca la incertidumbre y facilite la financiación. Sin estas condiciones, el despliegue de tecnologías eficientes y la electrificación de los hogares podría verse ralentizado, comprometiendo los objetivos climáticos y el desarrollo de nueva actividad industrial vinculada a la transición energética.

El documento destaca que, a día de hoy, la electricidad es 2,5 veces más cara que el gas para los hogares españoles, debido a una mayor carga regulatoria e impositiva. Esta diferencia y la inversión inicial dificulta la adopción de tecnologías eléctricas más eficientes como la bomba de calor. Para revertir esta situación y acelerar la descarbonización del parque de viviendas, el documento plantea varias recomendaciones estratégicas. En primer lugar, considera imprescindible reducir la carga fiscal de la electricidad para alinearla con los objetivos climáticos, así como mantener y ampliar los incentivos a la electrificación y la rehabilitación energética, que han movilizado más de 4.000 millones de euros entre 2021 y 2024. También subraya la necesidad de desarrollar programas y regulaciones coherentes con la transición, incluidos los criterios de cambio de sistemas de climatización. Asimismo, propone impulsar campañas de sensibilización para aumentar el conocimiento ciudadano sobre tecnologías eficientes.

Redexis, Zoilo Ríos y Axpo activan la primera estación pública de bioGNL y biometano en España - Energética 21

- La instalación permitirá suministrar gas renovable a vehículos ligeros y pesados y evitar más de dos mil toneladas anuales de CO2.



Redexis, Zoilo Ríos y Axpo activan la primera estación pública de bioGNL y biometano en España.

[redexis](#) [zoilo ríos](#) [axpo](#) [biognl](#) [biometano](#) [estación pública](#) [españa](#) [combustibles renovables](#)

<https://energetica21.com/noticia/redexis-zoilo-rios-axpo-activan-primera-estacion-publica-biognl-biometano-es...>

Energética 21

Lunes, 01 diciembre 2025

La instalación permitirá suministrar gas renovable a vehículos ligeros y pesados y evitar más de dos mil toneladas anuales de CO2.

Redexis, **Zoilo Ríos** y **Axpo** han puesto en marcha en Zaragoza la primera estación pública de España que suministra tanto **bioGNL** como **biometano**, dos combustibles renovables neutros en emisiones de CO2. La infraestructura, ubicada en la estación de servicio El Cisne en el kilómetro 309 de la A-2, ofrece una solución de repostaje para empresas de transporte de mercancías y pasajeros, así como para vehículos particulares.

El suministro se realiza con gas renovable comercializado por Axpo, en virtud del acuerdo alcanzado entre las tres compañías para impulsar la descarbonización del transporte. La instalación destaca por ser un proyecto pionero, ya que combina el suministro de bioGNL para camiones de larga distancia y biometano para turismos, furgonetas y vehículos pesados.

La estación se sitúa en un enclave estratégico para la logística nacional e internacional, junto a la plataforma PLAZA, por la que circulan diariamente más de 6.000 vehículos pesados. La infraestructura forma parte del compromiso de Zoilo Ríos con la movilidad sostenible y se integra en su estrategia de incorporar energías renovables a su oferta y a su modelo de gestión.

Los tiempos de repostaje oscilan entre tres minutos para turismos y ocho minutos para vehículos pesados. Entre los beneficios señalados por las compañías destacan la reducción de más de dos mil toneladas anuales de CO₂, el refuerzo de la independencia energética y el impulso a la economía circular mediante el uso de gases renovables vehiculares.

Redexis continúa afianzando su papel en el desarrollo de infraestructuras energéticas, con más de cuarenta estaciones de GNV en España y un plan activo de proyectos de biometano e hidrógeno verde. **Zoilo Ríos**, con cerca de un siglo de trayectoria, mantiene su apuesta por soluciones basadas en energías limpias. Por su parte, **Axpo** aporta su experiencia como principal comercializadora de biometano en España y su capacidad de innovación en soluciones energéticas sostenibles.

Ribera premia a España con una veintena de nuevos proyectos estratégicos para que deje de ser una isla energética

- En la lista se encuentran proyectos de bombeo hidráulico, electrolizadores y de la red de transporte de hidrógeno, entre otros.



La vicepresidenta de la Comisión Europea para la Transición Limpia, Teresa Ribera.

<https://elperiodicodelaenergia.com/ribera-premia-a-espana-con-una-veintena-de-nuevos-proyectos-estrategico...>

Sandra Acosta

Lunes, 01 diciembre 2025

Ningún comentario

España se sitúa en el centro del nuevo mapa energético europeo tras la decisión de la Comisión Europea de otorgar a **235 proyectos** transfronterizos el estatus de Proyectos de Interés Común (PCI) y Proyectos de Interés Mutuo (PMI). Una veintena de estas iniciativas afectan directamente al territorio español y permitirán avanzar en interconexiones, almacenamiento, producción de hidrógeno verde y participación en redes europeas de CO₂.

El paquete, el segundo desde 2023, abre la puerta a financiación comunitaria a través del Mecanismo Conectar Europa y garantiza procedimientos más rápidos de permisos y regulación.

Interconexiones y almacenamiento

Los proyectos españoles incluidos abarcan varios frentes. En electricidad, destacan las **nuevas interconexiones con Portugal y Francia**, claves para aumentar la capacidad de traslado de energía renovable hacia el centro del continente. La conexión Beariz–Fontefría–Ponte de Lima y la línea submarina del golfo de Vizcaya entre Gatica y Cubnezais refuerzan las exportaciones de excedentes renovables hacia el vecino francés. A ellas se suman las dos futuras conexiones a través de los

Pirineos, desde Navarra y Aragón, que buscan superar uno de los cuellos de botella estructurales del sistema energético europeo.

Todos los proyectos que son de interés común para Europa con los que España dejará de ser una isla energética. En un paso significativo hacia la transición energética y la promoción de tecnologías sostenibles, la Comisión Europea ha dado luz verde a una nueva lista de proyectos de interés común (PCIs), compuesta por un total de 166 iniciativas.

eje H2Med —el **gasoducto BarMar** entre Barcelona y Marsella— como la infraestructura interna necesaria para transportar hidrógeno desde los principales polos productivos nacionales. A ello se suman cinco nuevas plantas electrolizadoras: el Valle Andalúz del Hidrógeno Verde en Huelva, el valle asturiano del hidrógeno, el electrolizador Valdo Eume en Galicia, el proyecto Catalina en Aragón y ErasmoPower2X. Además, España contará con dos nuevos almacenes subterráneos de hidrógeno en la zona norte, fundamentales para disponer de reservas estratégicas que estabilicen el consumo industrial.

El H2Med, incluido en la lista definitiva de proyectos de hidrógeno de interés común de la UE. La Comisión Europea (CE) ha adoptado el Acto Delegado de Proyectos de Interés Común (PCI) que incluye al corredor H2Med.

En el ámbito del almacenamiento, España incorpora varios proyectos de **bombeo hidroeléctrico y sistemas reversibles** que refuerzan la estabilidad de la red. Entre ellos figuran NavaLeo, Aguayo II, CHR Irene y PSP Conso II, esenciales para gestionar picos de generación renovable y garantizar suministro en momentos de baja producción. Estas infraestructuras, repartidas entre Galicia, Cantabria y otras regiones, consolidan una red de apoyo crítico para la electrificación futura.

Hidrógeno verde y captura de CO2

El hidrógeno verde se convierte en otro de los pilares de la presencia española en la lista europea. El corredor ibérico-francés-alemán incluye tanto el tramo español del futuro

La presencia española también alcanza el capítulo de **infraestructuras de CO2**. El proyecto Pycasso, que unirá instalaciones industriales de Francia y España con almacenamiento geológico en territorio francés, facilitará la captura y transporte transfronterizo de emisiones. Esta participación permitirá al país avanzar en soluciones de descarbonización para sectores difíciles de electrificar, especialmente en la industria pesada.

Bruselas acompañará la ejecución de toda la lista mediante una coordinación política reforzada con los Estados miembros, apoyándose en los grupos de alto nivel regionales y en la Task Force de la Unión de la Energía. La Comisión presentará próximamente el European Grids Package y desarrollará la iniciativa Energy Highways, destinada a eliminar cuellos de botella y acelerar las grandes autopistas energéticas del continente.

Noticias relacionadas

- **Las redes eléctricas, el gran cuello de botella para el despliegue de 'data centers' en España**

Sandra Acosta 01/12/2025

- **Redexis, Axpo y Zoilo Ríos ponen en marcha en Zaragoza la primera 'biogasinera' de España**

Redacción 01/12/2025

- **A vueltas con el mercado de capacidad español: ¿por qué no se ha aprobado la medida que salvaría a ciclos y baterías?**

Ramón Roca 01/12/2025

- **El futuro de la energía es azul: la apuesta por la eólica marina**

Joan Ramon Morante y Héctor Santcovsky 01/12/2025

No hay comentarios

Deja tu comentario

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

Este sitio web está protegido por reCAPTCHA y la Política de privacidad y Términos de servicio de Google aplican. Enviar comentario

Síguenos en redes sociales

Últimas noticias

- El mayor apagón de este lunes en Cuba cubrirá a la vez el 59% del país, una cifra récord
- Corredor (Red Eléctrica) cree que la Unión Europea se juega su supervivencia en la integración energética
- Saudi Aramco y Sonatrach encarecen los precios del propano y el butano ante la escasez mundial del suministro
- Quintana destaca el plan para proteger la zona de Almaraz y evitar "lo sucedido en Garoña"
- Empresarios de la siderometalurgia alertan de la importancia de mantener instalaciones de gas

TotalEnergies vende a Chevron un 40% de dos permisos de exploración en aguas de Nigeria

- TotalEnergies ha anunciado que ha vendido al estadounidense Chevron una participación del 40% en dos permisos de exploración en las aguas de Nigeria.



Sede de TotalEnergies.

<https://elperiodicodelaenergia.com/totalenergies-vende-a-chevron-un-40-de-dos-permisos-de-exploracion-en-...>

Redacción

Lunes, 01 diciembre 2025

Ningún comentario

El grupo petrolero francés **TotalEnergies** ha anunciado que ha vendido al estadounidense **Chevron** una participación del 40% en dos permisos de exploración en las aguas de Nigeria en la que se va a mantener como operador.

TotalEnergies, que no precisó el monto de la operación, indicó en un comunicado que tras la cesión conservará la dirección de las operaciones de los permisos PPL 2000 y PPL 2001 con un 40% de participación, frente al 40% que tendrá Star Deep Water Petroleum Limited, una filial de Chevron, y el 20% de South Atlantic Petroleum.

TotalEnergies y South Atlantic Petroleum habían conseguido en una licitación de 2024 la atribución de PPL 2000 y PPL 2001, que cubren una superficie de unos 2.000 kilómetros cuadrados.

La operación para TotalEnergies

El gigante petrolero francés justificó esta venta a Chevron para reforzar la "cooperación mundial" entre las dos compañías, después de que en junio TotalEnergies hubiera comprado una participación del 25% en una cartera de permisos de exploración operados por Chevron en aguas de Estados Unidos.

El redactor recomienda

- **TotalEnergies vende por 510 millones su participación en un campo petrolero en Nigeria**
- **TotalEnergies se asocia con el magnate Kretinsky comprándole activos eléctricos en Europa**
- **TotalEnergies suministrará energía renovable a los centros de datos de Google en EEUU**

Se trata, indicó el director de exploración de TotalEnergies, **Nicola Mavilla** , de "reducir los riesgos y desarrollar nuevos recursos en Nigeria, en línea con los objetivos del país".

Noticias relacionadas

- **Greenergy vende a Ecopetrol siete proyectos fotovoltaicos en Colombia**

Redacción 01/12/2025

- **Un juez estadounidense aprueba la venta de la matriz de la petrolera estatal venezolana Citgo**

Redacción 30/11/2025

- **Acciona Energía vende dos activos renovables en Sudáfrica por 255 millones y obtiene plusvalía de 65 millones**

Redacción 27/11/2025

- **TotalEnergies vende por 510 millones su participación en un campo petrolero en Nigeria**

Redacción 25/11/2025

No hay comentarios

Deja tu comentario

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

Este sitio web está protegido por reCAPTCHA y la Política de privacidad y Términos de servicio de Google aplican. Enviar comentario

Síguenos en redes sociales

Últimas noticias

- Marruecos arranca tres plantas solares de 202 MW para la extracción de fosfatos
- El recibo de la luz baja un 4,3% en noviembre tras el abaratamiento registrado en el precio de la electricidad
- Ford mejora la autonomía, la rapidez de carga y el sistema de tracción de la furgoneta E-Transit Custom
- Iberdrola, distinguida por Bayer por su papel acelerador de la electrificación industrial
- El consumo de combustibles de automoción crece un 6% en octubre



Vestas prepara un pedido para un nuevo parque eólico marino de 660 MW

- Un pedido de 660 MW marca uno de los desarrollos offshore más relevantes del año en la región EMEA.



Vestas prepara un pedido para un nuevo parque eólico marino de 660 MW

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

<https://www.energias-renovables.com/eolica/vestas-prepara-un-pedido-para-un-nuevo-20251201>

Manuel Moncada

Lunes, 01 diciembre 2025

La energía eólica offshore, instalada mar adentro para aprovechar vientos más constantes y potentes, se ha consolidado como una pieza clave para la descarbonización de los sistemas energéticos europeos, aunque en España aún estamos a la espera para ver los primeros megas marinos (el objetivo es llegar a los 3 GW para 2030, según el Pniec). Sin embargo, en un contexto donde la Unión Europea busca reducir su dependencia de combustibles fósiles y reforzar su seguridad energética, proyectos como este resultan estratégicos.

Un movimiento coherente con la evolución de Vestas

Este anuncio llega tras la publicación del **informe financiero** del segundo trimestre de 2025, en el que Vestas reportó ingresos de 3,7 mil millones de euros, un incremento del 14% interanual, y un EBIT positivo del 1,5%, una mejora notable frente al margen negativo del año anterior. Aunque la empresa enfrenta una disminución del 44 % en nuevos pedidos respecto a 2024, mantiene un robusto backlog combinado de 67,3 mil millones de euros, incluyendo contratos de servicios a largo plazo, que representan una fuente de ingresos estable y recurrente.

El **presidente y CEO Henrik Andersen** destaca que la compañía está invirtiendo activamente en la expansión de su segmento offshore. En concreto, la puesta en marcha del primer modelo V236-15.0 MW, ensamblado en Polonia, simboliza la apuesta de Vestas por turbinas de gran capacidad para parques eólicos marinos de nueva generación. De hecho, se espera que el nuevo pedido de 660 MW anunciado hoy utilice esta tecnología o un modelo similar.

Por qué importa este anuncio

El hecho de que gran parte de los detalles sean todavía una incógnita no es casual: muchos países europeos preparan subastas y acuerdos energéticos en un entorno político volátil, donde los objetivos climáticos chocan a menudo con incertidumbres regulatorias. El comunicado señala, precisamente, que la empresa trabaja con gobiernos y socios para sortear estos desafíos y garantizar sistemas energéticos "seguros, asequibles y sostenibles".

En términos de capacidad, estos 660 MW pueden abastecer de energía a más de 600.000 hogares europeos, según estimaciones habituales del sector y, si se confirma su ubicación en un país con una infraestructura costera adecuada -como Alemania, Reino Unido, los países nórdicos o España-, podría tratarse de un proyecto emblemático de la transición energética regional.

El futuro inmediato de Vestas

Vestas mantiene su previsión para el año 2025: ingresos de entre 18.000 y 20.000 millones de euros y un margen EBIT de entre el 4% y el 7%. El nuevo pedido offshore encaja con esa hoja de ruta y refuerza el giro hacia tecnologías de mayor potencia y proyectos a escala industrial.

El viento oceánico, más que una apuesta tecnológica, se está convirtiendo en una estrategia geopolítica. Si este proyecto avanza como se espera, podría marcar un nuevo capítulo en el mapa energético europeo, con Vestas como uno de sus principales arquitectos.

Artículos relacionados

- [¿Habrá subasta de eólica marina en 2025?](#)
- [El mundo instaló 11 GW de eólica marina en 2024](#)
- [Nace la primera alianza global de puertos para la eólica marina flotante](#)
- [España se juega su liderazgo en eólica marina flotante por el bloqueo regulatorio y la falta de planificación](#)



Las eléctricas se apoyan en los críticos de la CNMC y en Transición para alegar sobre la retribución de las redes

Las distribuidoras y sus patronales presentan sus argumentos contra las circulares ante el Consejo de Estado

Coindicen en que la tasa planteada es discriminatoria

CARMEN MONFORTE
MADRID

A diferencia de lo ocurrido con las alegaciones que el sector de la distribución eléctrica presentó este año ante la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), en que tanto las grandes como las pequeñas empresas hicieron un frente común para expresar su posición sobre la nueva retribución de las redes, en el caso de la audiencia abierta por el Consejo de Estado, las grandes han presentado alegaciones por separado y también a través de la asociación Aelec.

Ayer terminaba el escaso plazo que este organismo había otorgado a las empresas personadas en el trámite, a las que se les había entregado el expediente completo del polémico paquete normativo que regirá la rentabilidad de las redes en los próximos seis años. De esta manera, Iberdrola, Endesa y

Naturgy, por separado; Aelec (integrada por las dos primeras y EDP) y Cide (asociación integrada por más de un centenar de pequeñas distribuidoras eléctricas) presentaban al finalizar la jornada del lunes sus alegaciones en contra de las propuestas de las circulares de la CNMC, que deben entrar en vigor el 1 de enero.

El pasado 29 de octubre el consejo de administración de la CNMC había acordado remitir sendas propuestas de circulares que establecen, respectivamente, la metodología para el cálculo de la retribución de la actividad de distribución eléctrica y la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera (TRF) de las redes de distribución (media y baja tensión). Por su parte, también envió la de las redes de transporte (en alta tensión) que gestiona Red Eléctrica, para el periodo regulatorio 2026-2031.

Precisamente, ha sido el dictamen del Ministerio para la Transición Ecológica, que incluye sus orientaciones de política energética y los votos particulares de dos de los tres consejeros disidentes de la CNMC, los que han servido de base a las empresas para armar unas alegaciones que suponen la última bala del sector para frenar las propuestas del organismo que

preside Cani Fernández, que incluyen una TRF del 6,58% (cuando las compañías reclamaban un mínimo del 7%) y un nuevo modelo retributivo que introduce, por primer vez, el riesgo en las inversiones.

Según fuentes del sector, las empresas coinciden en argumentar ante el Consejo de Estado que la tasa propuesta por la Comisión es "discriminatoria" respecto a las de las redes de gas y de otros sectores regulados, como el de las telecomunicaciones, el aeroportuario o el ferroviario, en los que se asume riesgo, esto es, se retribuyen las inversiones en función de la evolución de la demanda. Además, la TRF de las redes de transporte se sitúa en el mismo nivel que la distribución, cuando estas infraestructuras de REE siguen con el modelo anterior sin riesgo. Algo sobre lo que advierte también el Ministerio en sus orientaciones.

En línea con los votos particulares de los vocales Josep Maria Salas y María Jesús Martín, las empresas afectadas consideran que las propuestas son "arbitrarias, confiscatorias y discriminatorias" y "desincentivan la eficiencia". Concretamente, esta consejera, que ha emitido un voto particular en contra de la circular sobre la nueva metodología de re-



Líneas de distribución eléctrica en Sevilla. PACO PUENTES

tribución de la distribución, considera que el ajuste tan exigente sobre las ganancias de eficiencia en gasto (opex) no es proporcionado ni consistente con la introducción del nuevo modelo retributivo.

Perfil de riesgo

Por su parte, la patronal Aelec advierte ante el Consejo de Estado que, tanto los votos particulares de estos consejeros de la CNMC y el propio informe del Ministerio confirman las preocupaciones trasladadas por el sector: que la tasa planteada no es suficiente para hacer frente a los retos de la transición energética y, además, discrimina a la distribución respecto al transporte por tener distinto perfil de riesgo. En su voto particular, Josep Maria Salas subraya que "es difícil de sostener, desde una buena técnica regulatoria, que ambas actividades tengan la misma beta,

parámetro que debe medir, justamente, el riesgo de la actividad regulada".

En línea con todo ello, Aelec alerta de que "el cambio abrupto" del modelo, unido a que la retribución quede ligada a variables no controlables, como la demanda, "incrementa significativamente el riesgo regulatorio".

También reitera que los recortes concatenados de opex, que resultan en capturas de eficiencias excesivas, puede desincentivarlas, "por lo cual no puede considerarse una señal adecuada para el modelo retributivo".

Son la última bala del sector para frenar las propuestas del órgano regulador

Dado que la función del Consejo de Estado es que las propuestas normativas sean conforme a derecho, Aelec incide en que las circulares en trámite "no garantizan la sostenibilidad y seguridad jurídica de la distribución eléctrica, y que deben ajustarse "para asegurar coherencia metodológica, alineamiento europeo y estabilidad regulatoria".

Otro punto relevante que critican las compañías es el parámetro K de sostenibilidad económica, o la inversión necesaria para lograr incrementos de potencia. Para cumplir con la planificación del Ministerio, las distribuidoras consideran que este incentivo debe ser superior al propuesto (de 258 euros/kW a uno superior a los 327 euros/kW). Un modo de evitar la discriminación entre territorios y consumidores, pues el esfuerzo inversor según cada caso es mayor para las compañías.



El 43% de las peticiones de acceso a la red eléctrica de los promotores son denegadas

Descarbonizar el parque de viviendas requiere triplicar el ritmo de reducción de emisiones

Celia López MADRID.

La descarbonización del consumo energético de los hogares es uno de los puntales imprescindibles para llevar a cabo la transición energética. Sin embargo, aelec (Asociación de Empresas de Energía Eléctrica) alerta de que casi la mitad de las solicitudes de conexión a la red de los promotores de vivienda son denegadas por falta de capacidad. “Las solicitudes de acceso a la red eléctrica solicitadas en 2024 por los promotores fueron 6,8 gigavatios y un 43% no han sido atendidas por falta de capacidad. Desde septiembre, la red de distribución eléctrica está saturada y eso impide la conexión de muchas promociones de vivienda. Esto es algo muy preocupante”, aseguró ayer Marta Castro, directora de regulación de la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica, durante el desayuno informativo *Viviendas más eficientes y sostenibles* organizado con la consultora Deloitte.

Además de este cuello de botella, para descarbonizar el parque de viviendas en España sería necesario triplicar su ritmo de reducción de emisiones y pasar de un -2% anual (2019-2022) a un objetivo del -6/-7% anual para cumplir con los objetivos del PNIEC 2023-2030 (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima). “La mayor parte del consumo de los hogares está dedicado a la climatización y gran parte del mismo aún se realiza con combustibles fósiles”, advirtió Laureano Álvarez, socio de Energía de Deloitte. Y la mayor parte de las viviendas españolas siguen usando calderas de gas, a lo que hay que sumar la heterogeneidad del parque en cuanto a antigüedad, tamaño, tipología o clima.

El análisis realizado por Deloitte y aelec ha detectado que el sector residencial en España supone el 18% del consumo de energía final y el 8%



Un tendido eléctrico. REUTERS

Lo contamos
10/10/2025



‘elEconomista.es’ adelantó en octubre los problemas de suministro en Madrid.

de las emisiones netas de gases de efecto invernadero, con un 37% del consumo aún dependiente de combustibles fósiles.

Reto pendiente

“La vivienda es uno de los grandes retos pendientes para la transición energética. Para avanzar en eficiencia, electrificación y reducción de emisiones necesitamos un marco regulatorio coherente, que haga la electricidad más competitiva y permita a los hogares adoptar soluciones rentables y sostenibles”, señaló Marta Castro, que ha destacado que la demanda para conectarse a la red es muy importante por parte de la industria de la vivienda.

El documento advierte de que la transformación del parque de viviendas solo será viable si se acom-

paña de una actualización y refuerzo de las redes eléctricas, esenciales para integrar el incremento de demanda y el crecimiento de la generación renovable distribuida.

Los expertos recalcaron que la transformación del parque de viviendas solo será viable si se acompaña de una actualización y refuerzo de las redes eléctricas. Marta Castro solicitó una planificación más flexible y anticipada, la agilización de los permisos y accesos a red, la redefinición de retribuciones que permitan atraer la inversión necesaria y un marco regulatorio estable que reduzca la incertidumbre y facilite la financiación. El informe advierte de que sin este tipo de medidas la electrificación de los hogares podría verse ralentizada y comprometidos los objetivos climáticos.

Eléctricas, 'telecos' y otros suministros anticipan subidas de tarifas para 2026

Empresas, reguladores o Administraciones advierten de incrementos en telefonía móvil, internet, televisión, luz, agua, basuras o billetes de avión a partir del próximo 1 de enero

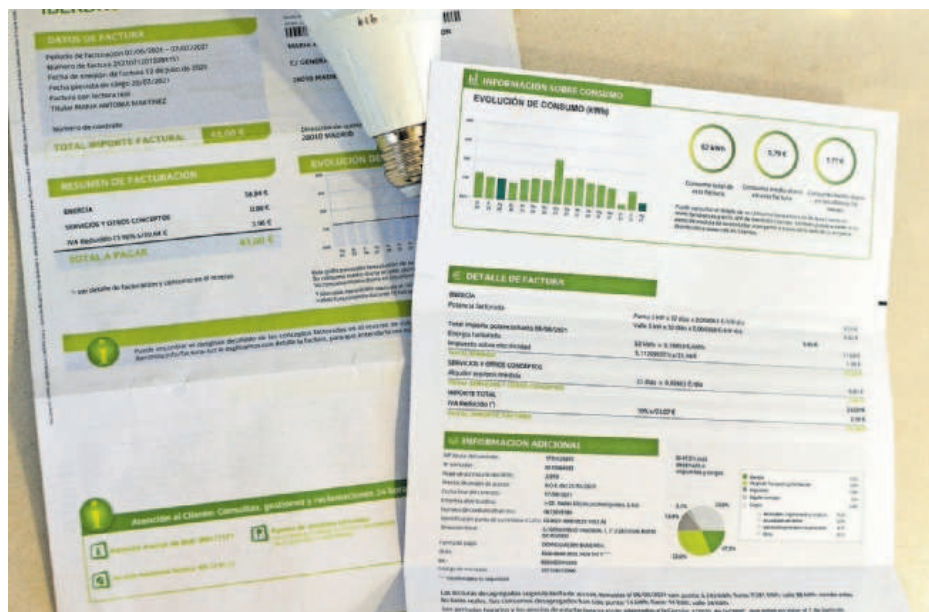
JUAN CRUZ PEÑA
MADRID

Menos de un mes antes de la siempre temida cuesta de enero, los sectores que operan algunos de los servicios básicos a la ciudadanía ya están anticipando que habrá nuevos incrementos en los suministros básicos que pagan los consumidores a partir de 2026. De hecho, tanto empresas como reguladores o Administraciones han venido advirtiendo en las últimas semanas y meses de que desde el próximo 1 de enero habrá actualizaciones de tarifas en servicios como internet, teléfono, luz, agua, tasa de basuras, televisión de pago o billetes de avión.

En la última semana, las tres grandes operadoras de telecomunicaciones, Orange, Telefónica y Vodafone, han advertido que sus distintos paquetes de telefonía, internet y televisión subirán alrededor de un 4%, cifra por encima de la inflación.

Las compañías justifican dichas subidas principalmente por el incremento de costes operativos, sobre todo en lo que tiene que ver con el encarecimiento de los servicios que les dan las plataformas audiovisuales y el gasto en derechos de retransmisión como el fútbol.

También las principales compañías eléctricas han dejado entrever subidas de precios en la tarifa de la luz. Tanto Iberdrola como Endesa advirtieron de que sus comercializadoras estaban asumiendo este año un impacto vinculado al apagón de unos 360 millones de euros. Otras empresas acusan subidas de en torno al 7% por esta causa. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) prohibió actualizar el pasado ejercicio las tarifas por la operación reforzada que aplica Red Eléctrica desde el histórico incidente y, por lo tanto, las empresas esperan haber podido tras-



ladar este coste a sus tarifas al 100% ya en 2026, con la renovación de sus contratos. Una práctica común entre comercializadoras de luz, que admiten el impacto y que no les queda más remedio que incrementar sus tarifas.

Esta subida atañe el coste energético que se paga en la factura, pero hay otra parte importante, que son los costes regulados, que también subirán. La CNMC está tramitando unos peajes eléctricos para 2026 que serán un 4% más caros, según la propuesta que ha sacado a consulta pública el regulador en los últimos días. La nueva tasa de retribución de las redes que empezará a aplicarse el próximo año tendrá un coste añadido para el bolsillo de los usuarios.

Otro servicio básico por el que pagarán más los hogares de muchos municipios en España será el agua. Aigües de Barcelona, la sociedad público-privada dominada por Agbar (Veolia) que gestiona el agua del Área Metropolitana de Barcelona, ya anunció

una subida del 2,9% del recibo para 2026, pero, además, municipios de su alrededor ya han advertido de subidas de hasta un 5,8%.

El pasado mes de febrero, el Canal de Isabel II, la compañía propiedad de la Comunidad de Madrid que gestiona el ciclo integral del agua en la región, anunció un incremento de la factura del 3% anual hasta 2030. El objetivo es mejorar la red de infraestructuras hídricas. El sector asegura que durante décadas no se han incrementado las cuotas de agua -competencia municipal- y ahora se deben subir para acometer las inversiones necesarias en un escenario donde la escasez es un problema creciente. Otros consorcios, como el de Aguas Bilbao Bizkaia, también han anunciado subidas del 4% de cara al próximo año.

Tasa de basuras

Otro coste que aumentará en muchos municipios en 2026 será la tasa de basuras, un gravamen que está generando polémica en al-

Factura de electricidad.

PABLO MONGE

gunos municipios. La Ley 7/2022, de Residuos y Suelos Contaminados, obliga a todos los municipios de más de 5.000 habitantes a instaurar una tasa de recogida de basuras, de modo que cada hogar pague por los residuos que genera. Y esto ya está forzando a los consistorios a trasladar la tarifa.

Este es el caso de Madrid, que con los cambios a implementar se espera que la tasa de basuras suba a entre 141 euros y 142,6 euros de media por hogar. Otros, como Santa Cruz de Tenerife, prevé incrementar esta tasa hasta un 50%.

Sin embargo, no todos los hogares notarán esta subida, ya que hay ayuntamientos que se han adelantado y ya han actualizado el tributo por los cambios regulatorios.

Otro sector en el que se esperan incrementos de costes para los usuarios es el de las aerolíneas. Recientemente, la CNMC ha aprobado la propuesta de Aena de subir el canon que pagan las compañías aéreas por el uso

de las infraestructuras aeroportuarias un 6,44% a partir del 1 de enero, en menos de un mes. Las operadoras de vuelos rechazaron dicha subida, aunque no han sido explícitas en si subirán sus billetes, ya que se trata de un sector altamente competitivo. Sin embargo, fuentes del sector aseguran que tarde o temprano acabarán repercutiendo, al menos en parte, el mayor coste que les aplicará Aena a sus usuarios.

Ayudas al transporte

Con los anuncios ya conocidos, aún falta un mes para saber cómo se van a actualizar otros servicios y productos para los consumidores. Por ejemplo, el Gobierno aún tendrá que actualizar los peajes de las autopistas, que cada año suben conforme a una fórmula vinculada a la inflación.

Pero entre las grandes incógnitas aún está saber qué va a pasar con las ayudas al transporte público que venían aplicándose desde la crisis derivada de la guerra de Ucrania, que provocó un shock en los mercados energéticos y muchos de los cuales llegan a su fin el próximo 31 de diciembre. Por el momento, algunos descuentos, que provienen tanto de la Administración central como de la autonómica y local, ya han ido aminorándose.

En menos de un mes arranca una nueva cuesta de enero que llegará con una subida de las pensiones del 2,7% y después de que el Gobierno haya aprobado un incremento de los sueldos de los funcionarios del 11% entre 2025 y 2028. Falta por concretar la evolución de los sueldos del sector privado en un entorno cada vez más desigual sobre todo por el fuerte incremento del coste de la vivienda. De cara a 2026, el portal inmobiliario Pisos.com espera una subida de más del 10% de los alquileres y del 7,8% para la compraventa.

Resta por conocer cómo se actualizarán los peajes o los abonos de transporte

También se prevén aumentos del 10% en el alquiler y del 7,8% en la compra de vivienda

Elia, el mejor valor europeo de redes de transporte este año

- La gestora de la red eléctrica belga presentó los hitos del tercer trimestre el pasado viernes. Elia reiteró sus objetivos de beneficio neto e inversión para el 2025.



Elia, el mejor valor europeo de redes de transporte este año

<https://elperiodicodelaenergia.com/elia-el-mejor-valor-europeo-de-redes-de-transporte-este-ano/>

José Javier Ruiz

Lunes, 01 diciembre 2025

La gestora de la red eléctrica belga presentó los hitos del tercer trimestre el pasado viernes. Elia reiteró sus objetivos de beneficio neto e inversión para el 2025

A falta de un mes para acabar el año, la red belga **Elia** es candidato a coronarse como el mejor valor de las cuatro redes de transporte eléctrico cotizadas en los mercados europeos. El valor ha subido un 36% en lo que va de año, frente al segundo mejor valor, la red inglesa National Grid, con una revalorización del 20% y el 18% en el año de la red italiana Terna. Con una caída del 7% en los once primeros meses del 2025, Redeia se sitúa en última posición.

Elia no presenta resultados trimestrales, pero sí compartió con los inversores un comunicado sobre los principales hitos del trimestre. El mejor mensaje para los inversores es que Elia reitera los objetivos del 2025, es decir, alcanzar un beneficio neto de €490 a €540 millones, donde la red de transporte belga aportaría €255 a €285 millones o el 52-53% del beneficio, mientras que la red alemana, a través de su filial 50Hertz, aportaría el resto del beneficio esperado.

Del lado menos positivo, Elia anunció que su filial energyRe Giga está llevando a cabo una revisión estratégica de Clean Path NY, uno de los tres proyectos de su cartera, tras la decisión de la Comisión de Servicio Público de Nueva York (PSC) de denegar su designación como Proyecto de Transmisión Prioritaria (PTP). Elia está valorando opciones futuras respecto a la inversión, además de llevar “un seguimiento minucioso del valor contable de su cartera estadounidense”.

Elia se encuentra sumergida en un ciclo inversor intenso

En Bélgica, la red Brabo III sigue avanzando en su fase final con la construcción del último mástil, y la instalación de los cables eléctricos en varios tramos, incluidos los mástiles que flanquean la autopista E17. Las operaciones "offshore" programadas de este año ya han concluido con la instalación del último pilón en la Isla Princesa Isabel, la primera isla de energía artificial del mundo.

Su filial alemana 50Hertz avanzó en importantes proyectos de desarrollo de la red durante el tercer trimestre. Como principal hito, 50Hertz comenzó la construcción de la conexión a la red de 380 kV de Suedharz, un nuevo corredor norte-sur que une Sajonia y Turingia. Además, el proyecto Bornholm Energy Island alcanzó un hito clave, ya que 50Hertz y Energinet se adjudicaron un importante contrato para el suministro de sistemas convertidores de corriente continua de alto voltaje.

La compañía eléctrica mantiene su objetivo de inversiones de €5,1 mil millones para el 2025, repartido en €3,6 mil millones para la red alemana y €1,5 mil millones para la red belga. Comparado con los €1,4 mil millones que espera invertir la española en el 2025, las cifras permiten dar una idea de las magnitudes en las que Elia se mueve. Esta comparación sería amplificada si tenemos en cuenta que Elia gestiona casi 20.000 kilómetros de red de transporte eléctrico en Bélgica y Alemania, frente a los casi 46.000 kilómetros de Redeia.

Mayores inversiones se convertirán en mayores ingresos regulados para Elia

El mejor comportamiento de la acción respecto a Redeia implica que los inversores descuentan un mayor crecimiento en ingresos regulados en Elia que en la española. Medido en crecimiento de activos regulados (RAB), el mercado estaría descontando un crecimiento del 18% anual para Elia, según los planes de inversión presentados para los próximos cuatro años, frente a un dígito porcentual de crecimiento anual en Redeia.

Las mayores necesidades de inversión en Elia están justificadas principalmente por todas las interconexiones con parques eólicos marinos necesarias para traer toda la electricidad generada en el Mar del Norte a las costas belgas y alemanas. Elia planea invertir €26,8 mil millones en el período 2025 a 2028.

Elia se beneficia de reguladores más dinámicos

Mientras en España, la CNMC prosigue con un tortuoso proceso de revisión regulatoria para los próximos seis años, el regulador belga actualiza la tasa de retribución de las redes de transporte eléctricas anualmente. La tasa de retorno financiera belga se centra en la tasa de retorno del capital de los accionistas únicamente, ya que el reconocimiento del coste de la deuda es directo, sin revisión regulatoria. La tasa de retribución del capital se realiza mecánicamente con una fórmula relacionada directamente con la evolución del bono a diez años belga.

El sistema alemán también se centra en la tasa de retribución del capital únicamente, aunque no es tan mecánica como la belga. Sin embargo, ha habido buenos gestos por parte del gobierno alemán para facilitar las inversiones en la red de transporte alemana.

El pasado 1 de octubre los cuatro gestores de redes alemanas, 50Hertz, Amprion, TenneT y TransnetBW, publicaron las tarifas provisionales del uso de la red para el 2026. Las propuestas de tarifas tienen en cuenta una subvención de €6.500 millones del Fondo para el Clima y la Transformación (KTF) del Gobierno Federal alemán. De ser aprobada por el Parlamento alemán, esta medida reduciría las tarifas medias de transmisión en un 57%, lo que aliviaría los costes de electricidad para los consumidores. La subvención se transferirá íntegramente a los usuarios de la red, sin beneficio económico para 50Hertz.

España abre el debate sobre cómo garantizar una transición energética justa

- La Estrategia de Transición Justa comienza con un proceso participativo para proteger el empleo y apoyar a los territorios más afectados por la descarbonización



Un contenedor cargado de carbón.

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/esp-a-abre-el-debate-sobre-c-20251201>

Manuel Moncada

Lunes, 01 diciembre 2025

La nueva Estrategia busca alinearse con los objetivos climáticos y energéticos del **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030**. El desafío consiste en maximizar la creación de actividad económica y empleo derivados de la descarbonización, a la vez que se protegen los territorios y colectivos más expuestos a los cambios productivos vinculados a la transición energética, como las viejas cuencas mineras y los trabajadores de las centrales térmicas.

Para ello, la Consulta solicita aportaciones en cuatro ámbitos clave:

- Los desafíos y oportunidades sociolaborales durante los próximos cinco años.
- La identificación de territorios y colectivos vulnerables ante la transición energética.
- Las políticas e instrumentos necesarios para garantizar que el proceso sea justo e inclusivo.
- Los mecanismos de coordinación entre administraciones y agentes sociales.

Cinco años decisivos

La Estrategia de Transición Justa no parte de cero. La primera, aprobada en 2019, situó a España como pionera en la UE al contar con una herramienta específica para garantizar que el giro ecológico fuese equitativo. Desde entonces, ha guiado políticas para estimular el empleo verde, favorecer la inversión y acompañar a las zonas afectadas por el cierre de minas de carbón y centrales térmicas.

Ahora, tal como establece el artículo 27 de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética, la Estrategia debe actualizarse y renovarse. La revisión 2026-2030 busca consolidar los avances y adaptar los objetivos al nuevo escenario económico, energético y social.

Más allá de la energía: el impacto en todo el tejido productivo

La transición justa no afecta únicamente a la industria energética. Sus efectos se extienden a la organización general del empleo y a sectores tan diversos como la movilidad, la construcción, la rehabilitación o la agricultura. La nueva Estrategia aspira a detectar oportunidades de generación de empleo en todos ellos, impulsar el desarrollo territorial y proponer políticas de acompañamiento que garanticen un crecimiento sostenible y equilibrado.

Escucha activa

La Consulta se integra en un proceso de escucha activa que se desarrollará durante todo el periodo de elaboración. Entre las primeras acciones, está previsto un seminario mañana, 2 de diciembre, con representantes de sectores clave: energía, industria, transporte y movilidad, construcción, rehabilitación y agricultura. La jornada servirá para intercambiar diagnósticos y prioridades, así como para recoger propuestas concretas.

Plazo y participación

Quienes deseen contribuir a la Consulta deberán completar el formulario disponible a través del ITJ antes del 1 de febrero de 2026. Sus aportaciones serán parte fundamental de una Estrategia que aspira a convertir la transición ecológica en una oportunidad compartida. El reto está abierto: construir un modelo económico bajo en emisiones que también sea socialmente justo. La puerta para participar ya está abierta.



España recorta un 10 % el consumo energético de las viviendas entre 2020 y 2023 - Construcción - CdeComunicacion.es

- España ha logrado reducir un 10 % el consumo energético de sus viviendas entre 2020 y 2023, según el análisis incluido en el Plan Nacional de Renovación de Edificios (PNRE). [...]



<https://construccion.cdecomunicacion.es/sector/136507/espana-recorta-un-10-el-consumo-energetico-de-las-vi...>

Alba Merino

Lunes, 01 diciembre 2025

Necesarias Necesarias Siempre activado Las cookies necesarias son absolutamente esenciales para que el sitio web funcione correctamente. Estas cookies garantizan funcionalidades básicas y características de seguridad del sitio web, de forma anónima.

CookieDuraciónDescripcióncookieawinfo-checkbox-advertisement11 mesesEsta cookie se utiliza para almacenar el consentimiento del usuario para las cookies en la categoría "Publicitarias".cookieawinfo-checkbox-analytics11 monthsEsta cookie está configurada por el complemento de consentimiento de cookies de GDPR. La cookie se utiliza para almacenar el consentimiento del usuario para las cookies en la categoría "Análisis".cookieawinfo-checkbox-functional11 monthsEsta cookie está configurada por el consentimiento de cookies de GDPR para registrar el consentimiento del usuario para las cookies en la categoría "Funcional".cookieawinfo-checkbox-necessary11 monthsEsta cookie está configurada por el complemento de consentimiento de cookies de GDPR. Las cookies se utilizan para almacenar el consentimiento del usuario para las cookies en la categoría "Necesario".cookieawinfo-checkbox-others11 monthsEsta cookie está configurada por el complemento de consentimiento de cookies de GDPR. La cookie se utiliza para almacenar el consentimiento del usuario para las cookies en la categoría "Otro".cookieawinfo-checkbox-performance11 monthsEsta cookie está configurada por el complemento de consentimiento de cookies de GDPR. La cookie se utiliza para almacenar el consentimiento del usuario para las cookies en la categoría "Rendimiento".viewed_cookie_policy11 monthsEsta cookie está configurada por el complemento de consentimiento de cookies de GDPR y se utiliza para

almacenar si el usuario ha dado su consentimiento o no para el uso de cookies. No almacena ningún dato personal.

Funcionales Las cookies funcionales ayudan a realizar ciertas funcionalidades, como compartir el contenido del sitio web en plataformas de redes sociales, recopilar comentarios y otras funciones de terceros.

Rendimiento Las cookies de rendimiento se utilizan para comprender y analizar los índices clave de rendimiento del sitio web, lo que ayuda a brindar una mejor experiencia de usuario a los visitantes.

Analíticas Las cookies analíticas se utilizan para comprender cómo interactúan los visitantes con el sitio web. Estas cookies ayudan a proporcionar información sobre métricas, el número de visitantes, la tasa de rebote, la fuente de tráfico, etc.

Cookie	Duración	Descripción
__utma	2 años	Se usa para distinguir usuarios y sesiones. La cookie se crea cuando se ejecuta la biblioteca de JavaScript y no hay ninguna cookie __utma. La cookie se actualiza cada vez que se envían datos a Google Analytics.
__utmb	30 minutos	Se utiliza para determinar nuevas sesiones / visitas. La cookie se crea cuando se ejecuta la biblioteca JavaScript y no existen cookies __utma. La cookie se actualiza cada vez que se envían datos a Google Analytics.
__utmc	Google Analytics	establece la cookie y se elimina cuando el usuario cierra el navegador. La cookie no es utilizada por ga.js. La cookie se utiliza para permitir la interoperabilidad con urchin.js, que es una versión anterior de Google Analytics y se utiliza junto con la cookie __utmb para determinar nuevas sesiones / visitas.
__utmt	10 minutos	Google Analytics establece la cookie y se utiliza para reducir la tasa de solicitud.
Publicitarias	Publicitarias	Las cookies publicitarias se utilizan para proporcionar a los visitantes anuncios y campañas de marketing relevantes. Estas cookies rastrean a los visitantes en los sitios web y recopilan información para proporcionar anuncios personalizados.
__utmz	6 meses	Google Analytics establece esta cookie y se utiliza para almacenar la fuente de tráfico o la campaña a través de la cual el visitante llegó a su sitio.
_fbp	2 meses	Facebook instala esta cookie para mostrar publicidad cuando están en Facebook o en una plataforma digital impulsada por publicidad de Facebook después de visitar este sitio web.
fr	2 meses	Facebook instala esta cookie para mostrar anuncios relevantes a los usuarios y medir y mejorar los anuncios. La cookie también rastrea el comportamiento del usuario en la web en sitios que tienen píxeles de Facebook o complementos sociales de Facebook.
Otras	Otras	Otras cookies no categorizadas son aquellas que están siendo analizadas y aún no han sido clasificadas en una categoría.

Irán detiene la generación de energía en una presa clave debido a la sequía

- Irán ha detenido la producción de electricidad en la presa más grande del país, Karkheh, debido a una marcada disminución del nivel de agua del embalse.



Presa de Karkheh en Irán.

<https://elperiodicodelaenergia.com/iran-detiene-la-generacion-de-energia-en-una-presa-clave-debido-a-la-seq...>

Redacción

Lunes, 01 diciembre 2025

La caída del embalse de Karkheh refleja la crisis hídrica que atraviesa el país, que enfrenta su sexto año consecutivo de sequía.

Irán ha detenido la producción de electricidad en la presa más grande del país, Karkheh, debido a una marcada disminución del nivel de agua del embalse, en medio de una prolongada sequía y que provoca graves problemas de suministro de agua y electricidad.

"Debido al descenso del nivel del embalse de la presa Karkheh, las unidades de su central eléctrica fueron retiradas del circuito de producción", declaró **Amir Mahmoudi**, director de la presa y de su central hidroeléctrica, situada en la suroccidental provincia de Juzestán, según informó la agencia *IRNA*.

El funcionario explicó que el nivel del embalse ha caído a 180 metros, 40 metros por debajo del nivel operativo natural, y que el volumen de agua almacenada ronda apenas mil millones de metros cúbicos, insuficiente para mantener en funcionamiento las unidades de generación eléctrica.

"La situación es crítica. Desde las inundaciones de 2019 no hemos tenido precipitaciones significativas y el embalse se ha vaciado casi por completo", señaló Mahmoudi.

La presa de Irán

La presa Karkheh, una de las represas de tierra más grandes del mundo y la mayor de **Irán y Oriente Medio** , se construyó sobre el río Karkheh entre 1991 y 2001, y cuenta con tres unidades hidroeléctricas con una capacidad total de 400 megavatios.

La caída del embalse de Karkheh refleja la crisis hídrica que atraviesa el país, que enfrenta su sexto año consecutivo de sequía. Según las autoridades iraníes, los niveles de precipitación han disminuido este año más de un 80% en todo el país en comparación con el promedio a largo plazo.

Las cinco principales presas que abastecen de agua a Teherán están a menos del 5% de su capacidad.

Irán enfrentó, además, el verano pasado una persistente escasez de electricidad que obligó a cortes parciales y programados de luz para evitar el colapso de la red eléctrica nacional, con un déficit diario de 20.000 megavatios.

La factura eléctrica de un consumidor PVPC cae en noviembre ante el menor coste de la luz

- La factura eléctrica de los consumidores con PVPC se abaratará este noviembre, coincidiendo con el menor coste de la energía.



Una factura del consumo de luz.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-factura-electrica-de-un-consumidor-pvpc-cae-en-noviembre-ante-el-men...>

Redacción

Lunes, 01 diciembre 2025

El recibo de un consumidor tipo -con una potencia de 4,4 kilovatios (kW) y un consumo mensual de 60 kilovatios hora (kWh) en horario punta, 70 kWh en llano y 120 kWh en valle- ha sido de 59,11 euros

La factura eléctrica de los consumidores con tarifa regulada o PVPC se abaratará este noviembre , no sólo respecto a octubre sino también en comparativa interanual, coincidiendo con el menor coste de la energía en un mes de elevada producción renovable.

Según el simulador de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), el recibo de un consumidor tipo -con una potencia de 4,4 kilovatios (kW) y un consumo mensual de 60 kilovatios hora (kWh) en horario punta, 70 kWh en llano y 120 kWh en valle- ha sido de 59,11 euros.

Así pues, se trataría de la **factura más económica** para un mes de noviembre desde 2023, cuando un consumidor de las mismas características pagó en torno a 47,5 euros.

Si se comparan estos datos con los registrados a lo largo de 2025, se observa cómo la factura se ha aproximado a los niveles de julio (58,53 euros) y agosto (58,47 euros), situándose notablemente por debajo de los 68,41 euros de enero y los 68,56 euros de febrero, en pleno invierno.

La factura eléctrica

El recibo más barato de este año continúa siendo el de abril (49,62 euros), cuando el precio del mercado mayorista de la electricidad o 'pool' -una de las referencias para la PVPC- cayó hasta los 26,8 euros/megavatio hora (MWh).

Un mes más tarde, el coste del 'pool' tocó su suelo de este año (16,9 euros/MWh).

Sin embargo, la factura final de los **consumidores** con tarifa regulada se incrementó en mayo debido al encarecimiento de los servicios de ajuste -mecanismo que gestiona Red Eléctrica para garantizar la seguridad en el suministro- desde el inédito apagón peninsular del 28 de abril.

Un noviembre muy renovable

La evolución del recibo para un contrato **PVPC** está vinculado, entre otros factores, al precio medio de la electricidad en el 'pool', que este noviembre ha llegado a los 58,6 euros/MWh, un 44% menos respecto a las mismas fechas de 2024.

De acuerdo con los analistas de Grupo ASE, el impulso **fotovoltaico** y **eólico** ha sido el responsable de esta bajada en el coste de la luz.

En total, las **tecnologías renovables** han producido cerca del 60% (59,6%) de la electricidad en el mes, como muestra la estadística diaria del sistema eléctrico español peninsular de **Red Eléctrica**, con datos hasta el 28 de noviembre.

A tenor de esta misma fuente, la **eólica** ha sido la primera fuente de generación eléctrica, con un 33,1% del total, seguida de la nuclear (con un 17%), cuya aportación se ha visto reducida por las paradas en la primera parte del mes en plantas como **Cofrentes** y **Almaraz II**.

Evolución de los precios

Los **expertos** destacan, asimismo, la contribución de la solar fotovoltaica, que ha representado un 14,7% del total del 'mix' tras crecer un 37% en comparativa interanual pese a la menor irradiación solar propia de esta época.

Esto se ha traducido en una fuerte presión a la baja de los precios en las horas centrales del día.

De cara a los próximos meses, los **futuros de la electricidad** de OMIP, operador de mercado regulado que ofrece una plataforma de negociación para derivados de energía, se encuentran al alza.

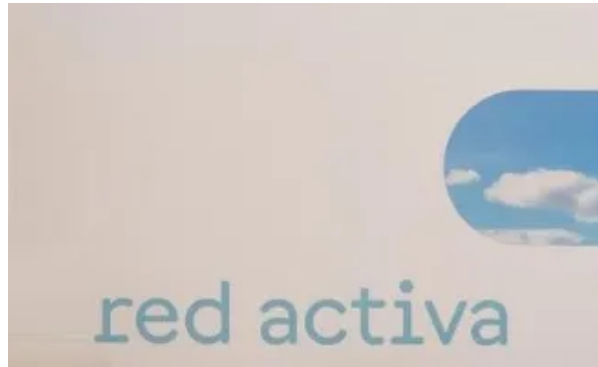
En concreto, vaticinan un precio de 67,1 euros/MWh para el próximo enero -una subida que entra dentro de lo previsible ante el frío del invierno y la consiguiente mayor demanda eléctrica-.

Para el primer trimestre de 2026, OMIP prevé una media de 59,1 euros/MWh, por encima de los 57 euros/MWh que espera para el conjunto del año.



SRAD, el sistema de respuesta activa de la demanda que velará por evitar otro apagón

- El sistema eléctrico peninsular contará de enero a junio con 1.725 MW de respuesta activa de la demanda



SRAD, el sistema de respuesta activa de la demanda que velará por evitar otro apagón

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

SRAD

<https://www.energias-renovables.com/panorama/srad-el-sistema-de-respuesta-activa-de-20251201>

Antonio Barrero F.

Lunes, 01 diciembre 2025

Los 1.725 megavatios de potencia (de respuesta activa de la demanda) para el año 2026 son resultado de la subasta organizada por Red Eléctrica este viernes pasado y ya están disponibles (esos resultados) en la **página de esios** . Los consumidores adjudicatarios serán retribuidos con un precio marginal de 65 euros por cada megavatio asignado y hora por su disponibilidad para reducir su consumo en las horas asignadas. Por otra parte, cada activación será retribuida al precio de la regulación terciaria correspondiente a los periodos de activación. Este servicio (SRAD, servicio de respuesta activa de la demanda), voluntario y retribuido, lleva **en funcionamiento desde 2022** y se emplea en casos puntuales para mantener el equilibrio entre generación y demanda. Además, el SRAD incorpora ahora modificaciones propuestas por Red Eléctrica en marzo de 2025 "para adaptar el servicio a la normativa comunitaria y los estándares europeos".

REE define qué es el SRAD

«El SRAD es un mecanismo de balance voluntario y alineado con la normativa europea, que promueve la participación de la demanda en los servicios de balance para garantizar el equilibrio del sistema. Para prestar este servicio, que se emplea desde 2022, los proveedores adquieren el compromiso de estar disponibles para reducir su potencia de consumo en aquellas situaciones puntuales en las que el operador del sistema identifique que no se cuenta con recursos suficientes para mantener el nivel adecuado de reserva. De esta forma, la reserva aportada por instalaciones de demanda que participan en SRAD contribuye a la descarbonización del sistema, ya que evita la programación de grupos generadores»

En esta ocasión -explica el operador del sistema eléctrico nacional-, el servicio de respuesta activa de la demanda incorpora modificaciones propuestas por **Red Eléctrica** en marzo de 2025, recientemente aprobadas por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Entre las principales novedades, se encuentra el periodo de prestación del servicio, que pasa de ser anual a ser semestral, en línea con la normativa comunitaria establecida en el Reglamento (UE) 2019/943.

Por otra parte, y también en esta edición, se incorporan mejoras para acercar el servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD) a los patrones europeos de los servicios de balance. En este sentido, con respecto a los participantes, a partir de ahora también "pueden acudir voluntariamente aquellos consumidores que, de forma agregada y de la mano de una comercializadora que opere en el mercado, dispongan de una capacidad de oferta igual o superior a un megavatio".

Además, la duración pasa de ser de hasta 3 horas al día por proveedor a 2 horas. Otra de las novedades -añaden desde REE- es que, para poder aplicarse, el proveedor contará con un aviso previo de al menos 12,5 minutos en vez de los 15 minutos de antelación con los que se contaba en ediciones anteriores.

Los 1.725 megavatios de potencia (de respuesta activa de la demanda) para el año 2026 incrementan en un 50% la cantidad de megavatios de potencia ofrecida por instalaciones peninsulares de demanda en 2025 y suponen -explican desde Red Eléctrica- el 74% de la capacidad requerida para el primer semestre de 2026, que ha sido de 2.339 MW, volumen similar al solicitado en la subasta del pasado año.

Listado de activaciones del servicio SRAD

Un nuevo análisis muestra que asequibilidad energética y cero neto van de la mano

- La eficiencia energética, la electrificación y los recursos energéticos distribuidos (DER) ofrecen los mayores ahorros para los hogares, reduciendo las facturas netas de energía hasta en un 67%.



Un nuevo análisis muestra que asequibilidad energética y cero neto van de la mano

<https://elperiodicodelaenergia.com/un-nuevo-analisis-muestra-que-asequibilidad-energetica-y-cero-neto-van-d...>

José A. Roca

Lunes, 01 diciembre 2025

Ningún comentario

Disipando la noción de que la reducción de emisiones se produce a expensas de los hogares y las empresas australianas, un nuevo informe ha demostrado que todas las oportunidades principales para mejorar la asequibilidad de la energía en electricidad y gas también respaldan, o son independientes de, las ambiciones netas cero del país.

La nota informativa del **Instituto de Economía Energética y Análisis Financiero (IEEFA)**, titulada *Mejorar la asequibilidad energética se alinea con el cero neto*, destaca las medidas más efectivas para reducir los costos de electricidad y gas, tanto en toda la cadena de suministro como por parte de los usuarios de energía australianos.

La red eléctrica mundial se prepara para el Net ZeroLa inversión anual en la red alcanzará los 811.000 millones de dólares en 2030 en el escenario Net Zero de BloombergNEF.

Amandine Denis-Ryan, directora ejecutiva de IEEFA Australia y autora principal del informe, afirmó: «La idea de que Australia debe elegir entre reducir las facturas o las emisiones es simplemente falsa. Nuestro análisis demuestra que el futuro energético más económico también es limpio. Al centrarse en las energías renovables, la eficiencia, la electrificación y unos mercados

energéticos más justos, Australia puede reducir las facturas de energía de los hogares y, al mismo tiempo, acelerar el progreso hacia el cero neto».

Las energías renovables no están encareciendo la electricidad; el envejecimiento de las centrales de carbón, los altos precios del gas y la ineficiencia de los mercados sí lo están. Hay mucho margen de mejora en cuanto a la asequibilidad energética, pero no se trata de elegir una combinación diferente de generación eléctrica. Se trata de corregir la ineficiencia de los mercados energéticos y la regulación, aumentar la competencia y actuar en el lado de la demanda.

Elegir las opciones de menor costo

El parque de carbón de Australia está envejeciendo rápidamente, y se prevé que la mayoría de las centrales se retiren en la próxima década. Una gran parte de los activos de la red también está llegando al final de su vida útil. El informe de IEEFA concluye que reemplazar estos activos es inevitable, pero la elección de la tecnología de reemplazo tiene un profundo impacto en la asequibilidad.

La evidencia es clara: las energías renovables, respaldadas por el almacenamiento y la transmisión, son la forma más económica de generar electricidad nueva. Su coste ya es comparable al del carbón y será considerablemente más bajo para 2030. Mientras tanto, el gas se ha vuelto cada vez menos competitivo a medida que los precios se disparan, afirmó Denis-Ryan.

La inversión en energías renovables ofrece más rentabilidad y menos riesgos que la vivienda. A través de contratos de compra-venta de energía (PPA), estos proyectos garantizan ingresos a largo plazo, con una rentabilidad promedio que puede superar el 9,5% anual.

Costo nivelado de la electricidad (LCOE) del carbón y las energías renovables, \$/megavatio-hora

El informe destaca que los sobrecostos en grandes proyectos son comunes a nivel mundial, independientemente de la tecnología. Sin embargo, reducir los retrasos en la implementación de nuevos activos de generación, transmisión y almacenamiento de energía renovable es fundamental para mejorar la asequibilidad energética y evitar la dependencia excesiva del costoso gas y las riesgosas ampliaciones de las centrales de carbón.

En lo que respecta al suministro de gas, los yacimientos de bajo costo que históricamente han abastecido a Australia se están quedando sin gas. Además, los grandes yacimientos de gas nuevos conllevan altos costos de producción y transporte. Según la IEEFA, la forma más económica de abastecer a los consumidores australianos de gas es redirigir pequeñas cantidades de GNL no contratado de las exportaciones al mercado nacional.

Mejorar el funcionamiento de nuestros mercados y normas también debería ser una gran prioridad. Solucionar problemas regulatorios, como las ganancias sistémicas extraordinarias de las redes de electricidad y gas, podría generar miles de millones de dólares en ahorros para los consumidores. La concentración del mercado y la falta de transparencia en los mercados de gas y electricidad también

son factores clave de los altos precios, y las reformas para mejorar la competencia son esenciales, afirmó la Sra. Denis-Ryan.

Los hogares y las empresas tienen el mayor potencial de ahorro

Las medidas orientadas a la demanda (eficiencia energética, electrificación, demanda flexible, energía solar y baterías) ofrecen las mayores oportunidades de reducción de facturas:

La electrificación podría ahorrar a Europa 250.000 millones de euros al año. Según el último informe de Schneider Electric, la Unión Europea gasta actualmente 380.000 millones de euros anuales en energía importada, con casi un 60% de su suministro energético procedente del exterior.

- Reemplazar calentadores y sistemas de agua caliente ineficientes por alternativas eléctricas modernas podría evitar \$3.4 mil millones en costos domésticos innecesarios cada año.
 - El cambio a electrodomésticos eficientes y la instalación de sistemas solares y de baterías pueden reducir las facturas netas del hogar hasta en un 67%, incluso después de contabilizar el coste inicial.
 - La energía solar en los tejados, las baterías y una gestión más inteligente de la demanda podrían evitar miles de millones en gastos de generación y red, reduciendo los costos para todos.
- La eficiencia energética industrial y la electrificación pueden ofrecer importantes ahorros de costos con períodos de recuperación muy cortos, pero aún así siguen en gran medida sin explotarse.

Impacto en la factura energética neta de la transición a electrodomésticos eficientes, agregando energía solar y una batería para un hogar australiano promedio, \$ por año

Las subidas en Sociedades recaudan ya un 17% más de lo previsto para todo 2025

Hasta octubre, los ingresos sumaron 3.091 millones y se esperaban 2.650 en todo el año

El aumento de los beneficios de los grupos consolidados empieza, además, a ralentizarse

Marta Yoldi MADRID.

La recaudación de impuestos está teniendo una evolución tan positiva que desborda las previsiones. Es el caso de los cambios que se hicieron a finales de 2024, hace ahora un año, para aumentar los ingresos por el impuesto sobre Sociedades. Hasta octubre, las medidas de la Ley 7/2024 han conseguido una recaudación de 3.091 millones de euros, según datos de la Agencia Tributaria. Esta cantidad es un 16,6% más alta que las previsiones que la Autoridad Independiente de Responsabilidad Fiscal (AIReF) realizó este verano para todo el ejercicio, previsiones que fueron de 2.650 millones de euros.

Los cambios que han dado lugar a estos ingresos, en realidad, a más pago fiscal por parte de las empresas, se contienen en la Ley 7/2024, de 20 de diciembre, que dispone bastantes novedades fiscales. Esta ley introduce una disposición adicional en la Ley del Impuesto sobre Sociedades en la cual se restablecen límites más restrictivos para la compensación de bases imponibles negativas (BIN) por grandes empresas, en función del importe neto de la cifra de negocios. El imponer, o mejor dicho recuperar, límites menores de compensación es equivalente a una subida del impuesto para determinados contribuyentes.

En concreto, las empresas cuyo importe neto de la cifra de negocios sea al menos de 20 millones de euros durante los 12 meses anteriores a la fecha en que se inicie el período impositivo, sustituirán el límite del 70% por los siguientes: el

50%, cuando en los referidos 12 meses el importe neto de la cifra de negocios sea al menos de 20 millones de euros, pero inferior a 60 millones de euros; y el 25%, cuando en los referidos 12 meses el importe neto de la cifra de negocios sea al menos de 60 millones de euros.

Los grupos consolidados solo pueden deducir la mitad de las pérdidas de sus filiales en el impuesto de Sociedades, teniendo que diferir el exceso a partes iguales a lo largo de los siguientes 10 años.

Consecuencia positiva

La propia Agencia Estatal de Administración Tributaria (AEAT) explica que el primer motivo del incremento de ingresos por los llamados cambios normativos es “el aumento del impacto positivo en el impuesto sobre Sociedades consecuencia del cambio en la forma en que los grupos consolidan las pérdidas de sus empresas”.

El mes de octubre es importante de cara a Sociedades, ya que las empresas abonaron el segundo pago anticipado del año, que corresponde a los meses de abril a septiembre. De ahí, que el “exceso de recaudación” se haga más patente cuando los datos incluyen el décimo mes del año.

La medida se aprobó en diciembre de 2024 y sí se refleja en la declaración anual de ese año presentada en julio. El impacto de la declaración, según la Agencia Tributaria, se recoge en “cuota diferencial neta” y alcanza hasta el mes de octubre los 1.024 millones.

La AEAT explica que en el segundo pago del tributo correspondien-

Impacto de los cambios fiscales

		Millones de euros
Medidas Ley 7/2024		5.396
Limite a la consolidación de las pérdidas en grupos		2.309
Pagos		1.285
Cuota diferencial neta		1.024
Recuperación de los límites en la compensación de BINs		1.696
Aumento de la minoración por reserva de capitalización		-316
Incremento de la deducción por donativos		-39
Impuesto sobre el Margen de Intereses y Comisiones de determinadas EE.FF.		1.423
Subida de tipos del Impuesto Especial sobre Labores del Tabaco		301
Impuesto Especial Liquidos Cigarrillos Electrónicos		22
Medidas relacionadas con la energía		1.690
Subida del tipo del IVA en electricidad		304
Subida del tipo del IVA en gas natural, madera y pellets		143
Subida del tipo del Impuesto Especial sobre la Electricidad		436
Recuperación del Imp. Valor de la Producción de la Energía Eléctrica		807
Subida del tipo del IVA en alimentación		1.774
Medidas de respuesta ante los daños causados por la DANA		337
Otros		-2.622
Cambios en tarifa, mínimos y deducciones de las CC.AA.		-107
Reducción por arrendamiento de vivienda		66
Deducción por donativos		-148
Incremento de la reducción rendimientos del trabajo		522
Pymes		-54
Pensiones		-75
Cuota diferencial		651
Impuesto Temporal de Solidaridad de las Grandes Fortunas		-19
Recursos Tasa Radioeléctrica		-265
Cambio en la regulación de los aplazamientos		9
Ingresos y devoluciones extraordinarios		-2.839
Por sentencias		-2.258
Otras medidas		159
Total		6.575
Total Impuesto de Sociedades		3.091

Fuente: Agencia Estatal de Administración Tributaria (AEAT). eE

te a octubre, el impacto de la bajada de límites asciende a 978 millones, “lo que explica prácticamente todo el incremento en el conjunto del impuesto”.

El resto se debe al efecto de los ingresos y devoluciones extraordinarios, “menos negativo que hasta septiembre”.

Sin embargo, a pesar de que la entrada de ingresos va bien, los datos de octubre de Sociedades no han sido los mejores en general. Al margen de la mencionada subida por la rebaja de límites, Hacienda señala que “la pérdida de intensidad” en el crecimiento de los ingresos homogéneos en todos los impuestos

que se observa en octubre tiene que ver sobre todo con la evolución de los pagos a cuenta de Sociedades, que tan solo aumentaron alrededor de un 4% en este mes frente al casi 14% que mostraron en el primer pago. Y eso que el segundo pago a cuenta es el que liquida el semestre central del ejercicio.

La desaceleración de los beneficios de los grupos consolidados es la causa, pues si en el primer trimestre declararon unos resultados positivos un 23,5% mayores respecto al mismo periodo de 2024, ahora han crecido solo un 4,8%. Los ingresos de este tipo de contribuyentes en el segundo pago a cuenta fue de 11.572 millones frente a los 11.418 millones del correspondiente al año pasado.

En líneas generales, en el conjunto del año los pagos a cuenta de este tributo empresarial han crecido un 7,3%, incremento similar al de otros impuestos que no se han desacelerado, “pero, por la forma acu-

Si no fuera por la rebaja de límites, el segundo pago del impuesto apenas hubiera crecido

mulada en la que se declara el impuesto, el dato de octubre es bajo”, confirma la Agencia Tributaria.

El resto de los impuestos, con especial mención al Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF) y al IVA, han arrojado un incremento de la recaudación en el décimo mes del año “considerable”. En concreto, en las retenciones del trabajo el crecimiento superó el 8%; en el IVA bruto casi alcanzó el 7% y en los pagos fraccionados de IRPF se situó por encima del 9%.

En total, el impuesto sobre Sociedades lleva ingresados, de enero a octubre, 36.082 millones de euros. En los mismos meses de 2024 se recaudaron 34.630.

En las grandes empresas no integradas en grupos, la desaceleración de los beneficios fue “mucho menos intensa”, ya que han bajado ocho décimas, del 5,8% al 5%. Por ellos, indica Hacienda, no se aprecia su efecto sobre los pagos” que, además, en el primer trimestre tuvieron un comportamiento anómalo por el paso a pymes de una gran empresa.



España renuncia a cerca del 75% de los créditos del fondo de recuperación europeo

La mejora económica y los menores intereses que debe pagar el Tesoro por la deuda abonan el terreno para la decisión del Ejecutivo

MANUEL V. GÓMEZ
Bruselas

España no va a pedir al final todos los créditos que tiene asignados del plan de recuperación de la Unión Europea. La petición final ascenderá a una cantidad que ronda los 22.000 millones de euros en lugar de lo algo más de 83.000 millones que tiene atribuidos, es decir, un 25% del total. Así lo aseguran a EL PAÍS varias fuentes de la UE conocedoras de la última revisión de la parte del fondo de recuperación que prepara el Gobierno y negocia con Bruselas para encarar la recta final de un plan que tiene que estar rematado entre finales del próximo agosto y el 31 de diciembre de 2026.

España, primer país en recepción de subvenciones europeas de este fondo y segundo en préstamos, después de Italia, no renuncia, eso sí, a un solo euro de las subvenciones no reembolsables concedidas, 79.854 millones de euros. "El Gobierno está ultimando una nueva adenda al plan de recuperación que se aprobará próximamente en Consejo de Ministros", apuntan fuentes gubernamentales consultadas. Esto quiere decir que las cifras finales pueden variar, aunque tampoco se pueden esperar grandes cambios cuando ya el Ejecutivo español le ha comunicado al comunitario sus intenciones. Que España iba a renunciar a una parte de los créditos del fondo de recuperación que se le habían



El ministro de Economía, Carlos Cuerpo, en el Congreso, el miércoles. FERNANDO VILLAR (EFE)

asignado se veía venir. El Ministerio de Economía ha abonado el terreno en los últimos meses advirtiendo de que iba a priorizar las subvenciones frente a los créditos y que en el caso de estos últimos, necesita testar la demanda del sector privado, porque mucho de este dinero se iba a canalizar hacia la economía a través de líneas de crédito oficial a través del ICO y otros órganos parecidos.

Hay otro elemento que ayuda a entender la decisión que toma el Gobierno. La mejoría económica y la rebaja del volumen de deuda de los últimos años ha hecho que las agencias de deuda

mejoren las calificaciones de los bonos españoles en los últimos meses. Eso hace que los inversores exijan menos prima al Tesoro español y que a España le cueste casi lo mismo recurrir a los mercados para pedir créditos que a la Comisión Europea. Por ejemplo, en los bonos a dos años, al español se le pide una rentabilidad en los mercados del 2,06% y al europeo del 2,16%, y en los bonos a 10 años es del 3,22% frente al 3,13%. Esto último, precisamente, es lo que apuntan desde fuentes gubernamentales como un elemento a tener en cuenta para esta decisión: "Gracias a la buena marcha

de la economía, y la confianza de los inversores, España mantiene un buen acceso a los mercados financieros, eliminando en su práctica totalidad la ventaja de coste de la financiación de los préstamos de la Comisión Europea".

Otro punto a tener en cuenta es que, al ser créditos, si se piden en su totalidad computarían como deuda pública. Eso quiere decir que el pasivo del Estado podría crecer en torno a cuatro puntos de PIB, aunque esto es una medición dinámica que podría ser más baja si la economía crece mucho.

El Fondo de Recuperación y Resiliencia, nombre oficial, entra en 2026 en su último año y hay que llegar al 31 de agosto con todo el dinero solicitado y a diciembre con todos los fondos ejecutados, salvo algunas excepciones. Poco tiempo para que se pueda solicitar y gastar todo lo que falta.

Hasta el momento, en el conjunto del fondo, se han desembolsado 231.200 millones de los 291.000 millones previstos en subvenciones y 145.700 millones de 359.000 millones en créditos. Por eso, hace unos meses Bruselas facilitó las condiciones para reformar los planes nacionales y que las capitales pudieran cumplir con más facilidad las condiciones necesarias para pedir los desembolsos. En el caso de España, ya han llegado algo más de 55.000 millones en subvenciones de los casi 80.000 asignados y casi 16.300 millones en créditos de los 83.000. Como pasa en todos los países, es una tónica general que los Estados prioricen gastar el dinero que no hay que devolver a la Comisión.

Además, Madrid está ahora negociando con Bruselas la reforma del plan de recuperación para facilitar el cumplimiento de los hitos y reformas que tiene pendientes para encarar ya esa recta final. Sería en este contexto en el que el Ejecutivo español habría informado al de la Unión de sus intenciones de rebajar el monto total de los créditos a pedir. El Ejecutivo español nunca estuvo muy convencido de pedir la totalidad de los préstamos del plan de recuperación.

La petición final ascenderá a una cifra que ronda los 22.000 millones

Madrid no renuncia a las subvenciones no reembolsables por 80.000 millones



El precio de la vivienda sube un 18,8% en noviembre, la mayor alza en 20 años

CRISIS RESIDENCIAL/ Los precios de la vivienda no tocan techo e incluso aumentan el ritmo de crecimiento a niveles no vistos en las últimas dos décadas. Valencia, Murcia y Santa Cruz de Tenerife son las provincias con mayores subidas en noviembre.

Diego S. Adelantado, Madrid
Los precios de la vivienda continúan su imparable escalada, a un ritmo ya cercano al 20%, impulsados por una oferta cada vez más limitada y el sostenido crecimiento de la demanda por la llegada de más inmigrantes y la creación de nuevos hogares, muchos de ellos de tamaño reducido.

En concreto, el coste de comprar una vivienda en España creció un 18,8% en noviembre, según los datos del portal inmobiliario Fotocasa, en los que se muestra, además, que este incremento es el más alto en las últimas dos décadas, superando el 18% registrado en octubre.

En el último año, el precio medio ha pasado de 2.380 euros por metro cuadrado a 2.828, lo que resulta en un aumento de más de 35.800 euros para comprar un piso de 80 metros cuadrados en el país, hasta superar los 226.200 euros de media.

Para María Matos, directora de Estudios y portavoz de Fotocasa, "el precio de la vivienda está creciendo a un ritmo inédito, impulsado por un desequilibrio estructural entre oferta y demanda que hoy es más severo que nunca, ya que la demanda cuadruplica la oferta. Aunque en el conjunto de España los precios se mantienen aún ligeramente por debajo de los máximos de 2007 (-4,2%), en las ciudades más dinámicas ese techo ya ha sido superado con claridad". Son los casos de Madrid y Barcelona, pero también de otras capitales de provincia que en los últimos meses han alcanzado su anterior máximo histórico.

La incapacidad del mercado para poner freno a la subida de precios ya ha convertido a la vivienda en la principal preocupación de los españoles por segundo año consecutivo, según el Centro de Investigaciones Sociológicas (CIS), y se ha trasladado al terreno político en forma de división. En este sentido, el Gobierno del PSOE y Sumar y sus socios de izquierdas, como ERC, Bildu o Podemos, continúan apostando por el intervencionismo como fórmula para controlar el mercado. Ello, a pesar de que

LOS PRECIOS DE LA VIVIENDA NO TOCAN TECHO

► Variación interanual de los precios en las provincias españolas en noviembre
En porcentaje.

