



3/12/2025

Índice

UNEF

El I Congreso RE:Energía marca un hito en la aplicación de IA y Big Data para liderar una nueva era energética	4
IFEMA MADRID reúne a más de 102.000 profesionales en C&R, GENERA y MATELEC	7
Veto o regulación pragmática: ¿Puede Europa permitirse renunciar a la tecnología china?	10

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Alcampo pone en marcha 431 kWp de marquesinas fotovoltaicas en Vilanova i la Geltrú	15
Arranca el proyecto Solarsens para catalogar los módulos fotovoltaicos según su composición	17
Aumento de la energía solar y el almacenamiento en EEUU	19
Autoconsumo con baterías: seguridad, eficiencia y diseño de sistemas híbridos	21
Cegasa Energía desarrolla un nuevo modelo de baterías más eficientes, ciberseguras y conectadas a la nube	23
Del inversor a la solución completa: el enfoque integrado de GoodWe en Genera 2025	25
EDP suministrará electricidad 100% renovable a Carrefour Polonia a través de un PPA	27
El Gobierno mejora con 175 millones la eficiencia energética de edificios andaluces	29
First Solar inaugura una fábrica de paneles solares de 3,5 GW impulsada por IA en Luisiana	31
Jaén licita la instalación fotovoltaica con baterías de 2 MW / 1 MWh para unos bombeos de la Loma	34
La española SotySolar ya es rentable en Iberia y pone el foco en impulsar el sector empresarial	36
Los smarter E AWARD 2026 abren su convocatoria para premiar la innovación energética	38
Minuscenter y Quantica inauguran una planta de autoconsumo de 67,8 kWp en Málaga	40
Proyecto de autoconsumo colectivo de 100 kW para las dependencias municipales de la Poble de Vallbona	42
Simulación 3D y datos reales: la estrategia de RatedPower para mejorar la precisión solar	44
Sólida abre su filial en México para reforzar su expansión internacional	47
Transición Ecológica trabaja con Bruselas para agilizar y maximizar ejecución de fondos europeos	49
Un instalador catalán con más de treinta años de experiencia, ganador del sorteo de C de Comunicación en Efintec 2025	51
Zelesra refuerza su presencia en Italia con la adjudicación de 60 MW de capacidad solar en la subasta FER X	53

LAS RENOVABLES

La industria gallega pide regular el almacenamiento para las renovables	55
Expertos reclaman diálogo y competencias locales en transición energética	56
Audax dice adiós a la crisis al cancelar su deuda más difícil	57
La factura de la luz de enero podría retomar los precios previos a la crisis de 2020	58
La demanda eléctrica de España asciende un 2,7% en noviembre	61
La demanda eléctrica sube un 2,7% en noviembre y las renovables crecen impulsadas por la eólica	63
La eólica arrasa en noviembre en España con casi el doble de electricidad generada que la nuclear y solar	65
La eólica lidera el mix de noviembre en España, seguida del ciclo combinado	67
ABB completa la adquisición de Gamesa Electric	69
ABB se suma a la ola de los data centers de la mano de Gamesa Electric	71
Australia inicia la mejora de los enlaces de transmisión para alojar energías renovables y despejar el camino para el fin del carbón	74
Capital Dynamics y Engie suministrarán energía limpia a McDonald's UK mediante un innovador PPA a largo plazo	76
EDP suministrará electricidad 100% renovable a Carrefour Polonia a través de un PPA	79
El Gobierno emite informe favorable con condiciones para el parque eólico Cotío (Cantabria)	81
Gestacur estrena nuevas instalaciones en el Parque Empresarial Campollano Norte en Albacete	83
Impulsan una comunidad energética en Valencia que llegará a 70 viviendas y comercios	84
La "primera ola" del hidrógeno llegará a España en 2026 aupada sobre una burbuja de subvenciones	85
La Comisión impulsa la interconexión energética en Europa con el apoyo a 235 proyectos transfronterizos	88
Los mercados eléctricos europeos que mantienen los precios altos en la última semana de noviembre	91
Ocean Winds cierra la financiación de su primer parque eólico marino en el Báltico	96
Orron Energy, o cómo cotizar bajo demasiada especulación	98
Portugal registra un aumento histórico en el consumo de electricidad en los once primeros meses	101
Salud ambiental y cambio climático: cómo afrontar las olas de calor	103
Se tramitan en España 462 proyectos de almacenamiento que suman 7.614 MW	108
Sistemas de refrigeración en sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS): aire vs líquido	111
SÓLIDA se instala en México	115
Tarragona entra en el mapa europeo para acoger una central de fusión nuclear	117

LAS OTRAS ENERGÍAS

La CNMC fulmina al hombre clave en la guerra de ingresos de las eléctricas	118
--	-----

Las redes de las 'telecos' tendrán que resistir 4 horas en otro apagón	119
Apagón: la red móvil debe asegurar cuatro horas al 85% de la población	120
La Xunta pide al Gobierno más fondos para Galicia del plan para renovar la red eléctrica	121
Las energéticas advierten de que Galicia está "atascada" por la saturación de la red	122
El 'Black Friday' no llega a los mercados eléctricos europeos que mantienen los precios altos	124
España y el dilema Huawei: ciberseguridad, tecnología y riesgo en el corazón del sistema energético	129
La factura en España de los consumidores electrointensivos supera en 2,7 veces la francesa	135
Protegido: 2025, el año que marcó el inicio de la RAP para todos los envases en España	137
Transición Ecológica trabaja con Bruselas para agilizar y maximizar ejecución de fondos europeos	139

LA ECONOMÍA

El empleo público tira del mercado laboral más que la actividad privada	141
España pierde 14.000 empleos en noviembre, la mitad que en 2024	142
El Gobierno renuncia a los préstamos de la UE y sus de la reformas	143



Eventos

El I Congreso RE:Energía marca un hito en la aplicación de IA y Big Data para liderar una nueva era energética

● La actualidad al minuto en un clic, noticias del sector instalaciones

<https://www.proinstalaciones.com/actualidad/noticias/11699-el-i-congreso-re-energia-marca-un-hito-en-la-apli...>

alex

Martes, 02 diciembre 2025

La primera edición consolida a EIFEDE como punto de encuentro para empresas, reguladores y centros tecnológicos en torno a la economía del dato aplicada a la energía

La Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales (UPM) ha acogido hoy la primera edición del **Congreso Nacional RE:Energía**, una jornada que ha congregado a profesionales del sector energético y más de 30 ponentes procedentes de empresas, centros tecnológicos, asociaciones y administraciones públicas. La cita, impulsada por EIFEDE con apoyo del CDTI, se centró en cómo la inteligencia artificial, el Big Data y la digitalización están redefiniendo la operación, la regulación y la comunicación energética en España.

José Moisés Martín Carretero, director general del CDTI, subrayó que *“nos encontramos en un momento determinante para la gestión y el consumo de energía, lo que exige responsabilidad y acción”. Destacó que “la innovación y la digitalización son esenciales y que las empresas necesitan un ecosistema colaborativo para avanzar”*. Afirmó que *“congresos como Re:ENERGÍA son de importancia capital para impulsar la innovación y la digitalización que necesita el sector energético”*. Recordó que la transición energética es una prioridad estratégica del CDTI, que ha destinado más de 360 millones de euros en los últimos años.

Laura Olcina, directora gerente de ITI y presidenta de FEDIT, destacó *“el valor de aplicar la economía del dato y la inteligencia artificial para transformar el sector energético”*. Señaló *“la importancia de conectar legislación, comunicación, datos y casos prácticos con el conocimiento tecnológico”*. Afirmó que *“este congreso es fundamental para acelerar la adopción tecnológica en el sector, ya que nos permite escuchar de forma directa las necesidades de las empresas y trabajar sobre soluciones reales”*.

Carlos Ballesteros, director general de ANESE, destacó que *“la descarbonización solo será posible si va acompañada de un uso intensivo del dato y de una digitalización real del sistema energético”*. Subrayó que *“la demanda debe avanzar al mismo ritmo que la incorporación de energías renovables para evitar vertidos, y garantizar una red más robusta y resiliente”*. Por otro lado, explicó que las empresas de servicios energéticos están impulsando esta transformación mediante medición, verificación y nuevas soluciones aplicadas en sectores industriales, terciarios, residenciales y agrícolas. En este sentido, afirmó que *“necesitamos datos para actuar de forma ágil y eficiente”*, y remarcó la importancia de cohesionar generación y demanda para acelerar la transición energética.

Daniel Sáez, director de Inteligencia Estratégica de ITI y presidente de Gaia-X España, explicó que la IA y los datos avanzados ya están transformando la eficiencia y los modelos de negocio del sector.

Afirmó que “los datos y la inteligencia artificial ya están transformando el sector energético. Mejoran la eficiencia, permiten servicios personalizados y abren la puerta a nuevos modelos de negocio”.

Panel 1 | Innovación Energética en la Práctica: de los datos al impacto en operación

Directivos de Acciona Energía, Naturgy, Enagás, Endesa y E-REDES discutieron sobre casos reales en los que la digitalización está generando eficiencia operativa, reducción de costes y mayor resiliencia.

Sobre cómo las grandes compañías están utilizando inteligencia artificial, analítica avanzada y Big Data para optimizar redes, activos y modelos de negocio, los panelistas mencionaron, entre otros, la creación de modelos predictivos capaces de anticipar fallos en redes y activos; la optimización dinámica de infraestructuras renovables mediante datos meteorológicos y operativos; la gestión inteligente de la demanda en tiempo real (para evitar vertidos y equilibrar generación y consumo); los sistemas automáticos que recomponen la red ante incidencias; la analítica avanzada que detecta anomalías y pérdidas no técnicas; los nuevos modelos de negocio basados en servicios digitales y mantenimiento predictivo; y el uso de gemelos digitales para planificar y simular escenarios complejos.

La sesión evidenció que el dato ya no es un elemento de soporte, sino un activo operativo estratégico.

Panel 2 | IA bajo control: normas, estándares y marcos regulatorios para un desarrollo responsable

El segundo panel abordó los retos regulatorios derivados de la adopción acelerada de la inteligencia artificial. Los panelistas, expertos de UNE, AENOR, ITCL, Edison Next y A&O Shearman, analizaron cómo asegurar un despliegue ético, seguro y alineado con los marcos normativos europeos.

Coincidieron en que la innovación debe avanzar de forma alineada con el Reglamento Europeo de IA, apoyándose en estándares técnicos aún en desarrollo, en la gobernanza interna del dato, en el acompañamiento legal y en mecanismos de certificación como ISO/UNE 42001.

El debate reflejó la complejidad real a la que se enfrentan empresas, proveedores y PYMES, especialmente ante plazos regulatorios exigentes, la falta de estándares disponibles y fenómenos como el “shadow AI”, que exigen un mayor control interno.

En conjunto, subrayaron que la colaboración entre instituciones, industria y organismos de certificación será esencial para un despliegue responsable, seguro y confiable de la IA en el ecosistema energético.

Panel 3 | Tecnologías duales: innovación para usos civiles y de defensa en energía

Esta sesión mostró cómo tecnologías nacidas en el ámbito de la defensa (como robótica, visión artificial, sensores avanzados o drones) son aplicadas con éxito en infraestructuras energéticas para mejorar la inspección, la operación remota y la ciberseguridad. El debate puso de relieve que estas herramientas no sustituyen el trabajo humano, sino que lo transforman hacia funciones de supervisión, análisis y toma de decisiones, multiplican el valor y reducen los riesgos operativos.

Héctor Olarte, CEO de Zefiro Partners, resaltó la importancia de tecnologías como el GPS, Internet o los drones para la operación y evolución de las energías renovables. Afirmó que *“tecnologías que hoy usamos a diario, como el GPS, Internet o los drones, son ya piezas esenciales para operar y hacer evolucionar las energías renovables”*. Señaló también que estos avances permiten soluciones actuales en protección de biodiversidad y resiliencia energética.

Se mencionaron múltiples ejemplos de aplicación de estas innovadoras tecnologías.

Los ponentes coincidieron en que estas tecnologías incrementan la resiliencia en escenarios complejos y de alta exigencia.

Panel 4 | Comunidades Energéticas: colaboración local para un futuro justo y sostenible

El cuarto panel del congreso analizó el papel de las comunidades energéticas como vehículo social y tecnológico de la transición energética. Los ponentes destacaron su capacidad para democratizar la energía, generar beneficios locales y habilitar nuevos modelos distribuidos. También coincidieron en que su consolidación exige un marco normativo estable, más participación municipal, financiación adecuada, profesionalización y un uso intensivo del dato que permita gestionar la complejidad de estos ecosistemas energéticos.

En el debate, los ponentes, especialistas del IDAE, UNEF, ENGIE, CETIC, CEDRO y Vinci Energies Spain, aportaron visiones complementarias desde la administración pública, las asociaciones sectoriales, las compañías energéticas, los centros tecnológicos y las empresas que desarrollan microrredes.

Los panelistas enumeraron y destacaron una serie de programas y proyectos que ya se están aplicando en nuestro país.

Panel 5 | Comunicar la Transición: narrativas, reputación y estrategia en la innovación energética

El quinto panel del Congreso Re:ENERGÍA analizó cómo comunicar la transición energética en un contexto marcado por la desinformación y el cambio tecnológico. Moderado por la Asociación Empresarial Eólica, reunió a portavoces de EDP Europe y Endesa junto a periodistas de *El Periódico de la Energía*, *El Español* e *InnovaSpain*. El debate señaló la desinformación en redes como el principal reto y destacó la necesidad de humanizar la transición, explicar su propósito y simplificar conceptos complejos. Se reivindicó el papel esencial de los medios como garantes de credibilidad, la importancia de la transparencia empresarial y la urgencia de conectar mejor con el público general y con las nuevas generaciones, incorporando la inteligencia artificial de forma responsable.



IFEMA MADRID reúne a más de 102.000 profesionales en C&R, GENERA y MATELEC

- La coincidencia de estas ferias, celebradas del 18 al 20 de noviembre, generó un ecosistema que abarca toda la cadena de valor: energía, climatización, refrigeración, eficiencia, digitalizac ...



1540652310862

Construcción

<https://www.nuevaferreteria.com/texto-diario/mostrar/5689864/ifema-madrid-reune-102000-profesionales-c-r-...>

Nueva Ferretería

Martes, 02 diciembre 2025

| martes, 2 de diciembre de 2025, 11:05

IFEMA MADRID ha cerrado con éxito la celebración simultánea del **Salón Internacional de la Climatización y la Refrigeración (C&R)** y de la **Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización**, bajo cuyo paraguas se integraron **GENERA y MATELEC**. En total, las tres ferias reunieron a **más de 102.000 visitantes profesionales** y cerca de **1.200 empresas**, consolidando su liderazgo como **referente europeo** en transición energética, innovación industrial y sostenibilidad.

Un ecosistema único para acelerar la transición energética

La coincidencia de estas ferias, celebradas del 18 al 20 de noviembre, generó un **ecosistema que abarca toda la cadena de valor**: energía, climatización, refrigeración, eficiencia, digitalización, instalaciones y edificación. Un espacio concebido para impulsar sinergias entre **fabricantes, instaladores, distribuidores, ingenierías, arquitectos, prescriptores y administraciones**, y reforzar el papel de España como polo europeo en electrificación y descarbonización.

En conjunto, la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización reunió a **más de 800 expositores y 57.000 visitantes profesionales**, con un **10% de participación internacional** procedente de **76 países**, mayoritariamente de Europa, América y el Magreb.

GENERA y MATELEC: renovables, electrificación y eficiencia

Bajo el paraguas del IDAE y del Ministerio para la Transición Ecológica, **GENERA** reafirmó su liderazgo en renovables, soluciones de almacenamiento e hibridación, subrayando la necesidad de **acelerar la rehabilitación energética** y avanzar hacia un modelo más digitalizado.

Por su parte, **MATELEC** se consolidó como plataforma clave para el sector de la **electrificación, automatización, materiales y eficiencia**, con una oferta centrada en la **gestión energética y la digitalización** en edificios e industrias. La feria contó además con el patrocinio principal de *Simon*, que presentó el espacio **CLUB by Simon** dirigido al instalador profesional.

C&R 2025: eficiencia, bomba de calor y digitalización

La 27.ª edición de **C&R** atrajo a **45.000 profesionales de 88 países** y reunió a más de **400 empresas**, con una oferta marcada por soluciones de **alta eficiencia**, la consolidación de la **bomba de calor** y la creciente integración de la digitalización. Se presentaron innovaciones en **calidad de aire interior, mantenimiento inteligente y tecnologías de descarbonización del parque edificatorio**, reforzando el papel de C&R como cita internacional de referencia.

Jornadas técnicas y visión 360º del futuro energético

Las tres ferias desarrollaron un amplio programa de jornadas técnicas centradas en **renovables, electrificación, automatización, eficiencia, climatización y digitalización de edificios**. Se analizaron el papel de la IA, las nuevas normativas y los desafíos de la rehabilitación y la descarbonización del parque edificado.

En el marco de la Semana Internacional de la Electrificación y la Descarbonización, el **Global Forum** reunió a organizaciones como **IDAE, AFME, APPA, CIDE, AEPIBAL, APLIQA, SOLARTYS o AEDIVE**. Destacó la presentación del **Informe OREVE 2025**, que analiza la electrificación de las viviendas y la evolución de la rehabilitación.

La agenda se completó con espacios especializados como el **Foro Genera Solar (UNEF)**, el **Mundo del Instalador (FENIE)**, el **Foro CAE's (ANESE y A3E)**, el **Foro KNX**, o sesiones organizadas por asociaciones como **COGEN, AEH2, AEEólica o ASIT**.

Reconocimiento al talento y la trayectoria

La edición también fue escenario de premios sectoriales. En **MATELEC**, **Carlos Larraz** fue reconocido como **Mejor Instalador Novel 2025** en el XVIII Concurso Nacional de Jóvenes Instaladores de **FENIE**. En **C&R**, el **Premio Climatización y Refrigeración** destacó la labor de **Luis Mena**, director general de Daikin España, por su dedicación al desarrollo y mejora del sector.

Con el éxito conjunto de **C&R, GENERA y MATELEC**, **IFEMA MADRID** demuestra la capacidad del sector para afrontar la **transición energética como un proceso integral**, impulsado por innovación, eficiencia, digitalización y un compromiso común con la sostenibilidad.

Hoy destacamos

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN

Disculpen las molestias.

Veto o regulación pragmática: ¿Puede Europa permitirse renunciar a la tecnología china?

<https://elperiodicodelaenergia.com/veto-o-regulacion-pragmatica-puede-europa-permitirse-renunciar-a-la-tecnologia-china>

elperiodicodelaenergia.com

03/12/2025

Un debate en el que se mezclan argumentos técnicos y percepciones sobre el modelo político y económico chino, mientras cada actor del sector energético evalúa los riesgos desde su propia posición en plena transición europea. Tras la advertencia formal de Bruselas y el revuelo diplomático provocado por el contrato del Ministerio del Interior, el debate sobre Huawei ha dejado de circunscribirse a la ciberseguridad de las telecomunicaciones. En esta segunda entrega de la serie, El Periódico de la Energía recorre la batalla de argumentos que hoy se libra en el sector energético europeo, un ámbito donde la digitalización, la dependencia tecnológica y las tensiones geopolíticas se cruzan en un momento crítico para la transición verde. Si en la primera parte analizamos cómo España se ha convertido en un caso paradigmático del nuevo equilibrio entre Washington, Bruselas y Pekín, ahora es el turno de escuchar a la industria, a los expertos, a los reguladores y a la propia Huawei. Sus posiciones dibujan un mapa mucho más fragmentado de lo que aparenta el debate público: entre los defensores de una apertura pragmática, quienes exigen blindaje estratégico y quienes temen que la discusión tecnológica acabe convirtiéndose en un arma más de la guerra comercial global. Una advertencia que resuena desde Asia hasta Bruselas. La inquietud europea respecto a los proveedores chinos no nace en el vacío. Países como Taiwán llevan años aplicando restricciones severas. Allí, desde 2020, todas las instituciones públicas tienen prohibido usar equipos de compañías chinas. Las razones son taxativas: riesgo de puertas traseras, funcionalidades ocultas y precios sospechosamente bajos que —según autoridades taiwanesas— podrían formar parte de una estrategia mayor de influencia política y ciberinteligencia. La advertencia es directa: Europa debe valorar si el ahorro inmediato compensa un riesgo a largo plazo que podría comprometer la resiliencia de sus infraestructuras críticas. Wei-Chung Teng, CEO del Telecom Technology Center y profesor de la Universidad Nacional de Ciencia y Tecnología de Taiwán (Taiwan Tech), explica que en Taiwán “todas las agencias gubernamentales, universidades nacionales y entidades dependientes del Estado deben retirar cualquier equipamiento chino en un plazo corto”. Subraya que existe un consenso común —“tanto en el Gobierno como en la industria”— sobre que ciertos productos tecnológicos “pueden incluir capacidades ocultas no declaradas”. En un segundo momento, Teng precisa que esta preocupación no es solo técnica, sino estratégica: “Los precios tan bajos pueden ser utilizados como palanca para facilitar accesos no autorizados a datos sensibles”. Y añade que, aunque las pruebas de penetración o la detección de anomalías ayudan, “ningún método garantiza protección total”. “España debe sopesar el beneficio inmediato de los menores costes frente al riesgo acumulado a largo plazo de sufrir pérdidas graves”. Wei-Chung Teng, CEO del Telecom Technology Center y profesor de Taiwan Tech. En Bruselas, estas preocupaciones han ido encontrando eco. El sector eólico, representado por WindEurope, se muestra especialmente sensible ante el avance chino. Sus portavoces sostienen que la seguridad energética europea no puede depender de tecnologías sujetas a una legislación —la china— que obliga a las empresas a cooperar con los servicios de inteligencia. En un continente marcado por la invasión rusa de Ucrania y la explosión del Nord Stream, las vulnerabilidades tecnológicas no son ya un escenario teórico, sino un factor estratégico. WindEurope recuerda que tras la invasión rusa de Ucrania y la explosión del Nord Stream, “la seguridad energética

forma parte inseparable de la seguridad nacional". La organización advierte de que las leyes chinas de Inteligencia Nacional y Seguridad de Datos podrían habilitar la entrega de información al Estado, "incluso sin conocimiento del cliente europeo", lo que abre la puerta a riesgos como espionaje, sabotaje o control remoto de activos críticos. La hoja de ruta que propone la UE —desde el Data Act hasta la directiva NIS2, pasando por el nuevo Network Code de ciberseguridad— pretende construir, por fin, una muralla normativa frente a la dependencia de proveedores considerados de "alto riesgo". Pero la industria energética, extremadamente diversificada y en plena digitalización, lidia con un dilema que las normativas no solucionan por sí solas: ¿cómo reducir esa exposición sin frenar la transición ni encarecerla? A ello se suma un elemento más de actualidad: Bruselas estudia posibles nuevas restricciones al despliegue de equipos de Huawei y ZTE en redes móviles. La compañía recuerda que por ahora "son especulaciones, nada oficial". Y conviene subrayar que las competencias en seguridad pertenecen a los Estados miembros, aunque la Comisión sí puede incentivar o coordinar prácticas comunes más allá de la regulación estricta. Europa mira a Huawei con recelo... y con necesidad En España, donde el despliegue fotovoltaico alcanza cifras récord, Huawei ocupa un lugar destacado en la cadena de valor: inversores, sistemas de monitorización, baterías inteligentes, soluciones de gestión avanzada. Su cuota no implica un monopolio, pero sí una influencia notable en un ámbito clave para la transición energética. Un escenario que inquieta a parte del sector. Aepibal, asociación que agrupa a empresas del almacenamiento energético, no oculta su preocupación. Su presidente, Luis Marquina, reconoce la calidad tecnológica de la compañía china, pero advierte de la fragilidad de depender de un único proveedor extranjero. El riesgo, explica, no es solo geopolítico: también industrial. Un cambio en las prioridades de Pekín, un ajuste en precios o un giro en la política exterior podrían impactar en Europa con una intensidad difícil de gestionar. ¿Qué ocurriría si Huawei decidiera redirigir su capacidad de producción? ¿O si se viera sometida a sanciones que interrumpieran el suministro de componentes? El continente, afirma, debe apostar por construir su propio músculo industrial si quiere evitar quedar atrapado entre potencias. Sin embargo, no todas las voces del ecosistema renovable comparten ese tono de alarma. Desde la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), organización mayoritaria del sector solar, entienden que el debate está contaminado por tensiones comerciales globales. Reconocen que Huawei es líder, pero no monopolio, y advierten contra una narrativa que demoniza selectivamente a fabricantes chinos sin evidencias concluyentes. Para UNEF, el verdadero enemigo no es un proveedor concreto, sino la fragilidad estructural de un mundo donde cualquier sistema digital —sea chino, europeo o estadounidense— puede ser hackeado. La prioridad, defienden, debe ser reforzar la ciberseguridad dentro de la UE, no levantar muros comerciales. Bajo el liderazgo de Xi Jinping las fronteras entre sector público y privado en China se han vuelto más difusas. Estudios del Council on Foreign Relations señalan que el Partido Comunista ha ampliado su influencia en compañías tecnológicas, ya sea mediante inversiones de entidades estatales o mediante mecanismos de supervisión que otorgan mayor peso a cuadros del partido. Aunque no existe evidencia de que esto afecte directamente a Huawei, el caso de ByteDance —donde el Estado adquirió una participación en una filial— ilustra la dirección general del movimiento. A ello se suman leyes como la de Seguridad Nacional de 2015 o la de Inteligencia Nacional de 2017, que imponen a ciudadanos y empresas la obligación de "cooperar" con los servicios de inteligencia. Para algunos gobiernos occidentales, estos marcos legales alimentan dudas estructurales. Huawei insiste en que nunca ha utilizado ni utilizará sus equipos para espiar, y sostiene que ninguna ley puede obligarla a comprometer a sus clientes, pero la discusión jurídica continúa abierta. Huawei responde: transparencia, certificaciones y una defensa frontal La compañía china rechaza con contundencia la etiqueta de "proveedor de riesgo". Considera discriminatorio cualquier enfoque que no esté estrictamente basado en criterios técnicos. Subraya sus certificaciones internacionales, su colaboración con organismos independientes y su historial de más de dos décadas suministrando tecnología a las redes españolas. Huawei alerta de que restringir su acceso al mercado europeo "supondría riesgos significativos", afectaría a la competencia, elevaría costes y ralentizaría la innovación. Defiende que cualquier evaluación debe basarse "en criterios objetivos, verificables y transparentes", y que medidas discriminatorias generarían inseguridad regulatoria y perjuicios económicos. "Excluir a Huawei del mercado no elimina los riesgos de ciberseguridad, pero sí reduciría la competencia, elevaría los costes y ralentizaría el despliegue de infraestructuras críticas." Portavoz de Huawei en España Para la empresa, el debate europeo no puede convertirse en un juicio por procedencia. Su mensaje es claro: datos verificables, auditorías transparentes y reglas iguales para todos. En materia energética, Huawei recalca que sus soluciones de redes inteligentes, autoconsumo y gestión de infraestructuras no están afectadas por las discusiones regulatorias sobre equipamiento 5G. Afirma que mantiene

diálogo con autoridades españolas y europeas para explicar su posición, siempre bajo un mensaje constante: evaluaciones no discriminatorias, estándares abiertos y priorización de la seguridad técnica real. La compañía también destaca certificaciones como COMMON CRITERIA, NESAS/SCAS y estándares internacionales ISO 27001 e ISO 27701, además del Esquema Nacional de Seguridad. “Somos el proveedor más transparente del mercado”, subraya. Un mapa dividido antes de la decisión final Europa se encuentra en un punto de inflexión. La digitalización energética avanza más rápido que la construcción de un consenso político. Países como Alemania o Francia se alinean con una estrategia de prudencia reforzada, mientras otros, como España, mantienen una posición más matizada, marcada por la necesidad de acelerar la transición sin comprometer su ritmo por presiones geopolíticas. La pregunta ya no es si debe existir una política común hacia Huawei, sino qué coste está dispuesta a asumir la UE para construirla. La industria pide claridad. Los expertos piden coherencia. Y los gobiernos buscan un equilibrio casi imposible entre seguridad, economía y autonomía tecnológica. En un escenario donde la transición energética exige velocidad, pero la geopolítica exige cautela, Europa se mueve sobre una cuerda cada vez más tensa. Mañana analizaremos los escenarios que se abren para España y la Unión Europea: qué puede ocurrir si se restringe a Huawei, cómo afectaría a la transición energética y qué alternativas reales existen para reducir la dependencia tecnológica sin frenar el ritmo hacia un sistema eléctrico descarbonizado.

Un debate en el que se mezclan argumentos técnicos y percepciones sobre el modelo político y económico chino, mientras cada actor del sector energético evalúa los riesgos desde su propia posición en plena transición europea. Tras la advertencia formal de Bruselas y el revuelo diplomático provocado por el contrato del Ministerio del Interior, el debate sobre Huawei ha dejado de circunscribirse a la ciberseguridad de las telecomunicaciones. En esta segunda entrega de la serie, El Periódico de la Energía recorre la batalla de argumentos que hoy se libra en el sector energético europeo, un ámbito donde la digitalización, la dependencia tecnológica y las tensiones geopolíticas se cruzan en un momento crítico para la transición verde. Si en la primera parte analizamos cómo España se ha convertido en un caso paradigmático del nuevo equilibrio entre Washington, Bruselas y Pekín, ahora es el turno de escuchar a la industria, a los expertos, a los reguladores y a la propia Huawei. Sus posiciones dibujan un mapa mucho más fragmentado de lo que aparenta el debate público: entre los defensores de una apertura pragmática, quienes exigen blindaje estratégico y quienes temen que la discusión tecnológica acabe convirtiéndose en un arma más de la guerra comercial global. Una advertencia que resuena desde Asia hasta Bruselas. La inquietud europea respecto a los proveedores chinos no nace en el vacío. Países como Taiwán llevan años aplicando restricciones severas. Allí, desde 2020, todas las instituciones públicas tienen prohibido usar equipos de compañías chinas. Las razones son taxativas: riesgo de puertas traseras, funcionalidades ocultas y precios sospechosamente bajos que —según autoridades taiwanesas— podrían formar parte de una estrategia mayor de influencia política y ciberinteligencia. La advertencia es directa: Europa debe valorar si el ahorro inmediato compensa un riesgo a largo plazo que podría comprometer la resiliencia de sus infraestructuras críticas. Wei-Chung Teng, CEO del Telecom Technology Center y profesor de la Universidad Nacional de Ciencia y Tecnología de Taiwán (Taiwan Tech), explica que en Taiwán “todas las agencias gubernamentales, universidades nacionales y entidades dependientes del Estado deben retirar cualquier equipamiento chino en un plazo corto”. Subraya que existe un consenso común —“tanto en el Gobierno como en la industria”— sobre que ciertos productos tecnológicos “pueden incluir capacidades ocultas no declaradas”. En un segundo momento, Teng precisa que esta preocupación no es solo técnica, sino estratégica: “Los precios tan bajos pueden ser utilizados como palanca para facilitar accesos no autorizados a datos sensibles”. Y añade que, aunque las pruebas de penetración o la detección de anomalías ayudan, “ningún método garantiza protección total”. “España debe sopesar el beneficio inmediato de los menores costes frente al riesgo acumulado a largo plazo de sufrir pérdidas graves”. Wei-Chung Teng, CEO del Telecom Technology Center y profesor de Taiwan Tech. En Bruselas, estas preocupaciones han ido encontrando eco. El sector eólico, representado por WindEurope, se muestra especialmente sensible ante el avance chino. Sus portavoces sostienen que la seguridad energética europea no puede depender de tecnologías sujetas a una legislación —la china— que obliga a las empresas a cooperar con los servicios de inteligencia. En un continente marcado por la invasión rusa de Ucrania y la explosión del Nord Stream, las vulnerabilidades tecnológicas no son ya un escenario teórico, sino un factor estratégico. WindEurope recuerda que tras la invasión rusa de Ucrania y la explosión del Nord Stream, “la seguridad energética forma parte inseparable de la seguridad nacional”. La organización advierte de que las leyes chinas de Inteligencia Nacional y Seguridad de Datos podrían habilitar la entrega de información al Estado, “incluso sin conocimiento del

cliente europeo", lo que abre la puerta a riesgos como espionaje, sabotaje o control remoto de activos críticos. La hoja de ruta que propone la UE —desde el Data Act hasta la directiva NIS2, pasando por el nuevo Network Code de ciberseguridad— pretende construir, por fin, una muralla normativa frente a la dependencia de proveedores considerados de "alto riesgo". Pero la industria energética, extremadamente diversificada y en plena digitalización, lidia con un dilema que las normativas no solucionan por sí solas: ¿cómo reducir esa exposición sin frenar la transición ni encarecerla? A ello se suma un elemento más de actualidad: Bruselas estudia posibles nuevas restricciones al despliegue de equipos de Huawei y ZTE en redes móviles. La compañía recuerda que por ahora "son especulaciones, nada oficial". Y conviene subrayar que las competencias en seguridad pertenecen a los Estados miembros, aunque la Comisión sí puede incentivar o coordinar prácticas comunes más allá de la regulación estricta. Europa mira a Huawei con recelo... y con necesidad En España, donde el despliegue fotovoltaico alcanza cifras récord, Huawei ocupa un lugar destacado en la cadena de valor: inversores, sistemas de monitorización, baterías inteligentes, soluciones de gestión avanzada. Su cuota no implica un monopolio, pero sí una influencia notable en un ámbito clave para la transición energética. Un escenario que inquieta a parte del sector. Aepibal, asociación que agrupa a empresas del almacenamiento energético, no oculta su preocupación. Su presidente, Luis Marquina, reconoce la calidad tecnológica de la compañía china, pero advierte de la fragilidad de depender de un único proveedor extranjero. El riesgo, explica, no es solo geopolítico: también industrial. Un cambio en las prioridades de Pekín, un ajuste en precios o un giro en la política exterior podrían impactar en Europa con una intensidad difícil de gestionar. ¿Qué ocurriría si Huawei decidiera redirigir su capacidad de producción? ¿O si se viera sometida a sanciones que interrumpieran el suministro de componentes? El continente, afirma, debe apostar por construir su propio músculo industrial si quiere evitar quedar atrapado entre potencias. Sin embargo, no todas las voces del ecosistema renovable comparten ese tono de alarma. Desde la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), organización mayoritaria del sector solar, entienden que el debate está contaminado por tensiones comerciales globales. Reconocen que Huawei es líder, pero no monopolio, y advierten contra una narrativa que demoniza selectivamente a fabricantes chinos sin evidencias concluyentes. Para UNEF, el verdadero enemigo no es un proveedor concreto, sino la fragilidad estructural de un mundo donde cualquier sistema digital —sea chino, europeo o estadounidense— puede ser hackeado. La prioridad, defienden, debe ser reforzar la ciberseguridad dentro de la UE, no levantar muros comerciales. Bajo el liderazgo de Xi Jinping las fronteras entre sector público y privado en China se han vuelto más difusas. Estudios del Council on Foreign Relations señalan que el Partido Comunista ha ampliado su influencia en compañías tecnológicas, ya sea mediante inversiones de entidades estatales o mediante mecanismos de supervisión que otorgan mayor peso a cuadros del partido. Aunque no existe evidencia de que esto afecte directamente a Huawei, el caso de ByteDance —donde el Estado adquirió una participación en una filial— ilustra la dirección general del movimiento. A ello se suman leyes como la de Seguridad Nacional de 2015 o la de Inteligencia Nacional de 2017, que imponen a ciudadanos y empresas la obligación de "cooperar" con los servicios de inteligencia. Para algunos gobiernos occidentales, estos marcos legales alimentan dudas estructurales. Huawei insiste en que nunca ha utilizado ni utilizará sus equipos para espiar, y sostiene que ninguna ley puede obligarla a comprometer a sus clientes, pero la discusión jurídica continúa abierta. Huawei responde: transparencia, certificaciones y una defensa frontal La compañía china rechaza con contundencia la etiqueta de "proveedor de riesgo". Considera discriminatorio cualquier enfoque que no esté estrictamente basado en criterios técnicos. Subraya sus certificaciones internacionales, su colaboración con organismos independientes y su historial de más de dos décadas suministrando tecnología a las redes españolas. Huawei alerta de que restringir su acceso al mercado europeo "supondría riesgos significativos", afectaría a la competencia, elevaría costes y ralentizaría la innovación. Defiende que cualquier evaluación debe basarse "en criterios objetivos, verificables y transparentes", y que medidas discriminatorias generarían inseguridad regulatoria y perjuicios económicos. "Excluir a Huawei del mercado no elimina los riesgos de ciberseguridad, pero sí reduciría la competencia, elevaría los costes y ralentizaría el despliegue de infraestructuras críticas." Portavoz de Huawei en España Para la empresa, el debate europeo no puede convertirse en un juicio por procedencia. Su mensaje es claro: datos verificables, auditorías transparentes y reglas iguales para todos. En materia energética, Huawei recalca que sus soluciones de redes inteligentes, autoconsumo y gestión de infraestructuras no están afectadas por las discusiones regulatorias sobre equipamiento 5G. Afirma que mantiene diálogo con autoridades españolas y europeas para explicar su posición, siempre bajo un mensaje constante: evaluaciones no discriminatorias, estándares abiertos y priorización de la seguridad técnica real. La compañía

también destaca certificaciones como COMMON CRITERIA, NESAS/SCAS y estándares internacionales ISO 27001 e ISO 27701, además del Esquema Nacional de Seguridad. “Somos el proveedor más transparente del mercado”, subraya. Un mapa dividido antes de la decisión final Europa se encuentra en un punto de inflexión. La digitalización energética avanza más rápido que la construcción de un consenso político. Países como Alemania o Francia se alinean con una estrategia de prudencia reforzada, mientras otros, como España, mantienen una posición más matizada, marcada por la necesidad de acelerar la transición sin comprometer su ritmo por presiones geopolíticas. La pregunta ya no es si debe existir una política común hacia Huawei, sino qué coste está dispuesta a asumir la UE para construirla. La industria pide claridad. Los expertos piden coherencia. Y los gobiernos buscan un equilibrio casi imposible entre seguridad, economía y autonomía tecnológica. En un escenario donde la transición energética exige velocidad, pero la geopolítica exige cautela, Europa se mueve sobre una cuerda cada vez más tensa. Mañana analizaremos los escenarios que se abren para España y la Unión Europea: qué puede ocurrir si se restringe a Huawei, cómo afectaría a la transición energética y qué alternativas reales existen para reducir la dependencia tecnológica sin frenar el ritmo hacia un sistema eléctrico descarbonizado.

Alcampo pone en marcha 431 kWp de marquesinas fotovoltaicas en Vilanova i la Geltrú

- Con esta actuación, Alcampo sumaría un total de 11 instalaciones operativas en sus centros y 11.202 paneles solares instalados.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/02/alcampo-pone-en-marcha-431-kwp-de-marquesinas-fotovoltaicas-en-...>

Martes, 02 diciembre 2025

Con esta actuación, Alcampo sumaría un total de 11 instalaciones operativas en sus centros y 11.202 paneles solares instalados.

Jose Pedrosa

Hipermercado Alcampo en Vilanova i la Geltrú

Imagen: Alcampo / Helexia

La compañía francesa de distribución Alcampo, filial del grupo Auchan, junto con Helexia, empresa francesa de servicios energéticos del Grupo Voltalia, ha puesto en marcha una instalación de marquesinas fotovoltaicas en el aparcamiento del hipermercado Alcampo en Vilanova i la Geltrú (Barcelona).

Según la empresa, esta planta, de más de 431 kWp y 784 paneles solares, generará 620 MWh al año, suficiente para cubrir alrededor del 31% del consumo eléctrico del centro.

Con esta actuación, Alcampo sumaría un total de 11 instalaciones operativas en sus centros y 11.202 paneles solares instalados.

Cabe señalar que Alcampo puso en marcha en 2008 un plan dirigido al desarrollo de la eficiencia energética. En este sentido, la compañía indicó que, desde 2018, toda la electricidad consumida en

sus centros procede de fuentes renovables con certificado de origen. Además, cuenta con nueve centros equipados con plantas fotovoltaicas.

Además, el pasado año el grupo francés firmó un acuerdo para el suministro de energía limpia a todas sus tiendas mediante un contrato de compraventa a largo plazo (PPA).

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

Arranca el proyecto Solarsens para catalogar los módulos fotovoltaicos según su composición

- Enerland, INM, IREC y el Centro Tecnológico Lurederra participan en el proyecto que aspira a crear un pasaporte digital de revalorización de los residuos fotovoltaicos para optimizar su reciclaje.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/02/arranca-el-proyecto-solarsens-para-catalogar-los-modulos-fotovoltaic...>

Martes, 02 diciembre 2025

Enerland, INM, IREC y el Centro Tecnológico Lurederra participan en el proyecto que aspira a crear un pasaporte digital de revalorización de los residuos fotovoltaicos para optimizar su reciclaje.

Pilar Sánchez Molina

La iniciativa Solarsens pretende catalogar los módulos fotovoltaicos según su composición.

Imagen: PV Cycle

El 12 de noviembre tuvo lugar la reunión de lanzamiento del proyecto Solarsens, dedicado al desarrollo de un sistema multisensor para la detección de materiales críticos en módulos fotovoltaicos y su posterior revalorización mediante protocolos de reciclaje optimizados. Iniciado en noviembre de 2025 y con una duración prevista de 36 meses, el proyecto tiene como finalidad diseñar un sistema avanzado de clasificación óptica capaz de identificar de forma precisa la composición de los paneles, facilitando la futura creación de un pasaporte digital de revalorización y mejorando la eficiencia en la gestión de residuos fotovoltaicos. Este enfoque permitirá optimizar la recuperación de materiales críticos mediante procesos ambientalmente sostenibles.

Solarsens se desarrolla en consorcio por cuatro entidades nacionales: Enerland, que ejerce la coordinación técnica; Ingeniería Navarra Mecánica (INM); el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC); y el Centro Tecnológico Lurederra.

IREC asumirá la responsabilidad del diseño y validación del sistema multisensor para la clasificación in situ de módulos fotovoltaicos, orientado al reciclaje inteligente y a la generación del pasaporte digital mencionado. Las tareas comprenden el desarrollo de metodologías no destructivas, rápidas y robustas, para la caracterización composicional de los paneles, así como el diseño de sensores avanzados aplicables al sector fotovoltaico. Estas actividades estarán dirigidas por Maxim Guc y Víctor Izquierdo, del Departamento de SEMS.

El proyecto ha sido financiado por la Agencia Estatal de Investigación en el marco de la Convocatoria de Proyectos de Colaboración Público-Privada 2024, integrada en el Plan Estatal de Investigación Científica, Técnica y de Innovación 2024-2027.

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

Popular content

Aumento de la energía solar y el almacenamiento en EEUU

- Los datos de la EIA muestran que las energías renovables añadieron 56 GW mientras la capacidad fósil disminuye.



Aumento de la energía solar y el almacenamiento en EEUU

<https://elperiodicodelaenergia.com/aumento-de-la-energia-solar-y-el-almacenamiento-en-eeuu/>

José A. Roca

Martes, 02 diciembre 2025

Los datos de la EIA muestran que las energías renovables añadieron 56 GW mientras la capacidad fósil disminuye

Una revisión de los datos recién publicados por la EIA muestra que la electricidad solar a escala de servicios públicos creció un 29% durante el último año, mientras que el almacenamiento en baterías aumentó un 59%, según la **SUN DAY Campaign**.

El grupo señaló que la energía solar estableció récords en septiembre, ya que la producción a escala de servicios públicos aumentó un 36,1% interanual y los sistemas de pequeña escala crecieron un 12,7%.

Añadió que la energía solar combinada proporcionó el 9,7% de la electricidad de EEUU durante el mes, frente al 7,6% del año anterior.

La campaña indicó que la generación solar en los primeros nueve meses de 2025 creció un 29% y suministró poco más del 9% del total.

La solar a gran escala supera a la eólica

Según el análisis, la energía solar a escala de servicios públicos superó a la eólica por tercer mes consecutivo en septiembre. La generación solar acumulada en el año también superó a la hidroeléctrica en casi un 65%.

La energía eólica produjo el 9,8% de la electricidad de EEUU en los primeros nueve meses de 2025, un aumento del 1,3% respecto al año anterior. La eólica más la solar suministraron el 18,8% de la generación total, según la SUN DAY Campaign. Y el conjunto de todas las energías renovables proporcionó el 25,6% de la electricidad del país, solo por detrás del gas natural.

Entre octubre de 2024 y septiembre de 2025, la capacidad solar a escala de servicios públicos creció en 31.619,5 MW, junto con 5.923,5 MW de adiciones de pequeña escala. El almacenamiento en baterías, por su lado, añadió 13.808,9 MW de nueva capacidad, un aumento del 59,4%, según el análisis.

La energía eólica se expandió en 4.843,2 MW, mientras que la capacidad de gas natural creció en 3.417,1 MW y la nuclear añadió 46 MW, la capacidad de carbón cayó en 3.926,1 MW y la basada en petróleo, en 606,6 MW.

El informe concluye que la capacidad total renovable, incluido el almacenamiento, aumentó en 56.019,7 MW mientras que los combustibles fósiles y la energía nuclear combinados cayeron en 1.095,2 MW.

“Los esfuerzos de la Administración Trump por reactivar la energía nuclear y los combustibles fósiles no están teniendo éxito”, dijo Ken Bossong. “Las adiciones de capacidad de la energía solar, eólica y el almacenamiento en baterías continúan superando de manera impresionante al gas, el carbón y la energía nuclear... y con márgenes cada vez mayores”.

Autoconsumo con baterías: seguridad, eficiencia y diseño de sistemas híbridos - Energética 21

- El webinar AETP: almacenamiento energético, tecnologías y proyectos (4 de diciembre, inscripciones gratuitas) contará con las ponencias de dos empresas expertas en el sector del almacenamiento: el distribuidor Bornay y el fabricante Sungrow.



4 de diciembre 2025
Webinar gratuito

AETP 

Almacenamiento Energético
Tecnologías y proyectos

Almacenamiento energético AETP2026

autoconsumo con baterías

sistemas híbridos

almacenamiento energético

seguridad en sistemas híbridos

<https://energetica21.com/noticia/autoconsumo-baterias-seguridad-eficiencia-diseno-sistemas-hibridos/>

Energética 21

Martes, 02 diciembre 2025

El webinar AETP: almacenamiento energético, tecnologías y proyectos (4 de diciembre, inscripciones gratuitas) contará con las ponencias de dos empresas expertas en el sector del almacenamiento: el distribuidor Bornay y el fabricante Sungrow.

La incorporación de sistemas de almacenamiento en proyectos de autoconsumo continúa ganando protagonismo en el sector fotovoltaico, aunque su implantación en España sigue condicionada por el desconocimiento acerca de su funcionamiento, seguridad y garantías. En este contexto, la Revista Energética organiza el **webinar AETP: almacenamiento energético, tecnologías y proyectos**, que tendrá lugar el **jueves 4 de diciembre** y analizará de forma técnica los avances, retos y buenas prácticas en el diseño de soluciones con baterías.

La sesión comenzará a las 9:30 horas y la inscripción gratuita está disponible **haciendo clic en este enlace**.

Ver **patrocinadores** del evento **clic aquí**

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

El encuentro contará con la participación de dos empresas especializadas en almacenamiento. Por parte de **Sungrow** , Alejandro Pintado, Distribution Partner Success Manager, presentará los sistemas de seguridad integrados en su propuesta BESS para C&I PowerStack, destacando los mecanismos que refuerzan la protección térmica y eléctrica de la instalación. Además, expondrá varios casos de éxito que muestran la versatilidad de este sistema y su capacidad de adaptación a diferentes escenarios de uso.

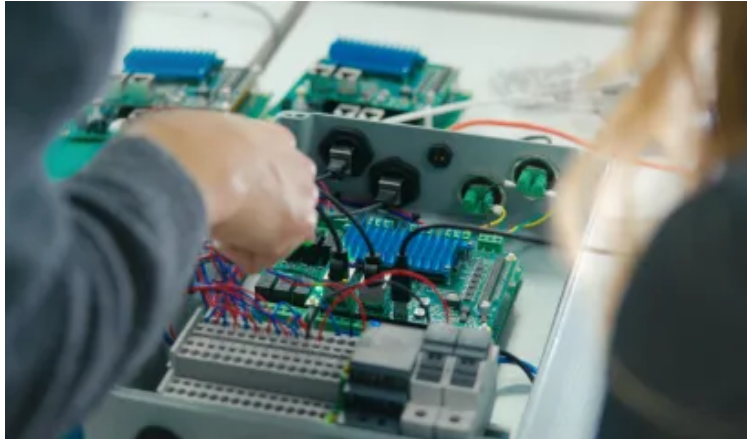
Otro bloque técnico correrá a cargo de **Vicente Martínez** , responsable de I+D+i en **Bornay** , quien abordará el papel del almacenamiento en sistemas híbridos que combinan generación fotovoltaica y minieólica. Su ponencia explicará cómo la combinación de ambas tecnologías permite obtener una producción más estable y continua, y por qué un sistema de acumulación bien dimensionado es clave para asegurar autonomía, estabilidad y un aprovechamiento óptimo de la energía generada. Martínez revisará criterios de diseño, configuraciones habituales y los retos más comunes, haciendo hincapié en la elección adecuada de la tecnología de batería y la gestión eficiente de los flujos energéticos.

El webinar contará además con el apoyo de empresas que participarán como ponentes o patrocinadores, entre ellas **Plug and Play Energy** , **Riello Solartech** , **Bornay** , **Solis** , **Solaredge** , **Sungrow** , **Cegasa** , **Fáilte Solar** , **Pramac** , **TAB Batteries** y **Wattkraft** .

Puede consultar el programa completo [haciendo clic aquí](#).

Cegasa Energía desarrolla un nuevo modelo de baterías más eficientes, ciberseguras y conectadas a la nube

- La instalación fotovoltaica, que tendrá una potencia de 50 kW y abastecerá a casi 70 viviendas y comercios



Cegasa Energía desarrolla un nuevo modelo de baterías más eficientes, ciberseguras y conectadas a la nube

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/cegasa-energ-a-desarrolla-un-nuevo-modelo-20251202>

Celia García-Ceca

Martes, 02 diciembre 2025

Cegasa Energía, en colaboración con el centro tecnológico **Ikerlan**, han desarrollado un nuevo modelo de baterías que permitirá impulsar nuevas capacidades en materia de eficiencia, ciberseguridad y conectividad en la nube para sus sistemas energéticos. Para esto, Cegasa Energía se ha apoyado en los equipos de Inteligencia Artificial, Ciberseguridad y Sistemas Electrónicos Embebidos de Mondragón con un total de más de 10 profesionales que está participando en el desarrollo de estos avances. "Todo ello con el objetivo de transformar las baterías industriales en sistemas inteligentes capaces de gestionar su consumo, integrarse en entornos industriales y adaptarse a las futuras exigencias normativas clave, como son las de sostenibilidad y ciberseguridad", aseguran. En este sentido, la colaboración entre ambas compañías pasa por evolucionar hacia un ecosistema de baterías conectadas y actualizables de forma remota, con capacidad para integrar nuevos módulos de software según las necesidades del usuario.

"No todas las soluciones del mercado incorporan la ciberseguridad desde la fase de diseño. Este enfoque preventivo, alineado con la normativa europea de 2027, es claramente un elemento diferencial y avanzado. El proyecto, con una alta dosis de innovación se ha realizado en un tiempo que hace unos años sería impensable, consiguiendo disponer de una solución robusta y fiable en poco más de un año. En este sentido, se prevé que los productos de Cegasa Energía que incorporan esta tecnología estén en funcionamiento en campo a principios de 2026", apunta Miguel Encabo del equipo de I+D de Cegasa Energía. Por su parte, Rubén del Cura, investigador en el equipo de Inteligencia de las Cosas de Ikerlan, afirma que "hoy en día, no existe en el mercado un producto comercial que integre modelos de Inteligencia Artificial (IA) para la gestión energética de baterías con este nivel de profundidad. Cegasa Energía, junto con Ikerlan, está anticipándose a las tendencias,

desarrollando una solución que combina electrónica avanzada, IA, ciberseguridad y cloud computing. Es una propuesta innovadora, alineada con lo que el sector demandará en los próximos años".

Un salto tecnológico

El proyecto incorpora una evolución profunda del ECS (Extended Control System), la tecnología propia que Cegasa Energía utiliza como núcleo inteligente de sus sistemas de almacenamiento energético. De tal forma, ECS actúa como un sistema de control extendido que monitoriza y coordina todos los subsistemas de la batería (BMS, PCS, seguridad, comunicaciones), habilita la conectividad IoT y la comunicación con plataformas cloud, integrando funciones de gestión energética. Con esta colaboración, el ECS adquiere nuevas capacidades en materia de seguridad, tanto en el plano físico (safety) como en el digital (security). Para ello se están incorporando sensores avanzados que detectan gases que pueden emitir las baterías en condiciones críticas, con el objetivo de prevenir incendios o fallos térmicos. También se investiga con las últimas tecnologías de refrigeración, control de celdas y composición química para mejorar el rendimiento y la fiabilidad.

Una evolución que permite a Cegasa Energía avanzar hacia un modelo de baterías conectadas, actualizables y gestionables en remoto, preparadas para operar en entornos industriales complejos y cumplir los requisitos normativos de los próximos años. En materia de sostenibilidad, las mejoras permiten maximizar el autoconsumo, reducir la dependencia de la red y allanar el camino hacia nuevas aplicaciones exigentes, como el transporte marítimo o el almacenamiento a gran escala. Además, ambas entidades trabajan en un Battery Passport, en línea con la futura legislación europea, que registrará el ciclo de vida de cada batería y facilitará su reutilización en una segunda vida.

Gracias a la colaboración con Ikerlan, la compañía ha potenciado su tecnología ECS, dotando a las baterías de capacidades de monitorización en tiempo real y optimización continua, que ya se están validando en un piloto que combina laboratorio e instalación real con energía fotovoltaica. A medio plazo, se espera que el ECS pueda ejecutar modelos predictivos de inteligencia artificial para maximizar la vida útil y el rendimiento energético de cada unidad, acelerando así el desarrollo de estrategias energéticas más eficientes.



Del inversor a la solución completa: el enfoque integrado de GoodWe en Genera 2025

- GoodWe reafirmó en Genera 2025 su apuesta por soluciones integradas para los segmentos residencial, C&I y utility-scale. En diálogo con Review Energy, Carlos ...



GALERIA

revista digital

revista energia renovable

energia renovable

energias limpias

energia fotovoltaica

energia solar

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/del-inversor-a-la-solucion-completa-el-enfoque-integrado-de-go...>

Martes, 02 diciembre 2025

2 diciembre 2025 0

La participación de **GoodWe** en **Genera 2025** ha marcado un punto de inflexión en la forma en que la compañía comunica su posición actual dentro del mercado energético. Más allá de una presencia expositiva con novedades tecnológicas, la feria ha servido como escaparate para reflejar un cambio estructural: el paso definitivo de fabricante de inversores a proveedor integral de soluciones energéticas inteligentes.

En conversación con Review Energy, **Carlos Martínez**, **Country Manager de GoodWe Iberia**, analizó este proceso de transformación coincidiendo con el 15º aniversario de la compañía, una fecha que simboliza madurez industrial, consolidación tecnológica y una lectura clara del momento que atraviesa el sector.

De la electrónica de potencia al ecosistema energético

Martínes explica que GoodWe mantiene su ADN como fabricante de inversores, pero su estrategia actual va mucho más allá del inversor como producto individual. La compañía ha construido progresivamente un **ecosistema donde generación fotovoltaica, almacenamiento, control energético y software funcionan como una única solución integrada.**

Esta evolución responde a una necesidad del mercado que ya no demanda componentes aislados, sino sistemas completos capaces de adaptarse a escenarios cada vez más complejos. En un contexto de caída de precios de la energía, mayor volatilidad y aumento de instalaciones con autoconsumo y almacenamiento, la integración se convierte en una ventaja competitiva clave.

El almacenamiento como eje del nuevo mercado

Uno de los grandes consensos que dejó Genera 2025 es la consolidación del almacenamiento como pilar central del sistema energético. GoodWe llega a este escenario con una propuesta alineada con esa realidad, especialmente en el segmento comercial e industrial, donde las soluciones deben ir más allá del simple respaldo energético.

El ecosistema **EcoSmart Commercial** presentado por la compañía responde precisamente a este punto: optimizar la rentabilidad de los proyectos mediante estrategias como peak shaving, gestión horaria (ToU), autoconsumo avanzado y control de cargas críticas. La clave no está únicamente en la batería, sino en la inteligencia que permite gestionarla en función del perfil energético del cliente.

Mercado español: madurez y oportunidades

Desde la visión de GoodWe, **el mercado español se encuentra en una fase de transición hacia soluciones más sofisticadas**. Aunque el crecimiento del almacenamiento es evidente, todavía existe un proceso de aprendizaje y maduración, tanto desde el punto de vista técnico como en la definición de modelos de negocio.

En este contexto, la compañía apuesta por una aproximación pragmática: soluciones ya probadas, escalables y adaptadas a necesidades reales, evitando desarrollos experimentales desconectados del mercado. Esta estrategia ha permitido a GoodWe ganar terreno en grandes cuentas y posicionarse con fuerza en generación distribuida, uno de los segmentos con mayor proyección en el corto y medio plazo.

Con 15 años de trayectoria, una fuerte inversión en I+D y una clara orientación hacia soluciones integradas, GoodWe se posiciona como uno de los actores que aspiran a liderar la siguiente fase de la transición energética: aquella en la que la inteligencia del sistema será tan importante como la capacidad de generación.

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

EDP suministrará electricidad 100% renovable a Carrefour Polonia a través de un PPA

- EDP ha firmado un acuerdo de compra de energía (PPA) con Carrefour Polonia para abastecer con electricidad 'verde' sus operaciones en el país.



EDP suministrará electricidad 100% renovable a Carrefour Polonia a través de un PPA.

<https://elperiodicodelaenergia.com/edp-suministrara-electricidad-100-renovable-a-carrefour-polonia-a-traves-d...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

Ningún comentario

EDP ha firmado un acuerdo de compra de energía(PPA , por sus siglas en inglés) con Carrefour Polonia para abastecer con electricidad 'verde' sus operaciones en el país procedente de dos proyectos renovables gestionados por EDP Renewables, informó la compañía.

El grupo energético luso ha desarrollado más de 1 gigavatio (GW) de proyectos de energías renovables en Polonia y cuenta con una importante trayectoria en la firma de acuerdos de suministro energético a largo plazo en el país.

EDP indicó que esta asociación supone un hito para la empresa, ya que es la primera vez que consigue un PPA corporativo en este mercado que combina dos tecnologías renovables diferentes - solar y eólica- en un mismo acuerdo.

La energética comenzó a cooperar con Carrefour Polonia en 2024, firmando un acuerdo para la construcción de 13 instalaciones fotovoltaicas con una capacidad de 650 kWp en los tejados de supermercados situados en cinco provincias.

El PPA para EDP

El PPA firmado recientemente para los activos del contrato proporcionará a la red 50 gigavatios hora (GWh) adicionales de electricidad limpia al año, lo que estimó que permitirá evitar más de 54.000 toneladas de emisiones de CO2.

El redactor recomienda

- **Las grandes energéticas piden simplificar los trámites administrativos**
- **EDP inaugura su primer proyecto solar en Alemania**
- **EDP pide "previsibilidad" sobre el futuro de las nucleares en España**

Por su parte, Carrefour, de acuerdo con el objetivo a largo plazo del grupo, la red pretende reducir drásticamente el consumo eléctrico en todas sus tiendas a nivel mundial. La empresa se ha comprometido a reducir su consumo en un 20 % para 2026.

En el mercado polaco, la red ha alcanzado su objetivo de reducción energética mucho antes de lo previsto logrando una disminución del 37,03% en el consumo energético en noviembre de 2025 en comparación con 2019.

El Gobierno mejora con 175 millones la eficiencia energética de edificios andaluces

- Andalucía ha cifrado en 175 millones la inyección de fondos para colaborar con los municipios en la eficiencia energética de sus edificios.



El Colegio de Arquitectos recurrirá el Real Decreto que modifica la Certificación Energética de los Edificios.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-mejora-con-175-millones-la-eficiencia-energetica-de-edificios-...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

Se trata de una línea de actuación para mejoras de eficiencia energética y lucha contra el cambio climático en edificios públicos

El delegado del Gobierno en Andalucía, Pedro Fernández, ha cifrado en 175 millones la inyección de fondos para colaborar con los municipios en la eficiencia energética de sus edificios y la lucha contra el cambio climático.

Se trata de una cuantía vinculada al Programa de Impulso a la Rehabilitación de los Edificios Públicos (PIREP) con cargo al Plan de Recuperación, una línea de actuación para mejoras de eficiencia energética y lucha contra el cambio climático en edificios públicos.

Fernández ha puesto como ejemplo la actuación que se desarrolla en el CEIP El Zargal de Cenes de la Vega (Granada), con un presupuesto total de 658.318 euros, de los que 345.111 euros corresponden a una subvención.

"Una aportación que supera el 52% de la inversión y que, sin la ayuda del Gobierno de España, no podría afrontar en solitario el ayuntamiento, que en este caso asume la inversión a pesar de que las competencias en materia de educación son de la administración autonómica", ha explicado.

Fernández ha insistido en que este plan es ejemplo de cómo la inyección de fondos por parte del Gobierno a los ayuntamientos andaluces les permite renovar su parque público de edificios y

hacerlos más habitables, al tiempo que generan una bolsa de obras que suponen "más empleo y riqueza para la localidad".

Andalucía y la eficiencia energética

En el conjunto de **Andalucía** , la **inversión** procedente de los PIREP autonómico y local alcanza los 175 millones, una cantidad que permitirá intervenir en 89 edificios públicos repartidos por toda la comunidad autónoma.

Dentro de la partida de más de 26 millones para la provincia granadina se localizan 19,1 millones para actuar en espacios como el Palacio de Carlos V, los Juzgados de la Caleta, el Palacio de Exposiciones y Congresos y la Facultad de Bellas Artes.

La alcaldesa de Cenes de la Vega, **Montserrat Muñoz Sáez** , ha resaltado el apoyo del Gobierno de España para afrontar las obras del centro educativo que permitirán transformarlo en un espacio energéticamente eficiente, sostenible y alineado con los objetivos de descarbonización.

Para ello, se eliminará completamente el uso de gasóleo como fuente de energía para la calefacción, sustituyéndolo por un sistema de aerotermia de alta eficiencia, además de instalarse 93 paneles fotovoltaicos en la cubierta y, de manera complementaria, se actuará sobre la envolvente del edificio mediante la mejora del aislamiento térmico de la cubierta, interviniendo en una superficie aproximada de 1.700 metros cuadrados.

El Pirep busca contribuir a luchar contra el **cambio climático** , mejorar la calidad de vida y solventar importantes carencias del parque edificado público relativas a cuestiones de habitabilidad, como puede ser, el confort acústico deficiente, la calidad del aire y la mejora de distribuciones obsoletas.

First Solar inaugura una fábrica de paneles solares de 3,5 GW impulsada por IA en Luisiana

● El mayor fabricante solar estadounidense espera casi 18 GW de capacidad de producción nacional en 2027.



First Solar inaugura una fábrica de paneles solares de 3,5 GW impulsada por IA en Luisiana

<https://elperiodicodelaenergia.com/first-solar-inaugura-una-fabrica-de-paneles-solares-de-3-5-gw-impulsada-p...>

José A. Roca

Martes, 02 diciembre 2025

Ningún comentario

First Solar Inc. ha inaugurado su nueva planta de fabricación totalmente integrada verticalmente en Iberia Parish, Luisiana. La planta, valorada en 1.100 millones de dólares y con una superficie aproximada de 2,4 millones de pies cuadrados, emplea actualmente a más de 700 personas y se espera que tenga 826 empleados para finales de año.

First Solar inaugura una fábrica solar con una capacidad de 3,5 GW en Alabama La nueva planta del condado de Lawrence ha supuesto una inversión de 1.100 millones de dólares y crea más de 800 puestos de trabajo.

Una vez que esté completamente operativa, se espera que la planta de Iberia Parish añada 3,5 gigavatios (GW) de capacidad nominal anual, lo que elevará la huella de fabricación estadounidense de First Solar a 14 GW en 2026 y a 17,7 GW en 2027, cuando se espera que la planta de producción recientemente anunciada en Carolina del Sur comience a producir.

Tecnología solar estadounidense

La planta de Iberia Parish comenzó su producción en julio de 2025, varios meses antes de lo previsto. Este plazo acelerado se vio impulsado por la aprobación de la Ley One Big Beautiful Bill y las políticas comerciales de la administración Trump, que impulsaron la demanda de tecnología solar estadounidense que cumple plenamente con las directrices previstas por las Entidades Extranjeras de Interés (FEOC).

La planta, que no depende de las cadenas de suministro chinas de silicio cristalino, produce los módulos Serie 7 de First Solar con materiales estadounidenses, como vidrio de Illinois y Ohio, y acero producido en Misisipi y fabricado en largueros traseros en Luisiana.

Según un análisis de impacto económico realizado por la Universidad de Luisiana en Lafayette y encargado por la Autoridad de Desarrollo Económico de Iberia (IEDA), se prevé que las nuevas instalaciones aumenten el Producto Interno Bruto (PIB) de Iberia Parish en un 4,4 % durante su primer año completo de operaciones a plena capacidad. Los puestos de fabricación en las instalaciones ofrecen una remuneración promedio de 90.000 dólares anuales, más del triple del ingreso per cápita de Iberia Parish.

“Esto es más que una simple planta de fabricación. Es un compromiso con el dominio energético estadounidense, la electricidad asequible, el crecimiento y la prosperidad”, afirmó Mark Widmar, director ejecutivo de First Solar. “Al producir tecnología energética de forma competitiva en Estados Unidos con materiales estadounidenses, a la vez que creamos empleos estadounidenses, demostramos que la reindustrialización de Estados Unidos no es solo una tesis, sino una realidad práctica”.

Inteligencia artificial

La fábrica de alta tecnología está habilitada gracias a inteligencia artificial (IA), que utiliza visión computacional y aprendizaje profundo para detectar automáticamente defectos en los paneles solares durante la producción, mientras que los técnicos y operadores aprovechan herramientas impulsadas por IA para realizar ajustes operativos y guiar la toma de decisiones.

La tecnología energética y la inteligencia digital, claves para acelerar el cumplimiento de los objetivos climáticos de París Diez años después del Acuerdo de París, alcanzar los objetivos establecidos en el tratado climático de la ONU sigue siendo un reto.

competencia en innovación y gestionar nuestras operaciones de forma más inteligente, mejor y más rápida”.

La planta de Luisiana forma parte de lo que ya es la mayor planta de fabricación e investigación y desarrollo (I+D) de tecnología solar del hemisferio occidental. Incluye tres plantas de fabricación totalmente integradas verticalmente en Ohio y una en Alabama, además de centros de I+D en Ohio y California.

First Solar pone en marcha el mayor centro de investigación

“Esta es, sin duda, una de las plantas de fabricación de energía solar más avanzadas del mundo y representa lo mejor de la innovación manufacturera estadounidense”, afirmó Kuntal Kumar Verma, director de fabricación de First Solar. “Junto con sus plantas hermanas en Ohio y Alabama, esta fábrica demuestra cómo se puede aprovechar la IA para ayudar a los trabajadores de fábricas estadounidenses a alcanzar su máximo potencial. Nuestra flota demuestra que la IA puede contribuir a obtener mejoras de productividad que nos permiten superar a la

La semana pasada, la empresa anunció una inversión en una nueva línea de producción en Gaffney, Carolina del Sur, para la producción final en tierra de los módulos de la Serie

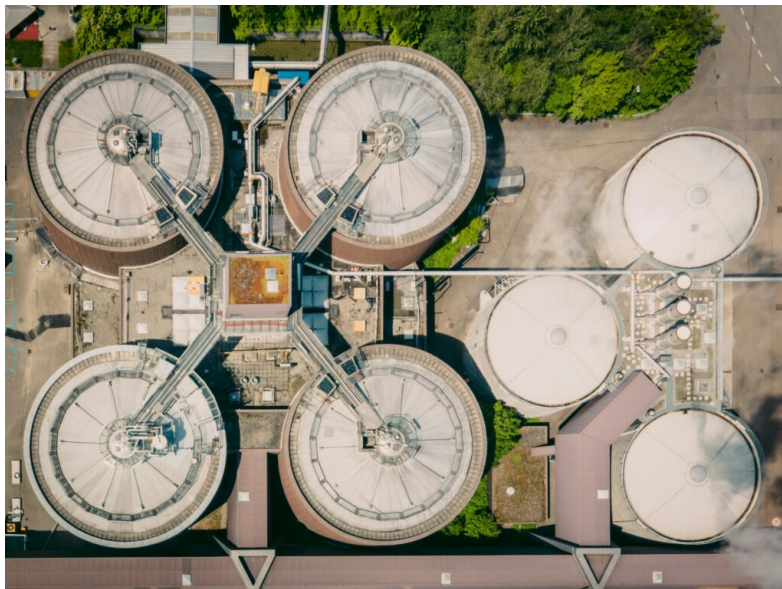
y desarrollo solar del hemisferio occidentalLa instalación forma parte de una inversión de 500 millones de dólares en infraestructura de I+D de películas delgadas en EEUU.

6 iniciados por su flota internacional. En total, la empresa, que prevé emplear directamente a más de 5500 personas en EE. UU. para finales de 2026, habrá invertido aproximadamente 4500 millones de dólares en infraestructura de fabricación e I+D en Estados Unidos desde 2019.

First Solar, que fabrica en EEUU desde 2002, es la empresa líder en tecnología y fabricación de energía solar fotovoltaica del país. Es el único de los mayores fabricantes de energía solar del mundo con sede en EE. UU. Para 2027, la empresa prevé generar más de 30 000 empleos directos, indirectos e inducidos en todo el país, lo que se estima que representará más de 3000 millones de dólares en ingresos laborales.

Jaén licita la instalación fotovoltaica con baterías de 2 MW / 1 MWh para unos bombeos de la Loma

- El contrato tiene un valor estimado de 1.754.500 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 5 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras será de cuatro meses.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/02/jaen-licita-la-instalacion-fotovoltaica-con-baterias-de-2-mw-1-mwh-p...>

Martes, 02 diciembre 2025

El contrato tiene un valor estimado de 1.754.500 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 5 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras será de cuatro meses.

Jose Pedrosa

Planta de tratamiento de agua

Imagen: Patrick Federi, Unsplash

La Diputación Provincial de Jaén ha abierto una licitación para las obras de instalación solar fotovoltaica de 2 MW con acumulación en las captaciones del sistema de La Loma y en la ETAP de Las Copas (Fase II).

El contrato tiene un valor estimado de 1.754.500 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 5 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras será de cuatro meses.

El objetivo del proyecto es la implantación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo en las diferentes instalaciones de bombeo y tratamiento del sistema de abastecimiento de la Loma.

En la ETAP de Las Copas se prevé ampliar la instalación fotovoltaica actual a 300 kW e incorporar un sistema de acumulación de 1.000 kWh con potencia de 300 kW.

En el bombeo de Hilillos se plantea ampliar la fotovoltaica existente a 1.100 kW, en este caso sin sistema de acumulación.

Igualmente, en el bombeo de Batanejo se plantea ampliar la fotovoltaica existente a 1.000 kW, en este caso sin sistema de acumulación.

El proyecto está financiado por la Unión Europea a través de los fondos Next Generation-EU.

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

Popular content

La española SotySolar ya es rentable en Iberia y pone el foco en impulsar el sector empresarial

- Pese a lo convulso del sector fotovoltaico en España donde muchos competidores se han retirado, SotySolar ha mantenido un crecimiento sostenido que le ha permitido alcanzar el punto de breakeven en España y Portugal, validando un modelo de negocio diferencial, basado en la orientación al cliente y la tecnología...



<https://www.pv-magazine.es/comunicados/la-espanola-sotysolar-ya-es-rentable-en-iberia-y-pone-el-foco-en-i...>
pv magazine

Martes, 02 diciembre 2025

Pese a lo convulso del sector fotovoltaico en España donde muchos competidores se han retirado, SotySolar ha mantenido un crecimiento sostenido que le ha permitido alcanzar el punto de breakeven en España y Portugal, validando un modelo de negocio diferencial, basado en la orientación al cliente y la tecnología propia

SotySolar

La compañía de origen asturiano SotySolar, especializada en energía solar fotovoltaica y aerotermia, **ha alcanzado el punto de equilibrio (breakeven) en sus operaciones en España y Portugal**, un hito que confirma la solidez de su modelo de negocio en un mercado convulso en plena reestructuración.

Tras un periodo de crecimiento estratégico y sostenido, SotySolar ha consolidado su liderazgo en el segmento residencial (B2C), superando las 12.000 instalaciones en hogares. Ahora, la compañía inicia una fase de fortalecimiento de las operaciones en el sector empresarial (B2B), donde ya ha firmado acuerdos para la instalación de sistemas de fotovoltaica con la cadena Meliá y otras grandes corporaciones. Paralelamente, y como muestra de su visión estratégica, la compañía prepara su 'Informe Solar 2025', que se publicará a principios de 2026. **Este análisis se convertirá en una referencia para comprender la evolución del mercado, las tendencias de la demanda y los futuros motores del sector solar.**

Para liderar esta nueva y ambiciosa etapa, la compañía ha designado un **nuevo CEO, José Carlos Díaz Lacaci, exfundador de Pepephone y exCEO de Powen** . Su probada experiencia en escalar negocios de forma rentable será clave para ejecutar la estrategia de crecimiento de SotySolar.

*«En un sector en plena redefinición, donde la fiabilidad y la solvencia son más importantes que nunca, SotySolar ha demostrado que un crecimiento honesto, rentable y centrado en el cliente es posible. **Nuestro éxito en el mercado residencial nos da una base increíblemente sólida** », afirma Lacaci. « Ahora, estamos listos para impulsar este liderazgo en el sector empresarial. Queremos ser el **partner tecnológico estable y a largo plazo para la transición energética de las empresas del país** , ofreciendo no solo instalaciones, sino un ecosistema completo de gestión energética que genere un impacto real y medible en su rentabilidad y sostenibilidad ».*

SotySolar lidera el futuro de la electrificación en España

SotySolar, de origen asturiano, es la empresa española líder en el sector del autoconsumo fotovoltaico con más de 10 años de experiencia. La compañía mantiene una ambición de crecimiento orgánico y rentable, diversificando su oferta para **ser el proveedor de referencia en toda la electrificación de la demanda** , ofreciendo soluciones completas que incluyen fotovoltaica, baterías, aerotermia y cargadores para el vehículo eléctrico. Madrid, Barcelona y Asturias se encuentran entre las provincias en las que más instalaciones se han realizado.

A nivel de producto, la estrategia se centrará en el desarrollo de baterías solares, bombas de calor (aerotermia) y sistemas de gestión de energía (EMS), ofreciendo soluciones completas para la electrificación de la demanda. Con el objetivo de hacer accesible la energía solar a todos, la compañía mantiene su amplio abanico de propuestas de financiación.

Sobre SotySolar: Fundada en 2016, SotySolar es la compañía tecnológica especializada en energía solar fotovoltaica más reconocida de su categoría, según Kantar (2023). Ofrece una propuesta digital que simplifica el proceso de venta, gestionando de manera ágil y rápida, soluciones de autoconsumo para propietarios de viviendas, comunidades de vecinos, empresas y organizaciones. Desde este año ofrece además un servicio de financiación propio a sus clientes, SuscripciónSolar. Cuenta con instaladores de placas solares cualificados, distribuidores especializados de equipos fotovoltaicos, de aerotermia y proveedores financieros en España y Portugal. Tiene un espacio multidisciplinar de 1.500 m2 en la localidad de Navalcarnero (Madrid). Además de servir como centro de almacenamiento logístico, disponen de 500 m2 de oficinas, un exclusivo showroom y la sede del centro formativo de la SotySolar Academy. Con más de 10.000 instalaciones en hogares y empresas de todo el país, SotySolar se ha convertido en un referente de la energía solar en España. Todo ello ha llevado a la compañía a revalidar el premio TOP Brand PV Award 2025 como 'Mejor empresa instaladora fotovoltaica de España' por la consultora independiente EUPD Research, también ganadores en 2024. También fueron galardonados Tesla por su excelencia en el servicio al cliente con el Installation Excellence Award 2024 y por Huawei como Elite Installer y Excellent Joint Marketing Award 2024., o el IJGlobal ESG Renewable Energy Award. Además, se encuentra entre las 3 empresas con mayor capacidad instaladora y mejor valoradas dentro del sector del autoconsumo. <https://SotySolar.es/>

Los smarter E AWARD 2026 abren su convocatoria para premiar la innovación energética

- Los smarter E AWARD 2026 vuelven para buscar las propuestas que marcarán el rumbo del nuevo panorama energético global.



Los smarter E AWARD 2026 abren su convocatoria para premiar la innovación energética

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/los-smarter-e-award-2026-abren-su-20251202>

Manuel Moncada

Martes, 02 diciembre 2025

Este emblemático galardón, ya consolidado como uno de los más prestigiosos del sector, reconoce proyectos, productos y servicios que marcan el rumbo hacia un suministro energético renovable y disponible las 24 horas del día. Según explica la organización en un comunicado, la innovación será nuevamente el eje fundamental en la edición de 2026.

Cinco categorías para transformar el sector

El premio se articula en cinco categorías distintas que reflejan la convergencia tecnológica que vive el sector energético y de la movilidad sostenible:

- **Photovoltaics:** Dedicada a las tecnologías solares clásicas, desde células y módulos hasta sistemas de montaje, seguimiento y procesos de producción avanzados.
- **Energy Storage:** Centrada en soluciones de almacenamiento energético, un pilar clave para un sistema 100 % renovable. La categoría abarca desde nuevas tecnologías de baterías hasta componentes y procesos de fabricación.
- **E-Mobility:** Premia iniciativas que impulsan la transformación del transporte: infraestructura de carga, sistemas inteligentes, vehículos eléctricos, servicios de movilidad y baterías de tracción.
- **Smart Integrated Energy:** Dirigida a tecnologías para la gestión inteligente de la energía y la integración de renovables en sistemas intersectoriales, con especial atención a redes, servicios energéticos y nuevos modelos de negocio.

- **Outstanding Projects:** Reconoce proyectos ejemplares ya ejecutados entre el 31 de marzo de 2024 y el 31 de marzo de 2026, en ámbitos que incluyen fotovoltaica, hidrógeno, almacenamiento, movilidad o gestión de red.

¿Quién puede participar?

Podrán presentar su candidatura todas las empresas expositoras de los eventos internacionales de la serie The smarter E y, en la categoría de proyectos, también se permitirá la participación de aquellos propietarios legales de instalaciones completadas dentro del periodo establecido. Un jurado internacional de expertos será el encargado de evaluar cada propuesta según su carácter pionero, valor innovador y beneficios económicos y medioambientales.

Un escaparate mundial para la energía del futuro

The smarter E, bajo el lema "Impulsando las soluciones energéticas integradas", se ha consolidado como la plataforma ferial líder dedicada a la transición energética global, ya que en ella se dan cita renovables, digitalización, descentralización y soluciones para un suministro sostenible en los sectores de la electricidad, la calefacción y el transporte.

La alianza integra cuatro ferias internacionales complementarias

Intersolar, referente mundial en energía solar desde hace más de treinta años; **ees**, especializada en baterías y almacenamiento energético; **Power2Drive**, centrada en infraestructura de carga y movilidad eléctrica; y **EM-Power**, dedicada a la gestión inteligente de la energía y a las redes renovables y flexibles.

Cada una actúa como punto de encuentro para fabricantes, distribuidores, desarrolladores, integradores, operadores, gestores energéticos y startups que impulsan la transición hacia un sistema energético global más limpio, eficiente e interconectado.

Minuscenter y Quantica inauguran una planta de autoconsumo de 67,8 kWp en Málaga - Energética 21

- El Centro Especial de Empleo cubrirá el 79% de su demanda con energía fotovoltaica y reduce su huella de carbono, incorporando sistemas de almacenamiento tras el reciente incremento de la inestabilidad en la red.



Minuscenter y Quantica inauguran una planta de autoconsumo de 67,8 kWp en Málaga.

[plantas de autoconsumo](#)[minuscenter](#)[quantica](#)[instalación fotovoltaica](#)[integración laboral](#)[personas con discapacidad](#)

<https://energetica21.com/noticia/minuscenter-quantica-inauguran-planta-autoconsumo-678-kwp-malaga/>

Energética 21

Martes, 02 diciembre 2025

El Centro Especial de Empleo cubrirá el 79% de su demanda con energía fotovoltaica y reduce su huella de carbono, incorporando sistemas de almacenamiento tras el reciente incremento de la inestabilidad en la red.

El Centro Especial de Empleo (CEE) **Minuscenter**, dedicado a la integración laboral de personas con discapacidad, ha dado un paso estratégico en su modelo operativo con la puesta en marcha de una instalación fotovoltaica en su centro de Estepona (Málaga). La plataforma integral de soluciones energéticas **Quantica**, parte del grupo global Hanwha Energy, ha sido la encargada del diseño e instalación.

La nueva planta solar cuenta con una potencia total de **67,8 kWp**, estructurada a partir de 113 módulos fotovoltaicos. Se estima que esta instalación generará 97.768 kWh de energía limpia al año, permitiendo a la entidad cubrir el **79% de sus necesidades energéticas** mediante autoconsumo. Este nivel de autosuficiencia operativa evitará la emisión de 16 toneladas de CO2 anuales, lo que equivale a la plantación de más de 100 árboles.

Desde una perspectiva técnica, un elemento clave del proyecto es la inclusión de **sistemas de almacenamiento energético**. Esta solución, cuya demanda ha repuntado tras el apagón más relevante en España de los últimos años, permitirá a Minuscenter maximizar la tasa de autoconsumo

y, crucialmente, aumentar la **resiliencia** de su suministro energético, avanzando hacia un modelo más seguro y estable.

La colaboración, según ambas entidades, se basa en la **personalización** como eje de impacto. Quantica proporcionó una cobertura completa del proyecto, abarcando desde el autoconsumo hasta la monitorización, y ofreciendo soluciones presentes y futuras como almacenamiento, aerotermia, y servicios de operación y mantenimiento. El proyecto se alinea con el impulso institucional de la Junta de Andalucía, que ha activado una línea de ayudas dotada con 44,65 millones de euros para mejorar el desempeño energético de las empresas de la región.

Proyecto de autoconsumo colectivo de 100 kW para las dependencias municipales de la Poble de Vallbona

- Con esta actuación el Ayuntamiento ha alcanzando un total de 10 instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, tanto individuales como colectivas, cuya potencia total instalada supera los 800 kWp.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/02/proyecto-de-autoconsumo-colectivo-de-100-kw-para-las-dependenci...>

Martes, 02 diciembre 2025

Con esta actuación el Ayuntamiento ha alcanzando un total de 10 instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, tanto individuales como colectivas, cuya potencia total instalada supera los 800 kWp.

Jose Pedrosa

Imagen: Ayuntamiento de la Poble de Vallbona

El Ayuntamiento de la Poble de Vallbona (Valencia) ha iniciado las obras de una nueva instalación fotovoltaica de autoconsumo colectivo en la cubierta del CEIP El Campés, dentro del programa de fomento de energías renovables del IVACE.

El proyecto, ejecutado por la empresa valenciana IMS 2020 Soluciones de Energía, con un presupuesto de 82.725 euros, incluye 180 paneles solares del fabricante chino JA Solar, modelo JAM-72D40-605/MB, conectados a un inversor Huawei SUN2000-100KTL-M2 de 100 kW.

Los paneles se instalarán en las cubiertas planas del centro sobre una estructura formada por soportes prefabricados de hormigón para el anclaje de paneles solares, tipo Solarbloc, con una inclinación de 34°.

El Ayuntamiento señaló que se trata de un autoconsumo colectivo que permitirá alimentar los diferentes edificios municipales situados en el casco urbano, con un ahorro económico estimado de 18.000 euros al año y una generación de 257.254 kWh anuales.

Esta actuación se suma a otras realizadas recientemente, alcanzando un total de 10 instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo, tanto individuales como colectivas, cuya potencia total instalada supera los 800 kWp y se destina al uso de las dependencias municipales.

El Ayuntamiento recordó que, con la previsión del cambio normativo que permitirá los autoconsumos colectivos ampliando la distancia hasta los 5 km desde la instalación generadora, se podrá dotar de autoconsumo fotovoltaico a todas las dependencias municipales situadas también en las urbanizaciones del municipio.

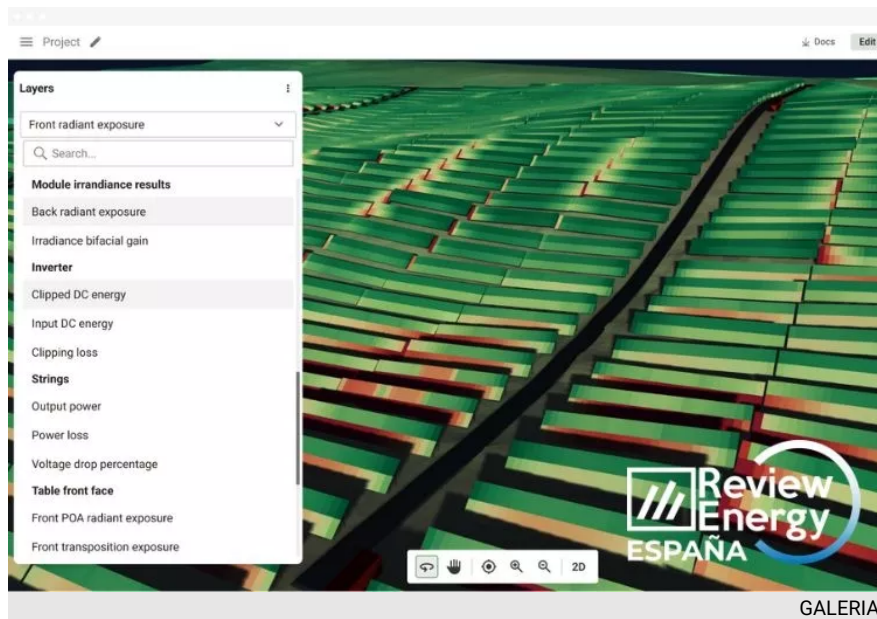
Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content



Simulación 3D y datos reales: la estrategia de RatedPower para mejorar la precisión solar

- Juan Felipe Aristizábal, Business Development Representative – Iberia de RatedPower, señaló a Review Energy en Genera 2025 que la precisión de 3D Energy y...



revista digital

revista energía renovable

energía renovable

energías limpias

energía fotovoltaica

energía solar

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/simulacion-3d-y-datos-reales-la-estrategia-de-ratedpower-para-...>

Martes, 02 diciembre 2025

2 diciembre 2025 0

La participación de **RatedPower en Genera 2025** marcó un punto de inflexión en la forma en que se evalúa el rendimiento energético de los proyectos fotovoltaicos. Durante el evento celebrado en IFEMA Madrid, la compañía —parte de Enverus— presentó 3D Energy, una nueva herramienta de simulación que busca reducir la brecha histórica entre las previsiones energéticas y la producción real de las plantas solares.

La compañía mostró cómo esta solución aporta un enfoque más realista y detallado al análisis energético, especialmente en un contexto donde los terrenos disponibles son cada vez más complejos y el uso de módulos bifaciales se ha generalizado en los grandes proyectos.

Según explicó a Review Energy **Juan Felipe Aristizábal, Business Development Representative – Iberia**, el lanzamiento de 3D Energy “supone un gran salto cualitativo en lo que es la simulación fotovoltaica”, al incorporar tecnología de ray-tracing, validación con datos reales y un editor de diseño completamente integrado.

Simulaciones 3D para reducir riesgo financiero

Uno de los mensajes centrales trasladados por RatedPower en Genera fue el impacto directo que una mayor precisión energética tiene sobre la bancabilidad de los proyectos. Frente a los modelos tradicionales simplificados , **3D Energy permite analizar el comportamiento de la planta módulo a módulo y en tres dimensiones** , teniendo en cuenta sombras, topografía, pendientes y bifacialidad de forma integrada.

“Esto no solo mejora la precisión en la estimación de producción, sino que también **reduce esa brecha entre las previsiones financieras y el rendimiento real de la planta** ”, señaló Aristizábal durante la entrevista.

Desde el punto de vista de los desarrolladores, esta capacidad permite validar la viabilidad de un proyecto desde fases muy tempranas, acelerar la toma de decisiones y reducir el riesgo asociado a la inversión. Para EPCs y empresas de ingeniería, la herramienta aporta confianza en el diseño y una mayor capacidad para adaptarse a cambios sin comprometer plazos ni presupuestos.

Competitividad en un mercado cada vez más exigente

En un sector donde cada punto porcentual de error en la estimación de producción puede ser decisivo, **RatedPower posiciona 3D Energy como una ventaja competitiva clara** . Tal y como explicó Aristizábal a Review Energy, la herramienta impacta directamente en tres frentes: reducción del riesgo financiero, optimización del CAPEX y del LCOE, y aceleración de los tiempos de desarrollo.

“Al tener diseños más precisos, puedes aprovechar mejor los terrenos y reducir pérdidas, lo que se traduce en menores costes por megavatio”, explicó, subrayando además que flujos de trabajo más ágiles permiten adelantar la puesta en operación, un factor estratégico en mercados altamente competitivos.

Esta combinación resulta especialmente relevante para proyectos que buscan financiación externa, ya que los resultados energéticos más fiables refuerzan la confianza de inversores y entidades financieras.

Con 3D Energy, se refuerza la estrategia de RatedPower de elevar el estándar del modelado energético en la industria solar. En un contexto marcado por la complejidad técnica, la presión sobre costes y la necesidad de acelerar el desarrollo de proyectos, la propuesta de la compañía apunta a convertir la simulación 3D avanzada en una herramienta clave para desarrolladores, ingenierías, EPCs y financiadores.

Una plataforma integral para todo el ciclo de vida del proyecto

Más allá de 3D Energy, la presencia de RatedPower en Genera sirvió también para mostrar **la madurez de su plataforma como un ecosistema integral** que cubre prácticamente todo el ciclo de vida del proyecto fotovoltaico y de almacenamiento.

Desde la prospección inicial del terreno con PRISM, pasando por el diseño automatizado y la generación de documentación técnica, hasta la edición avanzada de layouts y la simulación energética de alta precisión, todas las herramientas están conectadas en un único entorno en la nube.

La integración de precisión técnica, eficiencia operativa y respaldo financiero posiciona a RatedPower como un actor central en la evolución del diseño fotovoltaico hacia modelos más realistas, confiables y alineados con las exigencias del mercado actual.

Sólida abre su filial en México para reforzar su expansión internacional - Energética 21

- La ingeniería ampliará su presencia en el mercado americano con un equipo local especializado en proyectos solares, eólicos y de almacenamiento.



Sólida abre su filial en México para reforzar su expansión internacional.

[sólida](#) [ingeniería](#) [consultoría](#) [supervisión de obra](#) [expansión internacional](#) [méxico](#) [energías limpias](#)

<https://energetica21.com/noticia/solida-abre-filial-mexico-reforzar-expansion-internacional/>

Energética 21

Martes, 02 diciembre 2025

Sólida, compañía dedicada a servicios de ingeniería, consultoría y supervisión de obra para renovables e infraestructuras eléctricas, ha dado un paso significativo en su estrategia de internacionalización con la apertura de una filial en México. La decisión llega en un momento de dinamismo para las energías limpias en el país, impulsadas por un marco regulatorio actualizado y por una planificación a largo plazo que prioriza la incorporación de nueva capacidad renovable.

Según explica Andrés Medina, Global Business Development Director, la llegada a México supone un hito largamente esperado para la empresa y permitirá reforzar la cobertura en toda la región americana. La nueva oficina estará liderada por **Marcos Medina**, Ingeniero Electromecánico por la UNAM con más de doce años de experiencia en proyectos solares, eólicos y de almacenamiento en México, Centroamérica, Colombia y el Caribe. Desde su posición como Director de Ingeniería, coordinará un equipo multidisciplinar con capacidad para atender proyectos utility scale y desarrollos asociados a subestaciones y líneas de alta tensión.

El contexto regulatorio reciente —incluida la implementación de la Ley del Sector Eléctrico y el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025-2039— ha generado un entorno más estable para la actividad de promotores independientes. A esto se suma la convocatoria de Sener dirigida a agilizar permisos e interconexiones, lo que está facilitando la puesta en marcha de nuevos proyectos solares, eólicos y de autoconsumo industrial.

En este escenario, Sólida refuerza su apuesta por un mercado donde ya acumula más de **6,5 GW** de experiencia. La compañía participa en varios proyectos que iniciarán su construcción en 2026, lo que consolida su presencia y perspectivas de crecimiento en el país.

Transición Ecológica trabaja con Bruselas para agilizar y maximizar ejecución de fondos europeos

- El Miteco está trabajando con la CE para que se autoricen procedimientos simplificados a la hora de justificar el reparto y la ejecución de fondos europeos.



Joan Groizard, secretario de Estado de Energía durante su intervención en el XII Foro Solar de UNEF.

<https://elperiodicodelaenergia.com/transicion-ecologica-trabaja-con-bruselas-para-agilizar-y-maximizar-ejecuci...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

Groizard reiteró a las comunidades autónomas la necesidad de acelerar la gestión y justificación de las subvenciones concedidas a ciudadanos y empresas

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) está trabajando con la Comisión Europea (CE) para que se autoricen procedimientos simplificados a la hora de justificar el reparto de las subvenciones de las líneas territorializadas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) y maximizar la ejecución de fondos europeos, según informó a los representantes autonómicos el secretario de Estado de Energía, **Joan Groizard**, en el marco de la Conferencia Sectorial de Energía.

En la reunión, celebrada este lunes, **Groizard reiteró a las comunidades autónomas la necesidad de acelerar la gestión y justificación de las subvenciones concedidas a ciudadanos y empresas**, que debe completarse antes de que concluya el primer semestre de 2026, según la normativa europea, indicó en un comunicado el Ministerio.

En la Conferencia Sectorial de Energía se analizó la evolución de la materialización de las líneas territorializadas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), como el Moves III o el autoconsumo.

Según añadió el gabinete dirigido por Sara Aagesen, las comunidades y ciudades autónomas han podido modificar los procedimientos administrativos de las líneas territorializadas en función de sus necesidades, y han dispuesto del 5% del presupuesto para reforzar sus recursos administrativos, pero el grado de verificación de las ayudas es muy dispar entre unos territorios y otros, con casos que alcanzan el 91% y casos que se quedan en el 3%.

Asimismo, Groizard también solicitó la implicación de las comunidades autónomas a la hora de implementar la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética, y puso como ejemplo mejorar la cobertura del bono social, al objeto de que lo perciban todos los hogares que tengan derecho a él, a la vista de que también hay una gran disparidad entre territorios.

Nuclear, apagón y fondos europeos

La Conferencia también abordó numerosas cuestiones solicitadas por las comunidades autónomas, como la revisión del **calendario** de cese de actividad de las **centrales nucleares**, la **crisis eléctrica** del pasado 28 de abril o **los servicios de ajuste y la evolución de los costes de la electricidad**, añadió el Ministerio.

Finalmente, las comunidades autónomas decidieron postponer el reparto de dos líneas de ayudas de 500 millones de euros para actuaciones de eficiencia energética para Pymes y grandes empresas del sector industrial (300 millones) y el sector terciario (200 millones), procedentes del Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

A este respecto, el Ministerio indicó que las comunidades autónomas han optado por estudiar más la propuesta compartida con ellas el pasado mes de septiembre.

Un instalador catalán con más de treinta años de experiencia, ganador del sorteo de C de Comunicación en Efintec 2025

- Jordi Rosell, profesional instalador desde sus catorce años, ha ganado el sorteo realizado por este medio entre los nuevos suscritos a las áreas de Climatización y Confort y/o Material Eléctrico, durante la feria catalana. El premio, un analizador de gases de combustión de MRU Ibérica.



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/instaladores/151752/un-instalador-catalan-con-mas...>

Covadonga Del Nero

Martes, 02 diciembre 2025

Jordi Rosell, profesional instalador desde sus catorce años, ha ganado el sorteo realizado por este medio entre los nuevos suscritos a las áreas de Climatización y Confort y/o Material Eléctrico, durante la feria catalana. El premio, un analizador de gases de combustión de MRU Ibérica.

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

Jordi Rosell, instalador catalán desde los catorce años, ha sido el **ganador del sorteo de C de Comunicación**, llevado a cabo durante **Efintec 2025**. Durante los días de dicha feria del sector, este medio recogería los datos de todos aquellos que se suscribieran a las áreas de Climatización y Confort y/o Material Eléctrico para, posteriormente, rifar un **analizador de gases de combustión de MRU Ibérica**.

Así, de entre más de un centenar de profesionales que pasaron por el *stand* de **C de Comunicación** durante las dos jornadas que dura Efintec, ha sido Jordi Rosell quien

ha conseguido el premio. De hecho, el profesional ya ha recibido, en Pineda de Mar, el **analizador de gases Deltasmart de MRU Ibérica**.

Desde los catorce años en el oficio

Cuando Jordi Rosell cumplía los **catorce años de edad**, decidió que su camino estaba fuera de las aulas y comenzó su vida laboral, en una empresa como trabajador por cuenta ajena durante muchos

años hasta que Rosell se percató de que “o me ponía por mi cuenta o no podía seguir creciendo como profesional”. Fue entonces, en 2004, cuando decidió **abrir su propia empresa** . Primero, trabajaba solo y, después, tuvo algunos empleados a su cargo, hasta que **su hijo se incorporó al negocio familiar** . “Desde que mi hijo cumplió veintiún años, me acompaña y, ahora, trabajamos solos, por la dificultad de encontrar trabajadores cualificados a la altura del servicio que queremos ofrecer”.

Padre e hijo trabajan como autónomos y realizan “servicios e instalaciones de **agua, gas, climatización, electricidad y fotovoltaica** ”. Precisamente, el profesional percibe cómo “la campaña de aire acondicionado no es tan marcada como antes, llegando a instalar más equipos ahora que en verano”. Jordi Rosell se dedica a realizar proyectos tanto de **obra nueva como de reposición** , habitualmente de la mano de clientes “elevados, con un **estándar alto de calidad** , donde buscamos diferenciarnos por el aspecto cualitativo, no por precio”.

Aunque nunca deja de lado “las pequeñas cosas”: las **reparaciones a particulares** . “Ese trabajo no falla nunca, siempre he mantenido que no debemos dejarlas, aunque, en ocasiones, nos suponga un sobreesfuerzo”.

La falta de mano de obra en un oficio vocacional

Rosell demuestra, en la manera que afronta cada trabajo, que el oficio supone “un **sacrificio** , en muchas ocasiones”, un motivo por el que la juventud no baraja convertirse en instalador. “Creo que es un mal enfoque porque no puede ser que tengamos que pagar 300 euros menos a un chaval que acaba de entrar en la empresa que a un **operario cualificado** que saca el jornal adelante. Al joven le debes formar, dedicando, al menos, dos años a ello, y cuando está formado, viene una empresa grande y se va porque le ofrece más dinero”.

Una situación que complica la **supervivencia de las pequeñas empresas instaladoras** : “No hay compromiso por quedarse con quienes dedican el tiempo de formarles”. Eso sí, en lo que respecta a convencer a los jóvenes que apuesten por el sector, Jordi Rosell cree que se trata de “un **oficio vocacional** ”. “Es muy gratificante, pero te tiene que gustar lo que haces”, asegura. Tanto que cree que comienza una etapa, para el sector, “apasionante: los retos son cada vez más grandes, con la **domótica** o la **inteligencia artificial** ”.

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

Zelestra refuerza su presencia en Italia con la adjudicación de 60 MW de capacidad solar en la subasta FER X

- Zelestra, empresa verticalmente integrada de energías renovables, ha participado en la subasta FER X de Italia con 8 proyectos, que se ha adjudicado (60 MW)



Campo solar fotovoltaico de Zelestra, en Apulia, Italia. Su nombre es planta solar Ginosa

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/zelestra-refuerza-su-presencia-en-italia-con-20251202>

Antonio Barrero F.

Martes, 02 diciembre 2025

La agencia energética italiana Gestore dei Servizi Energetici (GSE) anunció los adjudicatarios ayer, 1 de diciembre de 2025, confirmando que Zelestra obtuvo contratos para el 100% de los proyectos presentados, el 80% de los cuales se encuentran en el norte del país. "Este resultado -explican desde la compañía española- refuerza la presencia estratégica de Zelestra en una de las zonas industriales más dinámicas de Italia". Zelestra prevé que las ocho nuevas plantas solares estén plenamente operativas a finales del primer semestre de 2028. La firma española considera Italia uno de sus "mercados prioritarios". Allí, Zelestra declara "una cartera de más de 1,4 GW en proyectos solares y de almacenamiento" (la empresa anunció recientemente un proyecto a gran escala de dos gigavatios hora BESS -battery energy storage system- que se ubicará en el norte de Italia).

Eliano Russo, director de la compañía en Italia : "ha sido un año de rápidos avances en Italia para Zelestra, y el éxito de FER X significa que también estamos terminando 2025 con muy buenos resultados. Los nuevos proyectos se suman a las dos plantas solares que ya estamos construyendo en Apulia y Sicilia, amplían nuestra presencia geográfica en la península y complementan nuestro enfoque multitecnológico, con un importante proyecto BESS de 2 GWh en el norte de Italia que también avanza a buen ritmo. Nuestro objetivo es avanzar rápidamente en la construcción de los nuevos proyectos para que la nueva capacidad renovable llegue cuanto antes"

El programa FER X, altamente competitivo, recibió 818 solicitudes que suman 10 GW de proyectos fotovoltaicos.

Según su perfil corporativo, Zelestra maneja ahora mismo una cartera de 32 GW (32.000 megavatios) de "proyectos libres de carbono" en 6 mercados clave (Estados Unidos, Alemania, España, Italia, Latinoamérica e India), más 6,8 gigavatios "contratados con clientes y en fase de explotación, construcción o preconstrucción". Zelestra se define como "una empresa verticalmente integrada especializada en el desarrollo, comercialización, construcción y explotación de proyectos de energías renovables a gran escala". La firma española cuenta con el respaldo de EQT, uno de los mayores fondos del mundo, con más de 267.000 millones de euros en activos bajo gestión.



De izq. a dcha.: Rubén Esteller ('elEconomista.es'); Alberto Fuentes (Ferroglobe); Francisco Arechaga (ElectroRayma); Arturo Buenaventura (Magtel); y Abel Méndez (Navantia Seanergies).

La industria gallega pide regular el almacenamiento para las renovables

Denuncia la lentitud de la Administración para poner en marcha proyectos

elEconomista.es MADRID.

El avance de las energías renovables en España abre una ventana de oportunidad, pero también plantea riesgos para la industria si no se acompaña de una regulación y una gestión más eficaces. Para los empresarios, la clave pasa por impulsar el almacenamiento y optimizar la gestión de estas fuentes para aprovechar plenamente el abaratamiento que pueden aportar. Pero advierten: sin un marco normativo que acelere la implantación de nuevas tecnologías, Galicia podría desaprovechar esta ventaja. Así lo concluyeron los ponentes de la segunda mesa del II Foro Empresarial Galicia, *La energía, clave de la reindustrialización en Galicia*, organizado ayer por elEconomista.es.

"La situación ahora mismo es que hay un 50% de eólica y un 50% de fotovoltaica de la prevista por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2030. Queda un 50% más de cada una de las dos. No sé dónde vamos a llegar con esta situación. Entonces, el almacenamiento juega un papel fundamental en cuanto a la estabilización de la red, pero también en cuanto al abaratamiento de la energía renovable", ha analizado el consejero

ro y asesor de ElectroRayma, Francisco Arechaga en la mesa titulada: *Una oportunidad para la reindustrialización*.

Costes energéticos

El empresario ha señalado que la entrada de la energía generada por renovables, como la eólica o la fotovoltaica, puede saturar el sistema. "De hecho, lo que ha ocurrido a septiembre, que ha habido 800 horas de pre-

El coste energético se ha incrementado a pesar de la mayor participación de las renovables

cio cero, ha superado lo del año anterior". Además, ha apuntado que "no paran de montarse nuevas instalaciones, sobre todo fotovoltaicas. En los últimos tres años, esta ha duplicado prácticamente la potencia. Ahora mismo son 39 gigavatios fotovoltaicos que tiene el sistema para un consumo de 32 o 33. Toda esta energía no cabe en el sistema porque si añades otros 33 gigavatios que tenemos eólicos, el conjunto de los

dos es de 73 gigavatios para un consumo de 30", ha apuntado.

En este punto, para Arturo Buenaventura, director de la División Hidráulica y Medio Ambiente de Magtel, es clave el apoyo de la Administración, que a su juicio "va tarde". "Se ha puesto mucho el foco en el desarrollo de las renovables, pero los proyectos de almacenamiento de energía que tienen su complejidad, y que son nuevos para el sistema, con todo y su tramitación, han tenido problemas administrativos", ha señalado. El directivo señaló que no existe "el impulso necesario por parte de la Administración" y que existe lentitud para poner en marcha proyectos.

La otra cara de la moneda son los costes energéticos. La generación de energías renovables ha crecido en España con la promesa de que estas abaratarían el precio de la energía, sin embargo, según ha comentado en la mesa Alberto Fuentes, vicepresidente de Operaciones para España, Noruega y Latam de Ferroglobe, esto no se ha visto reflejado. "Se ha dicho que la energía renovable abarata el precio de la electricidad. Es verdad, pero si somos fríos, nunca hemos tenido tanta generación renovable en España como ahora mismo y el coste era hace 10 años muy

inferior al actual, por lo que el precio de la electricidad es más caro. Nunca hemos tenido tanta energía renovable y nunca ha sido tan cara la energía final en España... tenemos que reflexionar qué medios podemos poner para que eso se evite".

Independencia energética

Otro punto importante para mejorar la productividad y rentabilidad de la industria en Galicia es el de asegurarse la independencia energética para la subsistencia de las empresas. Este punto lo ha subrayado Abel Méndez, director de Desarrollo de Negocio de Navantia Seanergies, que señaló que "está habiendo movimientos orientados a la independencia energética europea, y a soluciones, que quizás no sean las más económicas, pero sí nos aportan esa autonomía en el campo del I+D, con el hidrógeno y con las islas energéticas... con un deseo de ser punta de lanza, como ya lo estamos siendo en Europa".

Los ponentes subrayaron también la necesidad de que las instituciones europeas —y las estadounidenses— reconozcan determinados como estratégicos y como materiales críticos como productos en riesgo para proteger a la industria continental.



“Vamos a luchar porque el silicio tenga medidas de protección ante las importaciones masivas de China”

Alberto Fuentes
VP de Operaciones de Ferroglobe



“Galicia es una región que está llena de recursos. Aquí hay viento, hay agua y hay desniveles”

Francisco Arechaga
Consejero y asesor de ElectroRayma



“En las tecnologías de almacenamiento se están desarrollando muchas y todas complementarias”

Arturo Buenaventura
Director de la División Hidráulica de Magtel



“Hay movimientos hacia la independencia energética europea y las soluciones en el campo de la I+D”

Alberto Fuentes
Director de Navantia Seanergies



Expertos reclaman diálogo y competencias locales en transición energética

JOSE POLO
Viladecans

Un millar de especialistas se reúnen desde ayer y hasta mañana en el Congreso Nacional de Medio Ambiente (Conama), que se lleva a cabo en Viladecans. Varias ponencias versaron sobre transición energética y se recetó diálogo para sortear las resistencias que generan algunos proyectos y más competencias para los entes loca-

les para acelerar el proceso de cambio hacia energías limpias. “Necesitamos diálogo entre agentes, más transparencia y mejor planificación. La participación ciudadana es imprescindible”, señaló Eduardo Perero, director técnico adjunto de Conama. Para Enric Pardo, de la plataforma de divulgación Renovem-nos, la oposición social es “la principal barrera para la transición energética”, haciendo referencia el rechazo que genera entre vecinos de

algunos territorios la instalación de, por ejemplo, parques eólicos. Por su parte, Albert Vendrell, de la Diputación de Barcelona, expuso que “si la comunidad local ve que hay un retorno directo, la aceptación es mucho mayor”. También recomendó interlocución con los promotores: “Parece una obviedad, pero no siempre se da”. Píluca Núñez, de la Asociación Empresarial Eólica, alertó ante la sala de una circunstancia: “Pocos profesionales energéticos viven en el territorio rural”. La directora del Institut Català d’Energia (Icaen), Anna Camp, esbozó los resultados preliminares del plan Plater, cuya puesta en marcha se ha retrasado hasta el 2027. Se pretende pasar de 3.449 megavatios de renovables del año 2017 a 61.861 en el 2050 “ocupan-

do el 1% de superficie de Catalunya en energía solar en suelo y el 0,2% en energía eólica terrestre”. En estos momentos, “se están presentando los resultados prelimi-

Viladecans alberga el congreso Conama, con un millar de especialistas en medio ambiente

nares a los entes locales”, dijo. Y de entes locales se habló en otra de las mesas redondas. Carmen García, asesora de transición ecológica y energética del Ayuntamiento de Viladecans, reprochó que “faltan competencias” para

los consistorios. “Nos dan responsabilidades, pero no se adapta la normativa”, aseguró. En este sentido, los ponentes valoraron positivamente el recientemente aprobado decreto ley por parte de la Generalitat que modifica la normativa de renovables. “Pero hay que actuar también en la ley estatal”, insistió Inmaculada Revuelta, catedrática de Derecho Administrativo de la Universidad de València. “El lema piensa globalmente, actúa localmente se debe trasladar al ámbito jurídico y político”, añadió Jorge Andrey, socio fundador de Samso. “Sin poder local, la transición energética será desigual y frágil”, remató Óscar Sendra, presidente del área climática de la Federació de Municipis de Catalunya y alcalde de Aiguamúrcia.●



Audax dice adiós a la crisis al cancelar su deuda más difícil

Miguel Á. Patiño, Madrid

Audax Renovables, la energética fundada por el empresario José Elías, comunicó ayer a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) la cancelación de forma anticipada de 60 millones de euros de su bono convertible lanzado al mercado en 2020.

Con esta operación, la compañía "avanza en la optimización de la estructura de su deuda y culmina el proceso de gestión activa del pasivo asociado a este instrumento financiero, que ascendía a 125 millones de euros".

Cancelar este bono supone enterrar, definitivamente, la

crisis que atravesó Audax hace unos años. El bono se emitió en el Covid, cuando debido a los efectos de la pandemia se produjo una gran crisis empresarial que afectó sobre todo a las energéticas y muy especialmente a las renovables.

Esos bonos convertibles, aunque una solución temporal en ese momento, se convirtieron en una deuda envenenada.

Citadel y Alantira

Como consecuencia del vencimiento de parte de la emisión del bono, algunos títulos fueron transformados en capital, lo que dio entrada a fon-

dos oportunistas y cortoplacistas, con los que hubo que llegar a un acuerdo amistoso.

El *short seller* Citadel llegó a tener el 3%. El proceso de reordenación de Audax en los últimos años, además de la cancelación de los bonos, ha incluido acuerdos con el gigante energético Shell de aseguramiento de suministro de energía. En todo el proceso ha intervenido como asesor el grupo Alantira.

La cancelación del bono abre el paso a un nuevo plan estratégico. Audax lanzó la pasada semana un nueva hoja de ruta de aquí al año 2030. El plan contempla nuevas ambi-

ciones en cuanto a crecimiento por captura de nuevos mercados (geográficos y de negocio) o por arrebatar cuota a competidores.

Además de España, Audax está ahora en Italia, Hungría y Países Bajos, entre otros mercados. No descarta operaciones inorgánicas de compra, para lo cual, cuenta con autorización de la junta para realizar ampliaciones de capital con las que financiarlas.

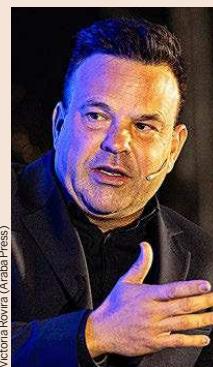
Una de las novedades del plan es la entrada de la empresa en servicios de telecomunicaciones.

El plan, *a priori*, no contempla una cifra concreta de in-

versiones, aunque los directivos del grupo han explicado que podría situarse entre los 150 millones y los 200 millones de euros. El plan, en todo caso, tratará siempre de ir ajustando deuda.

"La gestión activa del pasivo demuestra la solidez financiera del grupo y su capacidad para anticiparse al entorno de mercado, consolidando la confianza de los inversores institucionales", apunta Oscar Santos, director general de la compañía.

Con la amortización total del bono, Audax espera mantener su ratio de deuda/ebitda por debajo de tres veces.

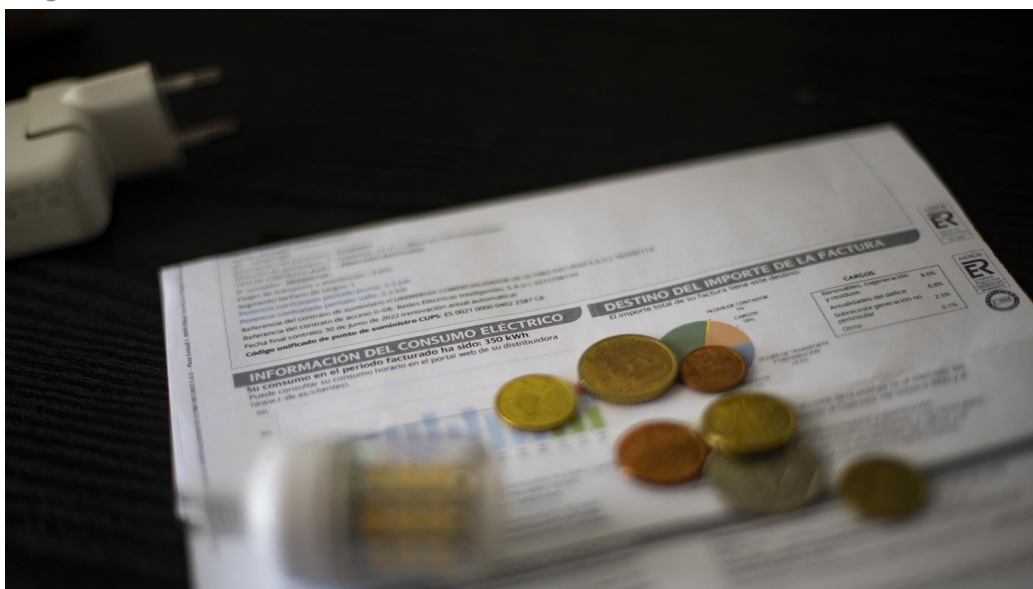


Victoria Rowira (Araba Press)

José Elías es presidente y fundador de Audax.

La factura de la luz de enero podría retomar los precios previos a la crisis de 2020

- En caso de que del gas europeo, Tempos Energía, prevé que se mantenga en la horquilla de los 28 y 32 euros el megavatio hora.



Una factura del consumo de luz.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-factura-de-la-luz-de-enero-podria-retomar-los-precios-previos-a-la-crisis...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

En caso de que del gas europeo, Tempos Energía, prevé que se mantenga en la horquilla de los 28 y 32 euros el megavatio hora

La factura de la luz del próximo mes de enero podría retomar los precios previos a la crisis energética vivida en 2020 –año de la pandemia– y convertirse en la segunda más barata desde ese mismo periodo, en caso de que la referencia del gas europeo, el TTF, se mantenga en la horquilla de los 28 y 32 euros el megavatio hora.

Según ha explicado el director general de la consultora Tempos Energía, **Antonio Aceituno**, en caso de cumplirse esta previsión, "el primer trimestre de 2026 sería hasta un 35 por ciento más barato que la media de los inviernos desde 2020 a 2024, además de convertirse en el primer invierno 'normalizado' desde la crisis".

El experto ha expuesto que "el sistema se mantiene sin tensión, con la referencia del gas moviéndose en torno a los 28,80 euros el megavatio hora, las reservas de gas natural licuado en máximos de los últimos ocho meses –con **Noruega** operando sin incidencias– y sin peticiones por parte de Asia".

"Todo ello mantiene al mercado controlando los precios y a Europa en una situación sin estrés", ha apuntado.

A pesar de que el **mercado gasístico** se encuentra "excepcionalmente barato", para el analista de mercados energéticos, "el invierno no está ganado y cualquier vector puede desembocar en tensión en los precios". En caso de que el TTF se dispare hacia los 40 o 45 euros, los precios podrían subir casi hasta un 50 por ciento con respecto a un invierno "benigno", con un primer trimestre de 2026 registrando puntas horarias por encima del rango comprendido entre los 110 y 120 euros el megavatio hora.

La factura de la luz y los futuros eléctricos

Con la mirada puesta en el comportamiento de los **futuros eléctricos** durante estas últimas semanas, el TTF ha caído a las puertas del invierno hasta su quinto nivel más bajo desde 2022, situándose en los 28,83 euros el megavatio hora. Este dato se traduce en un gas un 43 por ciento más barato desde que comenzase el 2025.

Desde el mínimo absoluto marcado el 23 de febrero de 2024 en los 22,99 euros, el gas apenas ha rebotado un 25 por ciento. "Es evidente que el mercado no tiene tracción alcista", señala el experto.

Por otro lado, los almacenamientos siguen holgados, cerca del 78 por ciento, y el gas natural licuado llega "con fuerza", noviembre roza los 16 millares de metros cúbicos, con varias semanas en torno a 3,7 millares de metros cúbicos. A esto se suma la situación de **Noruega**, país que se mantiene estable entre 333 y 337 millones de metros cúbicos diarios, "sin sobresaltos".

El CEO de Tempos Energía ha recordado que "el clima también acompaña", con temperaturas de uno a tres grados por encima de la media, y una demanda térmica "muy contenida". **Asia y China** tampoco presionan, sus compras de gas natural licuado se enfrían y liberan flexibilidad hacia Europa. Y el CO2, anclado en la zona de 80 euros, mantiene los costes controlados sin generar tensiones adicionales.

Con este escenario, Aceituno indica que "la curva eléctrica se apoya en un gas excepcionalmente barato, con precios razonables y un mercado que, por primera vez desde la crisis energética, vuelve a parecer un mercado normal". El primer cuatrimestre apunta a un precio de 59,10 euros el megavatio la hora, el segundo adelanta un precio de 39,10 euros el megavatio hora, el precio del tercer cuatrimestre se proyecta en los 61,19 euros el megavatio hora y el cierre del cuatro está en los 68,46 euros.

Las renovables

El **pool eléctrico** ha cambiado de fase durante el mes de noviembre, cayendo hasta los 57,23 euros el megavatio hora, un descenso que representa un precio un 45 por ciento más barato que hace un año. Para Aceituno "el mercado es volátil pero amable y mostrándose nítida la tendencia bajista". La fuerza más potente la ha ofrecido la energía **eólica**, que ha generado un 66,9 por ciento más que octubre, haciéndose fuerte en las madrugadas, en las horas solares y al anochecer. Su entrada en estas franjas "ha logrado desplazar al gas y convirtiendo a noviembre en un mes estructuralmente más barato", analiza Aceituno.

El abaratamiento del mes se debe a que el mix está volcado hacia las energías de bajo coste y la llave sigue siendo del viento. La **hidráulica**, por su parte, ha aportado estabilidad en las horas claves con un 13 por ciento más, y como concluye el experto "las renovables empujan mientras el gas retrocede aportando un 20 por ciento menos". Por el momento el viento sostiene la calma del pool eléctrico, pero "basta con que se apague para que el mercado vuelva a dispararse por encima de los 110 euros el megavatio hora", afirman desde Tempos Energía.

El Brent

Por su parte, **el barril de petróleo Brent** hiberna desde octubre entre los 62 y 65 dólares el barril, acercándose así a la parte más baja del año. El crudo encara el final del cuarto trimestre en un régimen de "abundancia vigilada" y, a pesar de que parece estable, "es extremadamente sensible a cualquier giro que se produzca en la **OPEP+**, Rusia, China o la Reserva Federal de Estados Unidos".

Para Aceituno, el resultado de este panorama arroja "un Brent atrapado entre la abundancia y la incertidumbre contenida porque se encuentra sin fuerza para caer, pero sin argumentos para subir", por lo que su precio más bajo no caería por debajo de los 60 dólares el barril. El suelo está sostenido por tres pilares simultáneos: OPEP+ sin plan expansivo, dólar débil y China con cuotas ampliadas e inventarios elevados que estabilizan la demanda física.

Con respecto a este panorama, La **Agencia Internacional de la Energía** prevé un superávit en 2026, pero "no lo bastante agresivo como para romper ese suelo en el corto plazo". Solo un escenario más tenso haría que el Brent volviese a la franja de los 70 y 75 dólares el barril. No obstante, Aceituno ha señalado que "un invierno más frío, retrasos en las exportaciones de Rusia, el repunte del dólar, problemas logísticos o el botón rojo de la OPEP+ de modo alineado pueden hacerle repuntar".

La demanda eléctrica de España asciende un 2,7% en noviembre

- La demanda eléctrica nacional experimentó en noviembre un ascenso del 2,7% con respecto al mismo mes del año anterior.



La demanda de energía eléctrica de España asciende un 2,7% en noviembre.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-demanda-electrica-de-espana-asciende-un-2-7-en-noviembre/>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

El 56,7% de la producción eléctrica de noviembre en nuestro país fue renovable

La demanda eléctrica nacional experimentó en noviembre un ascenso del 2,7% con respecto al mismo mes del año anterior, una vez descontados los efectos de temperatura y laboralidad. En términos brutos, se estima una demanda de 20.728 GWh, un 4,2% superior a la de noviembre de 2024.

En el acumulado del año, España ha registrado una demanda de 232.851 GWh, un 2,5% más que en el mismo periodo de 2024. De nuevo, una vez tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la demanda asciende un 1,2% respecto al mismo periodo del año anterior.

Las renovables generaron este mes de noviembre un 21,9% más que en el mismo mes de 2024 al registrar 12.655 GWh, lo que supuso una cuota del 56,7% del total de la producción, según datos disponibles a día de hoy. Por otra parte, el 73,1% de la producción eléctrica del mes procedió de tecnologías que no emiten CO2 equivalente.

La eólica ha sido la primera fuente, con una generación de 6.949 GWh, que supuso el 31,1% del total, un 43,4% superior a la del mismo periodo del año anterior. Por detrás, se encuentra el ciclo combinado, con una cuota del 18,4% y en tercer lugar la nuclear, con una cuota del 16,4%.

La **solar fotovoltaica** registra una producción mensual de 3.155 GWh, un 35,4% más que en el mismo periodo del año anterior y con una cuota del 14,1%. Con estos datos, en el acumulado del año, la solar fotovoltaica en noviembre ya ha superado la generación solar fotovoltaica de todo el año 2024.

La **hidráulica** redujo su producción un 25,2% con respecto al mismo mes del año anterior y anotó 2.040 GWh, el 9,1% del total en nuestro país.

Las **tecnologías de almacenamiento** permitieron en noviembre la integración de 808 GWh en el sistema eléctrico español, optimizando así un mayor aprovechamiento de la energía generada mediante tecnologías renovables. Por otra parte, 1.205 GWh se han programado para exportar energía a nuestros países vecinos.

La demanda eléctrica en Baleares y Canarias

En las **Islas Baleares**, la demanda de electricidad en noviembre aumentó un 4,9% una vez tenido en cuenta los efectos de la laboralidad y las temperaturas. En términos brutos, la demanda mensual se estima en 418.813 MWh, un 8,7% superior a la del año anterior.

En el acumulado del año 2025, se registraron 5.835.800 MWh de demanda eléctrica en Baleares, un 4,0% más a la anotada en el mismo periodo del año anterior.

En cuanto a la producción, el **ciclo combinado**, con un 70,6% de la energía producida en Baleares, fue la primera fuente de las islas este mes. Por su parte, la **energía renovable** generada en la comunidad balear representó un 12,7% del total, alcanzando una producción de 43.400 MWh, que supone un crecimiento de un 17,2% respecto al mismo mes del año anterior.

Además, durante este mes de noviembre, el enlace submarino entre la Península y Mallorca contribuyó a cubrir el 18,1% de la demanda eléctrica balear.

Por su parte, en el **archipiélago canario**, la demanda de energía eléctrica aumentó un 1,6% respecto al mismo mes de 2024, teniendo en cuenta los efectos de laboralidad y las temperaturas. En términos brutos, la demanda fue de 756.700 MWh, un 1,1% superior que la de noviembre de 2024.

En el acumulado del año, **Canarias ha registrado una demanda total de 8.218.222 MWh, un 1,0% más que la del mismo periodo del año anterior.**

En cuanto a la generación eléctrica en Canarias, también el **ciclo combinado**, con un 47,5% del total, fue la primera fuente en noviembre. Las **renovables** alcanzaron una cuota del 17,2% de la producción al generar 129.832 MWh, un 78,9% más que en el mismo mes del año anterior. Por su parte, la aportación eólica durante este mes ha sido de 98.611 MWh, un 13,0% sobre el total, y más del doble que el mismo mes del pasado año. La solar fotovoltaica ha producido 30.560 MWh, que supone un 4,0% del total, un 7,0% superior a la del mes de noviembre del año 2024.



La demanda eléctrica sube un 2,7% en noviembre y las renovables crecen impulsadas por la eólica

- El repunte de la demanda coincide con un fuerte impulso de las energías renovables, que siguen aportando más de la mitad de la electricidad generada en España.



La demanda eléctrica sube un 2,7% en noviembre y las renovables crecen impulsadas por la eólica

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

La demanda eléctrica sube un 2

<https://www.energias-renovables.com/panorama/la-demanda-el-ctrica-suba-un-2-20251202>

Manuel Moncada

Martes, 02 diciembre 2025

Noviembre de 2025, un mes dominado por la producción renovable en el que las energías limpias produjeron 12.655 GWh, un 21,9 % más que en 2024, lo que les permitió cubrir el 56,7% del total de la electricidad generada en el país. Además, el 73,1% de toda la producción nacional procedió de tecnologías sin emisiones de CO2 equivalente, con la nuclear incluida en este segmento.

En concreto, la energía eólica se situó como la primera fuente del sistema con 6.949 GWh, un crecimiento del 43,4% respecto al año pasado y una cuota del 31,1%. El ciclo combinado fue la segunda tecnología en participación, con un 18,4%, seguida de la nuclear, con un 16,4%.

La solar fotovoltaica también reforzó su avance: generó 3.155 GWh en noviembre, un 35,4% más que en el mismo mes del año anterior y equivalente al 14,1% del mix. Con ese impulso, la fotovoltaica ya supera la producción total de esta tecnología durante todo el año 2024.

La hidráulica, en cambio, recortó su aportación. Su producción cayó un 25,2% interanual, hasta los 2.040 GWh, equivalente al 9,1% del total. Por su parte, las tecnologías de almacenamiento aportaron 808 GWh al sistema, facilitando la integración de energía renovable y optimizando su uso. Además, España programó 1.205 GWh para su exportación a los países vecinos.

Baleares y Canarias: mayor demanda y protagonismo del gas

En el archipiélago balear, la demanda eléctrica aumentó un 4,9 % una vez ajustados los efectos de laboralidad y temperatura. En valores brutos, Baleares consumió 418.813 MWh, un 8,7% más que

hace un año, y el acumulado anual asciende a 5.835.800 MWh, un 4,0% más que en el mismo periodo de 2024.

No obstante, la generación balear estuvo liderada por el ciclo combinado, que aportó el 70,6 % de la electricidad producida en las islas. En concreto, las renovables representaron el 12,7%, con 43.400 MWh generados, un incremento del 17,2% interanual. REE explica que durante noviembre, el enlace submarino entre la Península y Mallorca cubrió el 18,1 % de la demanda balear.

En Canarias, la demanda creció un 1,6% corregida la estacionalidad, y un 1,1 % en términos brutos, con 756.700 MWh consumidos en noviembre. En el conjunto del año, el archipiélago suma 8.218.222 MWh, un 1,0% más que en 2024. En cuanto a la producción, el gas también fue la principal fuente del sistema canario, con un 47,5% del total generado con origen en ciclos combinados.

Por su parte, las renovables alcanzaron un 17,2% de cuota con 129.832 MWh, un notable incremento del 78,9 % respecto al año anterior. En concreto, la eólica aportó 98.611 MWh —más del doble que en noviembre del pasado año— y la solar fotovoltaica produjo 30.560 MWh, un 7% más que en 2024.

La eólica arrasa en noviembre en España con casi el doble de electricidad generada que la nuclear y solar

- Los ciclos combinados se mantienen fuertes con el modo de operación reforzada y se mantienen en el podio de tecnologías que más energía generan.



Instalaciones eólicas.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-eolica-arrasa-en-noviembre-en-espana-con-casi-el-doble-que-la-energia-...>

Ramón Roca

Martes, 02 diciembre 2025

Los ciclos combinados se mantienen fuertes con el modo de operación reforzada y se mantienen en el podio de tecnologías que más energía generan

Cuando todo el mundo daba por hecho que los ciclos combinados iban a arrasar en el mix eléctrico en lo que restaba de año, la eólica se ha erigido como gran protagonista en este mes de noviembre.

Y no lo ha hecho con unos datos cualquiera. Según los números que ofrece Red Eléctrica, la eólica ha sido la principal tecnología en el mix eléctrico español durante el mes de noviembre con una producción total de 6.948 GWh.

Se trata del segundo mejor datos en lo que va de año tras superar a la producción de marzo, sólo por detrás de los magníficos 7.589 GWh que generó en enero.

El doble que nuclear y solar

Pero sobre todo llama la atención con el resto de tecnologías del mix que se han quedado muy lejos de luchar por ser la mayor tecnología. La segunda han sido los ciclos combinados, con 4.118 GWh, unos 2,800 GWh menos que la eólica.

En tercer lugar se encuentra la energía nuclear que ha hecho bajos números al encontrarse varios reactores en parada programada de cara a una mejor producción en invierno. Se ha quedado en sólo 3.669 GWh. Es decir, que por muy poco genera sólo la mitad que la eólica.

Es lo que le sucede por ejemplo a la energía solar fotovoltaica que a pesar de ser la tecnología con mayor capacidad en el mix ha producido este último mes unos 3.155 GWh. Se trata del tercer peor mes en lo que va de año tras enero y marzo.

Ya en quinto lugar se queda la hidroeléctrica con algo más de 2.000 GWh.

Un 2025 ¿histórico?

Tan sólo queda un mes para cerrar este 2025 que podría ser histórico. La eólica se mantiene como principal fuente eléctrica en el mix español con un total de 53.143 GWh y será la que más produzca en el año con total seguridad.

Lo que está por ver es qué tecnología se hace con la segunda posición en el podio. De momento, en los primeros 11 meses del año es la tecnología solar fotovoltaica quien se lleva el gato al agua. De momento ha producido 47.904 GWh en todo el territorio nacional en lo que va de año.

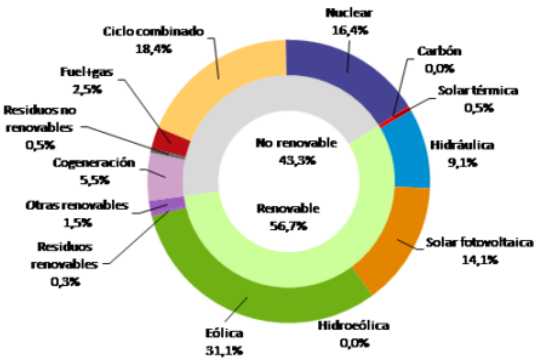
Le sigue la nuclear con 47.008 GWh. Esos casi 900 GWh de diferencia se pondrán en liza este mes de diciembre cuando regresen las centrales nucleares paradas y se vea el potencial de la nuclear cuando está con todos los reactores operativos. Para ello necesita producir aproximadamente unos 4.500 GWh para erigirse en el segundo puesto.

Lo que sí parece claro es que la solar ya será la segunda seguro en 2026 con la posibilidad de que incluso se alce a la primera posición para no abandonarla nunca jamás, al menos unos años o décadas.

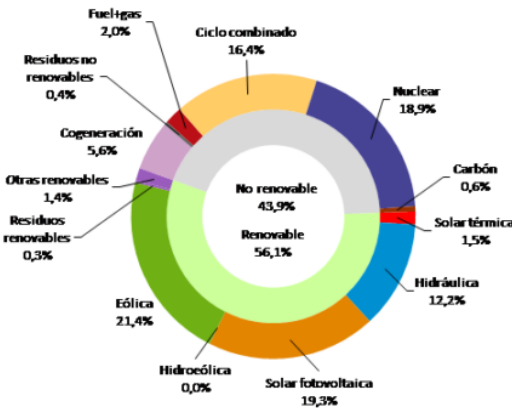
La eólica lidera el mix de noviembre en España, seguida del ciclo combinado

- La eólica encabeza la estructura de generación este mes, con un porcentaje del 31,1 % mientras que la solar fotovoltaica acumulada a noviembre ha superado la producción de esta tecnología de todo el 2024.

Estructura de la generación de noviembre de 2025



Estructura de la generación de enero a noviembre de 2025



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/02/la-eolica-lidera-el-mix-de-noviembre-en-espana-seguida-del-ciclo-co...>
Martes, 02 diciembre 2025

La eólica encabeza la estructura de generación este mes, con un porcentaje del 31,1 % mientras que la solar fotovoltaica acumulada a noviembre ha superado la producción de esta tecnología de todo el 2024.

Pilar Sánchez Molina

Las renovables generaron este mes de noviembre un 21,9 % más que en el mismo mes de 2024 y registraron 12.655 GWh, lo que supuso una cuota del 56,7 % del total de la producción, según datos publicados este martes por Red Eléctrica (REE). Por otra parte, el 73,1 % de la producción eléctrica del mes procedió de tecnologías que no emiten CO2 equivalente.

La eólica ha liderado el mix, con una generación de 6.949 GWh, que supuso el 31,1 % del total, un 43,4 % superior a la del mismo periodo del año anterior. Por detrás, con una cuota del 18,4 %, se encuentra el ciclo combinado, que fue la principal fuente de generación en octubre, y en tercer lugar la nuclear, con una cuota del 16,4 %.

La solar fotovoltaica registra una producción mensual de 3.155 GWh, un 35,4 % más que en el mismo periodo del año anterior y con una cuota del 14,1 %. Con estos datos, en el acumulado del año, la solar fotovoltaica en noviembre ya ha superado la generación solar fotovoltaica de todo el año 2024.

La hidráulica, por su parte, redujo su producción un 25,2 % con respecto al mismo mes del año anterior y anotó 2.040 GWh, el 9,1 % del total en nuestro país.

Las tecnologías de almacenamiento permitieron en noviembre la integración de 808 GWh en el sistema eléctrico. Por otra parte, 1.205 GWh se han programado para exportar energía a nuestros países vecinos.

En Baleares, el ciclo combinado, con un 70,6 % de la energía producida fue la primera fuente este mes. Por su parte, la energía renovable generada en la comunidad balear representó un 12,7 % del total, alcanzando una producción de 43.400 MWh, que supone un crecimiento de un 17,2 % respecto al mismo mes del año anterior. Además, durante este mes de noviembre, el enlace submarino entre la Península y Mallorca contribuyó a cubrir el 18,1 % de la demanda eléctrica balear.

En cuanto a Canarias, también el ciclo combinado, con un 47,5 % del total, fue la primera fuente en noviembre. Las renovables alcanzaron una cuota del 17,2 % de la producción al generar 129.832 MWh, un 78,9 % más que en el mismo mes del año anterior. Por su parte, la aportación eólica durante este mes ha sido de 98.611 MWh, un 13,0 % sobre el total, y más del doble que el mismo mes del pasado año. La solar fotovoltaica ha producido 30.560 MWh, que supone un 4,0 % del total, un 7,0 % superior a la del mes de noviembre del año 2024.

La demanda asciende un 2,7 % en noviembre

La demanda eléctrica nacional experimentó en noviembre un ascenso del 2,7 % con respecto al mismo mes del año anterior, una vez descontados los efectos de temperatura y laboralidad. En términos brutos, se estima una demanda de 20.728 GWh, un 4,2 % superior a la de noviembre de 2024.

En el acumulado del año, España ha registrado una demanda de 232.851 GWh, un 2,5 % más que en el mismo periodo de 2024. De nuevo, una vez tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la demanda asciende un 1,2 % respecto al mismo periodo del año anterior.

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

ABB completa la adquisición de Gamesa Electric

- La división que adquiere el fabricante suizo-sueco incluye convertidores eólicos de generador de inducción de doble alimentación (DFIG), sistemas de almacenamiento de energía en baterías industriales (BESS) e inversores de energía solar a escala comercial.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/02/abb-completa-la-adquisicion-de-gamesa-electric/>

Martes, 02 diciembre 2025

La división que adquiere el fabricante suizo-sueco incluye convertidores eólicos de generador de inducción de doble alimentación (DFIG), sistemas de almacenamiento de energía en baterías industriales (BESS) e inversores de energía solar a escala comercial.

Pilar Sánchez Molina

Imagen: Gamesa Electric

El conglomerado industrial suizo-sueco ABB ha anunciado que ha completado la adquisición del negocio de electrónica de potencia de Gamesa Electric en España a Siemens Gamesa.

Los términos financieros de la transacción no se han hecho públicos. El acuerdo, que se dio a conocer inicialmente en diciembre de 2024, se espera que refuerce la posición de ABB y le ayude a expandirse en el creciente mercado de la tecnología de conversión de energía renovable de alta potencia.

«La cartera adquirida incluye productos de conversión de energía, como convertidores eólicos para generadores de inducción doblemente alimentados (DFIG), sistemas industriales de almacenamiento de energía en baterías (BESS) e inversores solares a escala de servicios públicos», afirmó ABB en un comunicado. «La transacción supone la incorporación de unos 400 empleados, incluidos recursos clave en España, India, China, Estados Unidos y Australia, y dos fábricas de convertidores en Madrid y Valencia. ABB también ha firmado un acuerdo de suministro y servicios con Siemens Gamesa».

ABB señala que Gamesa Electric generó unos ingresos de aproximadamente 145 millones de euros (168,4 millones de dólares) en el ejercicio fiscal que finalizó el 30 de septiembre de 2025.

ABB ya tuvo su propio negocio de electrónica de potencia, que vendió en 2020 al fabricante italiano Fimer, que se hizo con las plantas de fabricación e I+D de ABB en Finlandia, la India e Italia, y mantuvo los 800 empleados en 26 países. Fimer dijo entonces que el nuevo negocio enviaría más de 7 GW de inversores ese 2020. Poco después sufrió la crisis de componentes derivada de la pandemia de la Covid-19, pero en septiembre de 2022 anunció que «daba por superada la crisis y anunció su relanzamiento». A pesar de las aparentemente buenas noticias, el 31 de agosto de este año finalizó el plazo para recibir solicitudes para la transferencia del complejo empresarial Fimer, en la fase de manifestación de interés, y se vendió definitivamente el pasado septiembre.

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

ABB se suma a la ola de los data centers de la mano de Gamesa Electric

- La compañía, con la adquisición de la rama de electrónica de potencia, amplía el acceso a clientes, servicios y redes comerciales en numerosos países.



Trabajadoras de la fábrica de ABB-Gamesa Electric en Madrid.

<https://elperiodicodelaenergia.com/abb-se-suma-a-la-ola-de-los-data-centers-de-la-mano-de-gamesa-electric/>

Sandra Acosta

Martes, 02 diciembre 2025

La compañía, con la adquisición de la rama de electrónica de potencia, amplía el acceso a clientes, servicios y redes comerciales en numerosos países

La creciente demanda de energía que impulsan la inteligencia artificial y los centros de datos –un 12% de incremento anual en los últimos cinco años– ha llevado a ABB a reforzar sus capacidades tecnológicas con la adquisición del negocio de electrónica de potencia de Gamesa Electric. La operación, anunciada a finales de 2024 y completada recientemente, incorpora dos fábricas en España, en Madrid y Valencia, así como activos en Estados Unidos, China, India y Australia, y suma alrededor de 400 empleados al grupo suizo. La compañía ha firmado además un acuerdo de suministro y servicios con Siemens Gamesa que ampliará su alcance en mercados estratégicos.

La compra se enmarca en la estrategia de crecimiento del área de negocio Motion de ABB y supone la integración de una cartera de productos considerados complementarios. Con esta incorporación, la base instalada útil de convertidores eólicos de ABB crece en aproximadamente 46 gigavatios.

Daniel Gerber, vicepresidente senior y director global de la línea de negocio de renovables de la división Motion High Power, destacó en un encuentro con medios en la fábrica de Madrid que la combinación de ambas compañías refuerza su posición en un escenario marcado por el auge de las energías renovables, el almacenamiento energético y la electrificación de la industria.

Ampliación de acceso

La integración llega en un momento de fuerte presión del mercado de data centers, donde la necesidad de energía asequible y continua convierte la fiabilidad en un factor crítico. ABB apunta a que la unión con Gamesa Electric permite ofrecer soluciones que abarcan desde almacenamiento con baterías hasta sistemas de generación solar, junto a herramientas digitales para la gestión de activos y contratos de servicio. Según Gerber, la alianza amplía el acceso a clientes, servicios y redes comerciales en numerosos países, y les prepara para un futuro donde la estabilidad de la red, la eficiencia y la descarbonización serán esenciales.

Con la operación, Juan Barandiaran deja su puesto como director general de Gamesa Electric para asumir la responsabilidad de operaciones y servicios en la división de energías renovables de ABB. El directivo subraya el papel clave de la planta de Madrid, convertida en centro de excelencia en electrónica de potencia. Esta instalación, una de las más relevantes del sector en Europa, combina fabricación flexible, desarrollo tecnológico, prototipado y validación de productos. Más de la mitad de sus espacios están dedicados a bancos de ensayo que permiten certificar equipos en condiciones extremas o específicas para cada cliente, una capacidad poco frecuente en el continente. En total, más de 250 empleados –mayoritariamente ingenieros e ingenieras– trabajan en este centro, que acumula 46 años de trayectoria en electrónica de potencia.

La planta de Valencia, por su parte, se orienta a la producción en serie y cuenta con un modelo más rígido enfocado a grandes volúmenes. La complementariedad entre ambos centros permite a ABB cubrir el ciclo completo, desde el diseño y prototipado hasta la fabricación a escala.

Líneas de innovación

La electrónica de potencia que ahora integra ABB es clave para sectores como el solar, el almacenamiento energético o la eólica, ya que permite conectar estas instalaciones a la red adaptando la señal eléctrica a las condiciones necesarias. Estas tecnologías se desarrollan también en otras localizaciones del grupo, como Suiza y Polonia para convertidores de media tensión; Finlandia para convertidores de alta tensión e hidrógeno; China para rectificadores; y España, donde se centraliza una parte importante del conocimiento y el desarrollo.

De cara al futuro, ABB avanza que sus líneas de innovación se centrarán en productos más compactos, fiables y eficientes, incorporando herramientas digitales que permitan optimizar su funcionamiento en red. La compañía identifica tres ejes de crecimiento: la electrificación, la movilidad y la automatización, áreas en las que ocupa posiciones destacadas a escala global. Dentro de este marco, el impulso de la IA, la expansión de los centros de datos y la necesidad de estabilizar la red mediante almacenamiento con baterías se presentan como motores decisivos para los próximos años.

La combinación de la experiencia de ABB en motores, convertidores y sistemas integrados con el conocimiento y la capacidad de desarrollo de Gamesa Electric sitúa al grupo suizo en una posición reforzada para responder a las demandas de un mercado que requiere más energía, más fiable y más limpia. La integración marca también el inicio de una nueva etapa para el negocio español, que

conservará su papel estratégico dentro de un contexto industrial donde la eficiencia energética y la descarbonización avanzan como prioridades globales.

Australia inicia la mejora de los enlaces de transmisión para alojar energías renovables y despejar el camino para el...

- El proyecto Clean Energy Link–North completará importantes mejoras en la red de distribución eléctrica que presta servicio a Australia Occidental.



Vista aérea de la Western Power North Terminal en Malaga, Australia Occidental.

<https://elperiodicodelaenergia.com/australia-inicia-la-mejora-de-los-enlaces-de-transmision-para-alajar-energia...>

José A. Roca

Martes, 02 diciembre 2025

La construcción ha comenzado en cuatro sitios clave de transmisión eléctrica en los suburbios del norte de Perth como parte del **proyecto Clean Energy Link – North, de Western Power**, la mayor inversión en más de una década en la infraestructura de transmisión eléctrica de Australia Occidental.

El proyecto Clean Energy Link – North completará importantes mejoras en la sección norte del **South West Interconnected System (SWIS)**, la red de distribución eléctrica que presta servicio a Australia Occidental desde Geraldton hasta Albany y hacia el este hasta Kalgoorlie.

Líneas de transmisión

El paquete de obras incluye la conversión de **290 kilómetros** de una línea de transmisión existente de **132 kV a 330 kV**, que se extiende desde la Terminal Norte en Malaga hasta las subestaciones de Pinjar, Regans, Cataby, Eneabba y luego Three Springs, además de una nueva línea de transmisión de doble circuito entre Eneabba y la Terminal de Eneabba.

También se construirá una nueva terminal de **330 kV** junto a la subestación Regans existente, con conexiones a las dos líneas de transmisión de 330 kV que pasan cerca del sitio, para facilitar el reabastecimiento de la subestación Regans de 132 kV.

El gobierno estatal anunció en julio nuevos contratos por un total de **342 millones de dólares** para las mejoras iniciales, parte de un compromiso mayor de **584 millones de dólares** en el presupuesto estatal 2025-26 destinado a Western Power, el operador estatal de la red eléctrica en el suroeste del estado, para llevar a cabo el programa Clean Energy Link – North.

Es la primera expansión del **Plan de Transmisión para el SWIS**, la red de distribución eléctrica que presta servicio a Australia Occidental desde Geraldton hasta Albany y hacia el este hasta Kalgoorlie, que allana el camino para la incorporación de recursos de energía renovable.

Se espera que Clean Energy Link – North ponga a disposición de los clientes del SWIS unos **400 megavatios (MW)** de energía eólica existente y **1 gigavatio (GW)** adicional de nueva energía renovable, además de permitir más generación de energía limpia en el Mid West. Las mejoras deberían **duplicar la capacidad** en algunas secciones del SWIS.

Líneas de alta capacidad

Entre las mejoras que se están llevando a cabo se encuentran el despliegue de líneas de transmisión de alta capacidad, terminales, subestaciones y transformadores destinados a desbloquear el flujo de viento y sol provenientes de proyectos al norte de Perth, que han estado fuertemente restringidos, pero que cuentan con algunas de las mejores condiciones de viento y radiación solar del estado.

Algunas de las primeras mejoras comenzaron a construirse esta semana, con la ministra estatal de energía y descarbonización, **Amber-Jade Sanderson**, anunciando el martes que la construcción había comenzado en cuatro sitios clave de **Western Power**.

“El proyecto Clean Energy Link – North es una ampliación clave de la red eléctrica que nos ayudará a abandonar el carbón de propiedad estatal para 2030, más rápido que cualquier otro estado”, dijo Amber-Jade Sanderson.

“Sienta las bases para un futuro energético seguro para Australia Occidental y marca una de las mayores construcciones de infraestructura realizadas en la red, que ampliará la capacidad, impulsará el crecimiento económico y permitirá la descarbonización y electrificación de las industrias existentes.

“Expandir el SWIS hacia el norte desbloqueará más recursos de energía renovable en el Mid West y fortalecerá el SWIS mientras convertimos a Australia Occidental en una potencia de energía renovable.”

El gobierno estatal afirmó que el proyecto Clean Energy Link – North se está ejecutando actualmente según lo programado y debería completarse a finales de **2027**, periodo durante el cual creará más de **400 empleos**.

Capital Dynamics y Engie suministrarán energía limpia a McDonald's UK mediante un innovador PPA a largo plazo

- Capital Dynamics, Engie y McDonald's UK han colaborado en un PPA a 15 años para la energía limpia producida por el parque eólico Douglas West Extension.



Barney Coles, Senior Managing director y Co-responsable de Clean Energy en Capital Dynamics.

<https://elperiodicodelaenergia.com/capital-dynamics-y-engie-suministraran-energia-limpia-a-mcdonald-s-uk-m...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

Capital Dynamics, Engie y McDonald's UK han colaborado en un innovador Acuerdo Corporativo de Compra de Energía (cPPA, por sus siglas en inglés) a 15 años para la energía limpia producida por el parque eólico Douglas West Extension (el "Parque" o el "Proyecto"), situado en Escocia y propiedad íntegra de Capital Dynamics. McDonald's adquirirá el 100% de la electricidad generada, y se prevé que el Parque entre en operación en el primer trimestre de 2026.

El PPA permitirá a McDonald's, a través de un acuerdo de suministro innovador con Engie, compartir la electricidad generada con sus principales proveedores, como parte de sus esfuerzos por descarbonizar su cadena de suministro. La energía procedente del Parque cubrirá aproximadamente el 8% de las necesidades energéticas anuales totales de McDonald's en el Reino Unido, un avance significativo dentro de su estrategia de sostenibilidad, que busca reducir la huella de carbono en toda su cadena de suministro y fomentar una mayor responsabilidad ambiental.

El parque eólico de 66,0 MW cuenta con doce turbinas Nordex N149 que se espera generen alrededor de 190 GWh de electricidad limpia y segura cada año, suficiente para abastecer a unas 16.000 viviendas del Reino Unido anualmente.

Capital Dynamics también ha creado un fondo comunitario gestionado por Foundation Scotland y con el apoyo de un grupo comunitario local. El fondo aportará recursos financieros para poner en

marcha una estrategia de inversión liderada por la comunidad en los pueblos de Glespin, Douglas, Coalburn, Rigsid y Douglas Water.

Capital Dynamics y Engie

Este Acuerdo Corporativo de Compra de Energía (cPPA) es un pilar fundamental en la estrategia de descarbonización de McDonald's, impulsando importantes reducciones de emisiones. Gracias al marco innovador de ENGIE, el acuerdo va más allá de las operaciones de McDonald's y permite que proveedores y socios de toda su cadena de valor accedan a energías renovables, superando barreras de adopción. A través de estos cPPA, Engie busca simplificar el mercado, haciendo que las soluciones de energía verde vinculadas a activos concretos sean más transparentes y accesibles.

Nadia Hartley, responsable de Sostenibilidad e Indirect Sourcing en McDonald's UK&I comentó: "Esta colaboración innovadora marca un hito clave en el camino hacia un futuro más sostenible para McDonald's en **Reino Unido e Irlanda**. Al crear conjuntamente un acuerdo a 15 años, estamos asegurando casi un tercio de nuestras necesidades de electricidad renovable, reforzando nuestra cadena de suministro y acelerando el avance hacia nuestros objetivos de descarbonización. Nuestra colaboración con ENGIE y Capital Dynamics se basa en un entendimiento común y una visión a largo plazo, logrando un cambio real para nuestro negocio y para el planeta".

Barney Coles, Senior Managing director y Co-responsable de Clean Energy en Capital Dynamics, añadió: "Estamos encantados de colaborar con McDonald's y Engie en el desarrollo del parque eólico Douglas West Extension. A medida que la demanda global de electricidad limpia continúa creciendo, este tipo de alianzas entre actores privados con experiencia seguirá generando las soluciones innovadoras necesarias para ofrecer la capacidad energética de bajo coste que se requiere. Además, estas iniciativas son esenciales para reforzar la seguridad en materia de energía del Reino Unido y generar un impacto económico real en comunidades desatendidas. Esperamos continuar colaborando con McDonald's, ENGIE y otras empresas con visión de futuro para acelerar el papel del sector privado en la transición energética".

Robert Wells, Managing Director en Engie Supply UK: "Se trata de una colaboración muy ilusionante que no solo apoya el desarrollo de nuevas infraestructuras de energía renovable, sino que también ayuda a McDonald's UK a reducir su huella de carbono en toda su cadena de suministro. Este enfoque colaborativo facilitará que los proveedores de McDonald's accedan a energía más limpia y verde, contribuyendo a reducir las emisiones de Alcance 3 de la compañía. Creemos firmemente que este enfoque innovador y multipartito puede desempeñar un papel fundamental en la consecución de los objetivos de cero emisiones netas del Reino Unido, y ENGIE continúa liderando ese desafío".

Para Capital Dynamics, el PPA corporativo con McDonald's supone otra incorporación exitosa a su creciente cartera de proyectos de energías renovables respaldados por PPAs en el Reino Unido. El compromiso de la firma con el desarrollo de proyectos de alta calidad sin subsidios refuerza su liderazgo y experiencia en inversiones en energías renovables. Capital Dynamics sigue centrada en asociarse con empresas con visión de futuro y ampliar su cartera de activos de energía limpia en todo el país.

Como socio clave en este acuerdo, Engie desempeñará un papel esencial en el suministro y la gestión de la energía limpia generada por el parque eólico Douglas West Extension para McDonald's UK. Gracias a su amplia experiencia en suministro de energía renovable y cPPAs, Engie garantizará la entrega fluida de electricidad verde en el marco del acuerdo, apoyando a McDonald's en el cumplimiento de sus objetivos de sostenibilidad y contribuyendo a los objetivos del país de cero emisiones netas.

EDP suministrará electricidad 100% renovable a Carrefour Polonia a través de un PPA

- EDP ha firmado un acuerdo de compra de energía (PPA) con Carrefour Polonia para abastecer con electricidad 'verde' sus operaciones en el país.



EDP suministrará electricidad 100% renovable a Carrefour Polonia a través de un PPA.

<https://elperiodicodelaenergia.com/edp-suministrara-electricidad-100-renovable-a-carrefour-polonia-a-traves-d...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

Ningún comentario

EDP ha firmado un acuerdo de compra de energía(PPA , por sus siglas en inglés) con Carrefour Polonia para abastecer con electricidad 'verde' sus operaciones en el país procedente de dos proyectos renovables gestionados por EDP Renewables, informó la compañía.

El grupo energético luso ha desarrollado más de 1 gigavatio (GW) de proyectos de energías renovables en Polonia y cuenta con una importante trayectoria en la firma de acuerdos de suministro energético a largo plazo en el país.

EDP indicó que esta asociación supone un hito para la empresa, ya que es la primera vez que consigue un PPA corporativo en este mercado que combina dos tecnologías renovables diferentes - solar y eólica- en un mismo acuerdo.

La energética comenzó a cooperar con Carrefour Polonia en 2024, firmando un acuerdo para la construcción de 13 instalaciones fotovoltaicas con una capacidad de 650 kWp en los tejados de supermercados situados en cinco provincias.

El PPA para EDP

El PPA firmado recientemente para los activos del contrato proporcionará a la red 50 gigavatios hora (GWh) adicionales de electricidad limpia al año, lo que estimó que permitirá evitar más de 54.000 toneladas de emisiones de CO2.

El redactor recomienda

- **Las grandes energéticas piden simplificar los trámites administrativos**
- **EDP inaugura su primer proyecto solar en Alemania**
- **EDP pide "previsibilidad" sobre el futuro de las nucleares en España**

Por su parte, Carrefour, de acuerdo con el objetivo a largo plazo del grupo, la red pretende reducir drásticamente el consumo eléctrico en todas sus tiendas a nivel mundial. La empresa se ha comprometido a reducir su consumo en un 20 % para 2026.

En el mercado polaco, la red ha alcanzado su objetivo de reducción energética mucho antes de lo previsto logrando una disminución del 37,03% en el consumo energético en noviembre de 2025 en comparación con 2019.

El Gobierno emite informe favorable con condiciones para el parque eólico Cotío (Cantabria)

- El Gobierno de Cantabria ha emitido declaración de impacto ambiental favorable con condiciones para la instalación del parque eólico Cotío.



El parque eólico El Escudo en Cantabria.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-emite-informe-favorable-con-condiciones-para-el-parque-eolic...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

El parque estará compuesto por cinco aerogeneradores de 84 metros de altura, con una potencia instalada de 27 MW

El Gobierno de Cantabria ha emitido declaración de impacto ambiental favorable con condiciones para la instalación del parque eólico Cotío, en los municipios de Campoo de Enmedio, Valdeolea y Hermandad de Campoo de Suso.

El expediente de autorización administrativa y solicitud de evaluación de impacto del proyecto, promovido por Parque Eólico Cotío S.L, salió por segunda vez a información pública en agosto, y ha recibido más de mil alegaciones en ese proceso.

El parque estará compuesto por cinco aerogeneradores de 84 metros de altura, con una potencia instalada de 27,72 megavatios, mientras que el proyecto inicial preveía ocho molinos.

El eólico de Cantabria

Según la resolución que publica este martes el Boletín Oficial de Cantabria, la Dirección General de Medio Ambiente considera que el parque "previsiblemente no producirá efectos adversos sobre el medio ambiente" con los medidas propuestas por el promotor.

Así, concluye que la **ejecución** de esta infraestructura es ambientalmente viable, mientras se cumplan las medidas preventivas y correctoras establecidas.

El promotor deberá hacer un seguimiento de la mortalidad de aves y quirópteros y emitir informes semanales, un control arqueológico, y un seguimiento de emisiones sonoras y vibraciones, entre otras medidas.

Gestacur estrena nuevas instalaciones en el Parque Empresarial Campollano Norte en Albacete

- La compañía albaceteña apuesta por espacios más modernos, amplios, luminosos y eficientes para cumplir con las necesidades de su plantilla.

<https://elperiodicodelaenergia.com/gestacur-estrena-nuevas-instalaciones-en-el-parque-empresarial-campollan...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

La compañía albaceteña apuesta por espacios más modernos, amplios, luminosos y eficientes para cumplir con las necesidades de su plantilla

Gestacur S.L.U. en línea con su compromiso con las energías renovables, el medio ambiente, la innovación energética y en cumplimiento con los estándares de calidad, anuncia su traslado a unas nuevas instalaciones ubicadas en el **Parque Empresarial Campollano, Avenida 6, Nº 15, 02007 Albacete**.

Este cambio representa un paso importante en la evolución de la empresa, fruto del crecimiento sostenido y del esfuerzo por ofrecer un entorno de trabajo más cómodo, funcional y adaptado a las necesidades de nuestro equipo.

Las nuevas instalaciones cuentan con espacios amplios y luminosos, diseñados para favorecer la colaboración, la eficiencia y el bienestar de todas las personas que forman parte de Gestacur S.L.U.

Implicación y esfuerzo

Desde Gestacur S.L.U. quieren agradecer a todo su equipo por su implicación y esfuerzo, así como a quienes los acompañan en este camino por su confianza y apoyo constante.

Que este sea solo el inicio de una nueva etapa llena de éxitos, satisfacciones y nuevos desafíos, afirma la compañía.

A continuación, una selección de imágenes que muestran los nuevos espacios, reflejo de una etapa de renovación, innovación y modernización.



Impulsan una comunidad energética en Valencia que llegará a 70 viviendas y comercios

- La instalación fotovoltaica, que tendrá una potencia de 50 kW y abastecerá a casi 70 viviendas y comercios



Impulsan una comunidad energética en Valencia que llegará a 70 viviendas y comercios

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/impulsan-una-comunidad-energ-tica-en-valencia-20251202>

Celia García-Ceca

Martes, 02 diciembre 2025

La **Asociación Vecinal de Zaidía** (Valencia) y la **Provincia de España Este de las Hijas de la Caridad** han llegado a un acuerdo para que la comunidad Hogar San Eugenio albergue la instalación fotovoltaica de la Comunidad de Energía Renovable (CER) de Zaidía. Se trata de la primera planta fotovoltaica impulsada por una Asociación Vecinal en la Comunidad Valenciana, el primer acuerdo entre una CER y una entidad privada y la primera instalación fotovoltaica que no irá sobre una cubierta pública. La instalación fotovoltaica, cuya finalización se estima para antes de final de año, tendrá una potencia de 50 kW y abastecerá a casi 70 viviendas y comercios. Además, parte de la potencia se donará a asociaciones de La Saïdia. De hecho, el acuerdo firmado entre las partes implica un Plan Social conjunto que se revisará anualmente, poniendo así de manifiesto el carácter económico, medioambiental, social y educativo que la puesta en marcha de estas comunidades implica.

"Teníamos la ilusión, la gente y la organización para llevarlo a cabo. Solo nos hacía falta una cubierta", comenta Manuel Campillo, responsable de la CER de Zaidía, quien afirma que, ante la falta de implicación desde lo público, buscaron alternativas privadas. Así dieron con el Hogar San Eugenio y su propietaria, las Hijas de la Caridad de San Vicente de Paúl. "La propuesta se alineaba completamente con los valores de Ecología y Vida de nuestra organización", afirma Maribel Vergara, Visitadora de la Provincia España Este. "De hecho, ya habíamos impulsado un proyecto similar en Zaragoza y tenemos otros tantos en el horizonte". "Es una forma de hacer comunidad, crear barrio y cuidar del medioambiente. Este acuerdo tiene un potencial enorme, que esperemos sirva de ejemplo para otras CER que, por falta de cubiertas públicas, no pueden consolidarse", afirman las partes.



La "primera ola" del hidrógeno llegará a España en 2026 aupada sobre una burbuja de subvenciones

- El último Informe Anual de Estudios sobre el Hidrógeno destaca la revisión a la baja de las expectativas sobre el hidrógeno en España y Europa



La "primera ola" del hidrógeno llegará a España en 2026 aupada sobre una burbuja de subvenciones

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/hidrogeno/la-primera-ola-del-hidr-geo-llegar-20251202>

Antonio Barrero F.

Martes, 02 diciembre 2025

La Universidad Pontificia Comillas acaba de presentar su último Informe Anual de Estudios sobre el Hidrógeno, un documento que radiografía el estado del H2 en España y Europa. Esta cuarta edición del Informe incorpora por primera vez el análisis del hidrógeno hipocarbónico (hidrógeno no verde) y sus derivados. El documento analiza los "factores de éxito" para el despliegue del hidrógeno renovable en España, revisa "los avances regulatorios y sus implicaciones" para los proyectos en curso y aborda las "perspectivas del comercio internacional de hidrógeno a medio y largo plazo". El "resultado-dato" clave del Informe de la **Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno** es que España se mantiene como uno de los países con mayor número de iniciativas "anunciadas" (más de 200, que suman 27 gigavatios de electrólisis), si bien los autores del estudio reconocen que ahora mismo hay solo 11 proyectos operativos. En todo caso, "la primera ola de despliegue se espera -dicen- entre 2026 y 2029". Eso sí, esa "ola" la van a surfear los promotores gracias a las subvenciones, y acto seguido van a tener en todo caso que lidiar con dos retos que suenan a burbuja: una "demanda insuficiente", explicitada en la "ausencia de contratos vinculantes"; y la falta de señales de precio claras, que estaría ahuyentando a clientes (que no saben cuánto les va a costar ese insumo), a bancos (reticentes a todo lo que huele a incertidumbre) y, por ende, a inversores.

«La primera ola de despliegue se espera entre 2026 y 2029, apoyada por el PERTE ERHA, fondos europeos y subastas del Banco Europeo del Hidrógeno». Cátedra de Estudios sobre el Hidrógeno de la Universidad Pontificia Comillas

*** Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (perte) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA)**

Estos son los tres desafíos clave que advierten los autores

Por una parte, la susodicha demanda insuficiente "y la ausencia de contratos vinculantes, que limita la viabilidad financiera"; por otra, la necesidad de completar el desarrollo del marco regulatorio, especialmente en la transposición de la **Directiva RED [renewable energy directive] III** ; y, por fin, la antes mencionada falta de señales de precio claras, señales que son necesarias -señalan los autores- para lograr que los proyectos sean bancables y cerrar acuerdos a largo plazo.

El informe analiza por otro lado cómo el uso de electricidad de red puede ampliar las horas de operación de las plantas electrolíticas, aunque parte de la producción se clasificaría como hidrógeno bajo en carbono (porque no toda la electricidad que suministra la red es renovable). Los autores del estudio destacan en todo caso la "tendencia hacia proyectos integrados en territorios con alta concentración de renovables e industria, como Aragón, Castilla-La Mancha y Andalucía".

Proyectos ubicados en España a los que se ha concedido algún tipo de ayuda en convocatorias europeas y/o nacionales

Las iniciativas nacionales representan más de tres gigavatios (3 GW) de capacidad de electrólisis, "con entrada en operación prevista entre 2026 y 2028", según las cuentas del Informe. A ellos, la Cátedra suma los proyectos adjudicatarios de la primera y segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno, "que deberían comenzar a operar en 2029". En el caso de la segunda subasta, los proyectos, "aún pendientes de aceptación -advierde el Informe- por parte de los candidatos invitados desde la lista de reserva", disponen de un plazo máximo de cinco años para entrar en operación.

Con estas cifras, la capacidad de electrólisis operativa en 2030 -concluye el Informe- alcanzaría al menos los 4,85 gigavatios. "A este volumen habría que añadir aproximadamente 0,5 GW procedentes de los proyectos IPCEI [Proyecto Importante de Interés Común Europeo], cerca de 0,8 GW de los proyectos financiados por Innovation Fund, y los 900 MW correspondientes a la primera fase del proyecto Hydum Steel". Todo ello sumaría siete gigavatios (7 GW).

Respecto de la demanda, la Cátedra del Hidrógeno de Comillas cita en su Informe el estudio BNEF 2025 new Energy Outlook, que establece que "la demanda de hidrógeno en el Escenario de Cero Emisiones Netas (NZS) alcanza 390 millones de toneladas para 2050, casi una cuarta parte menos que en la proyección de BNEF anterior".

Otro apunte recogido en el Informe es que "la mayoría de los contratos en firme para la compra de hidrógeno firmados en los últimos 5 años, se destinaron a fabricar productos derivados, en vez de usar el hidrógeno directamente como producto final".

En particular -concretan desde la Cátedra-, un tercio de estos acuerdos se enfoca en el "amoníaco usado en la producción de fertilizantes" y otro tercio en la "fabricación de combustibles derivados del hidrógeno, como el amoníaco, metanol o queroseno sintético".

Los codirectores de la cátedra, los profesores e investigadores Isabel Figuerola-Ferretti y Rafael Cossent de la Facultad de Ciencias Económicas y Empresariales (Comillas Icade) y la Escuela

Técnica Superior de Ingeniería (Comillas ICAI), respectivamente, fueron los encargados de arrojar las conclusiones anotando que "la disponibilidad de datos fiables y organizados es el primer paso para la toma de decisiones en un contexto marcado por la transición energética".

El informe también evidencia, a través del análisis de texto y del comportamiento bursátil, que la revisión a la baja de las expectativas sobre el éxito del hidrógeno como nuevo vector energético se ha producido en Europa, especialmente en España.

Conclusiones

Los autores del informe advierten, en el capítulo de Conclusiones, que "persiste un desfase estructural entre los objetivos políticos y la capacidad real de despliegue". Esa advertencia la ejemplifican de manera muy nítida con el binomio oferta-demanda: "la oferta -sostiene el informe- crece más rápido que la demanda, que sigue limitada por costes elevados, señales regulatorias incompletas y escasez de contratos firmes". El resultado de todo ello es uno muy concreto: "en ausencia de un mercado líquido, los precios continúan basados en modelos de coste nivelado y referencias contractuales heterogéneas, lo cual reduce la bancabilidad y ralentiza nuevas inversiones".

Eso, en lo que se refiere a la realidad. En lo que se refiere al "mercado de acciones", la situación es igualmente preocupante. "Las cotizaciones bursátiles de once empresas del sector -alertan los autores del informe- reflejan expectativas decrecientes: la mayoría muestra caídas sostenidas y ratios de riesgo-retorno desfavorables, señalando que los mercados financieros han internalizado la incertidumbre tecnológica, regulatoria y comercial que afecta al hidrógeno limpio".

En conjunto -resume el Informe-, la expansión del sector dependerá de los siguientes factores: (1) la convergencia de "señales de demanda creíbles"; los marcos regulatorios "estables"; (3) los mecanismos de precio "transparentes"; y (4) proyectos con modelos de negocio "capaces de generar retorno real y sostenido".

Los autores concluyen con un "análisis de sentimiento", que muestra un "interés estable" por el hidrógeno en Norteamérica y Asia, que contrasta fuertemente con "un descenso marcado del interés por el hidrógeno en España y Europa desde finales de 2022".

Firman el informe, por orden alfabético, Ayelén Angulo, Athanasios Boutsis, Rafael Cossent, Isabel Catalina Figuerola-Ferretti, Francisco Javier Sanz y Santiago Serna.

La obra en cuestión lleva por título el siguiente: Informe Anual 2024-2025. Una mirada más allá del hidrógeno verde. El hidrógeno hipocarbónico y la producción de derivados. Un análisis de proyectos, regulación y mercados.

La Comisión impulsa la interconexión energética en Europa con el apoyo a 235 proyectos transfronterizos

- Bruselas acelera la transición energética con una nueva oleada de infraestructuras estratégicas en toda Europa.



La Comisión impulsa la interconexión energética en Europa con el apoyo a 235 proyectos transfronterizos

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/la-comisi-n-impulsa-la-interconexi-n-20251202>

Manuel Moncada

Martes, 02 diciembre 2025

La magnitud del paquete, anunciado por la presidenta von der Leyen en su último **discurso sobre el estado de la Unión**, refleja la urgencia de reforzar la conectividad energética europea en pleno proceso de descarbonización. Según un estudio reciente de **Ember**, un think tank especializado en transición energética, si el continente quiere cumplir sus objetivos climáticos y garantizar seguridad energética, deberá cerrar con urgencia un hueco financiero de 30.000 millones de euros para expandir las redes eléctricas transfronterizas antes de 2040.

Un empujón a la Unión de la Energía

Con esta decisión, Bruselas avanza hacia la culminación de la llamada **Unión de la Energía**, el marco estratégico lanzado en 2015 para garantizar a los ciudadanos una energía segura, sostenible y asequible. La clave es pasar por interconectar sistemas nacionales, eliminar cuellos de botella y preparar la red europea para un futuro dominado por energías renovables y vectores energéticos de nueva generación, como el hidrógeno verde.

Teresa Ribera, vicepresidenta ejecutiva para la Transición Limpia, Justa y Competitiva: "Estos proyectos son más que infraestructuras transfronterizas; son las líneas vitales de nuestra Unión de la Energía. Refuerzan nuestro sistema energético europeo al unificar las fortalezas de 27 sistemas complementarios, allanando el camino hacia una Europa donde la energía verde, competitiva y segura no sea solo una promesa, sino una realidad compartida".

Entre los proyectos seleccionados destacan:

- 113 iniciativas eléctricas -incluyendo redes inteligentes y conexiones offshore- esenciales para integrar la creciente producción renovable.
- 100 proyectos de hidrógeno y electrolizadores, un pilar para electrificar sectores difíciles de descarbonizar.
- 17 infraestructuras de transporte de CO2, que facilitarán el desarrollo del mercado de captura y almacenamiento de carbono.
- 3 proyectos de redes inteligentes de gas, destinados a modernizar y digitalizar infraestructuras existentes.
- La continuidad de 2 proyectos clave para conectar Malta y Chipre con la red gasista continental.

La Comisión acompañará la ejecución mediante una coordinación política reforzada con los Estados miembros, apoyándose en la **Energy Union Task Force** y en grupos de alto nivel regional. La lógica del planteamiento es acelerar obras críticas que, en muchos casos, requieren cooperación entre varios países o incluso con socios extracomunitarios.

Infraestructuras para una energía asequible y limpia

La apuesta se inscribe en la **Affordable Energy Action Plan**, que identifica a una red eficiente como pieza central para que hogares e industrias tengan un acceso estable y asequible a la energía. El Ejecutivo comunitario anunciará próximamente el European Grids Package, destinado a acelerar las infraestructuras necesarias para integrar renovables a gran escala y reforzar la resiliencia del sistema. Este paquete se alinearán con la iniciativa Energy Highways, presentada por la presidenta Ursula von der Leyen, que busca eliminar cuellos de botella transfronterizos y mejorar la seguridad energética europea en un contexto global cada vez más incierto.

Lo que viene

Tras la adopción del paquete, el documento pasará al Parlamento Europeo y al Consejo como Acto Delegado para su escrutinio. Ambos colegisladores disponen de dos meses -prorrogables por otros dos- para aceptarlo o rechazarlo, aunque no podrán modificarlo. Una vez validado, la Comisión trabajará estrechamente con promotores y Estados miembros para garantizar una implementación rápida y fluida.

La semana de la presentación coincide con la celebración de los **PCI Energy Days**, un foro dedicado a la puesta en práctica de estos proyectos emblemáticos, con la participación del **comisario de Energía y Vivienda, Dan Jørgensen**. Los PCI nacieron para completar el mercado energético interior y contribuir a los objetivos de neutralidad climática de la UE. La lista actual es la segunda bajo la **normativa TEN-E** revisada en 2022, que elimina el apoyo a combustibles fósiles y centra los esfuerzos en infraestructuras bajas en carbono.

Desde 2014, el programa **Connecting Europe Facility (CEF-Energy)** ha destinado 8.000 millones de euros a proyectos emblemáticos. Uno de los ejemplos más llamativos es la sincronización eléctrica de los países bálticos, que les permitió desvincularse del sistema controlado por Rusia e integrarse plenamente en la red europea.

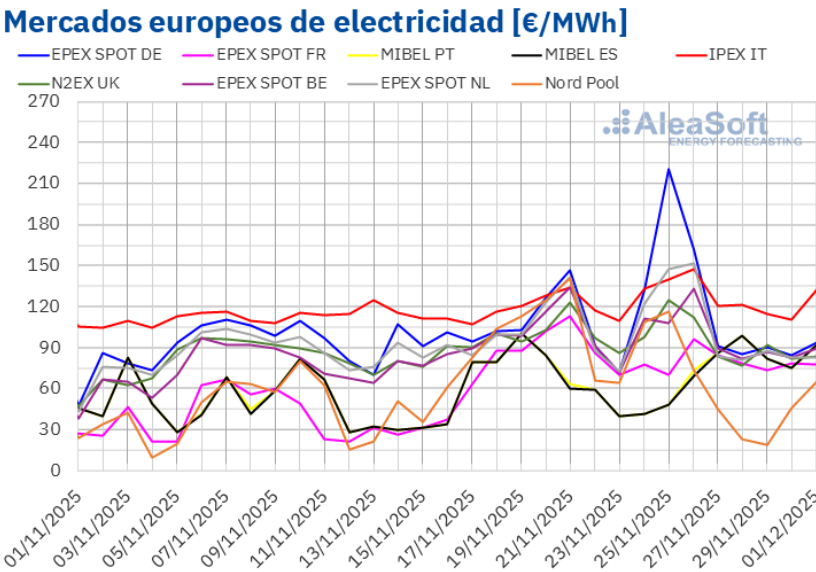
La nueva lista de proyectos marca otro paso hacia una Europa más interconectada, más limpia y menos vulnerable. Y es que la electricidad, el hidrógeno y los futuros corredores de CO2 no sólo redefinirán el mapa energético del continente, también permitirán que la transición ecológica avance con mayor rapidez y a un coste menor.

Artículos relacionados

- **Europa ante un cuello de botella energético: 30.000 millones en juego para salvar las redes eléctricas**
- **Los operadores de los sistemas eléctricos europeos quieren redes resilientes que resistan los efectos del cambio climático**
- **Redes eléctricas inteligentes: la digitalización y la inteligencia artificial como claves de la nueva era energética**

Los mercados eléctricos europeos que mantienen los precios altos en la última semana de noviembre

- En la última semana de noviembre, los precios semanales se mantuvieron por encima de 95 €/MWh en gran parte de los principales mercados eléctricos europeos, con excepciones en los mercados ibérico, francés y nórdico.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/02/los-mercados-electricos-europeos-que-mantienen-los-precios-altos-e...>
Martes, 02 diciembre 2025

En la última semana de noviembre, los precios semanales se mantuvieron por encima de 95 €/MWh en gran parte de los principales mercados eléctricos europeos, con excepciones en los mercados ibérico, francés y nórdico. Además, varios mercados marcaron máximos diarios de los últimos meses. La producción eólica aumentó en gran parte de los mercados mientras que la fotovoltaica descendió. El 28 de noviembre los futuros de gas TTF alcanzaron el precio de cierre más bajo desde mayo de 2024 y los del CO2 el más alto desde inicios de febrero.

Producción solar fotovoltaica y producción eólica

En la semana del 24 de noviembre, la producción solar fotovoltaica disminuyó en la gran mayoría de los principales mercados eléctricos europeos respecto a la semana anterior. El mercado alemán experimentó la mayor caída, de un 54%. Le siguieron los mercados francés y español con caídas del 13% y 10%, respectivamente. El mercado portugués experimentó el menor descenso, de un 8,0%. El mercado italiano fue la excepción. Aquí se invirtió la tendencia negativa de las dos semanas anteriores y la producción solar aumentó un 5.7%. Para todos los mercados se invirtió la tendencia de la semana anterior, ya que había sido al alza para Alemania, Francia, Portugal y España y a la baja para Italia.

El día 24 hubo una caída en la producción en los mercados analizados, siendo para Alemania e Italia el día de menor producción solar en todo el mes. Aun así, el mes de noviembre recién concluido fue

récord en producción fotovoltaica comparado con el mismo período en los años anteriores en los principales mercados.

Durante la semana del 1 de diciembre, según las previsiones de producción solar de AleaSoft Energy Forecasting, seguirá la tendencia a la baja en España. En Italia también se espera un descenso de la producción con esta tecnología, mientras que en Alemania la producción aumentará.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica y Terna.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica y Terna.

Durante la semana del 24 de noviembre, la producción eólica aumentó en la mayoría de los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior. El mercado portugués registró el mayor ascenso, de un 22%. Le siguieron los mercados italiano, español y francés con ascensos intersemanales del 19% y el 4,0% para los dos últimos, respectivamente. En cambio, el mercado alemán experimentó una caída del 2,5%.

Los días 24 y 25, al contrario que con la producción solar, fueron días de alta producción eólica, llegando a ser los días de más producción en todo el mes para España e Italia, respectivamente. La excepción fue Alemania, que registró su segundo mínimo mensual el día 25. La producción del mes de noviembre aumentó en casi todos los principales mercados europeos en comparación con el mismo período del año anterior, excepto en Portugal.

En la semana del 1 de diciembre, según las previsiones de producción eólica de AleaSoft Energy Forecasting, la tendencia al alza continuará para los mercados ibéricos, se revertirá, registrando caídas, en los mercados francés e italiano y para el mercado alemán será su segunda semana consecutiva de caída.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica y Terna.

Demanda eléctrica

En la semana del 24 de noviembre, la demanda eléctrica aumentó en los principales mercados europeos situados geográficamente más al sur y disminuyó en los situados al norte. En los mercados italiano, español y portugués la demanda creció un 5,3%, 4,3% y 4,0%, respectivamente. En los mercados británico y belga las caídas fueron de 3,9% y 3,2% en cada caso. En un punto intermedio se encuentran los mercados francés y alemán, el primero con una caída de la demanda de un 1,1% y el segundo con un aumento de la misma de un 0,2%. Estos descensos revirtieron la tendencia alcista de todos los mercados de la semana anterior.

Durante la semana, las temperaturas medias fueron menos frías que en la semana anterior en los mercados analizados, excepto en Italia. Los mayores ascensos de temperatura se registraron en los mercados del norte, con subidas alrededor de los 3,0 °C para Alemania, Bélgica y Reino Unido. En

cambio, en España y Portugal las subidas fueron de 0,2 °C y 0,4 °C, respectivamente. Por último, Italia registró un descenso de las temperaturas medias de 2,0 °C.

Para la semana del 1 de diciembre, según las previsiones de demanda de AleaSoft Energy Forecasting, la demanda aumentará en los mercados belga, británico e italiano. Por el contrario, la demanda disminuirá en los mercados alemán, francés, español y portugués.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica, TERN, National Grid y ELIA.

Mercados eléctricos europeos

En la cuarta semana de noviembre, los precios de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos se mantuvieron en niveles similares a los de la semana anterior, con los valores más altos registrados en los primeros días de la semana. En gran parte de los mercados, el promedio semanal bajó ligeramente respecto a la semana anterior. Las excepciones fueron el mercado IPEX de Italia y el mercado EPEX SPOT de los Países Bajos y Alemania, con incrementos del 6,4%, el 6,8% y el 18%, respectivamente. En el mercado MIBEL de Portugal y España, la variación de precios fue casi inapreciable, disminuyendo tan solo un 0,05% en Portugal y un 0,2% en España. En cambio, el mercado Nord Pool de los países nórdicos registró la mayor caída porcentual de precios, del 38%. En el resto de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting, los precios bajaron entre el 1,1% del mercado EPEX SPOT de Bélgica y el 8,5% del mercado EPEX SPOT de Francia.

En la semana del 24 de noviembre, los promedios semanales se mantuvieron por encima de 95 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron los mercados nórdico, español, portugués y francés, cuyos promedios fueron de 61,63 €/MWh, 71,58 €/MWh, 72,22 €/MWh y 79,77 €/MWh, respectivamente. En cambio, el mercado italiano alcanzó el mayor promedio semanal, de 126,63 €/MWh. En el resto de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting, los precios estuvieron entre los 95,49 €/MWh del mercado N2EX del Reino Unido y los 123,57 €/MWh del mercado alemán.

Por lo que respecta a los precios diarios, el mercado nórdico alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 19,19 €/MWh, el sábado 29 de noviembre. Los mercados español y portugués también registraron precios inferiores a 50 €/MWh en las primeras sesiones de la cuarta semana de noviembre, mientras que los precios diarios se mantuvieron por encima de 65 €/MWh en el resto de los mercados.

La mayoría de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting registraron precios superiores a 100 €/MWh en algunas sesiones de la cuarta semana de noviembre, excepto los mercados español, francés y portugués. En el caso del mercado italiano, los precios diarios superaron los 110 €/MWh durante toda la cuarta semana de noviembre. Sin embargo, el mercado alemán alcanzó el promedio diario más elevado de la semana, de 220,52 €/MWh, el martes 25 de noviembre. Ese fue su precio más alto desde el 21 de enero. El 26 de noviembre, los mercados italiano y neerlandés, registraron sus precios más altos desde la segunda mitad de febrero, de 147,32 €/MWh y 151,69 €/MWh, respectivamente. En el caso del mercado británico, el 25 de noviembre, registró un precio de 124,29 €/MWh, igualando el promedio alcanzado el 13 de marzo.

En la semana del 24 de noviembre, el incremento de la producción eólica en la península ibérica y Francia favoreció que los promedios semanales permanecieran por debajo de 80 €/MWh en estos mercados. Además, en Francia la demanda bajó, contribuyendo al descenso de los precios, lo que también ocurrió en los mercados belga y británico. En cambio, en los mercados alemán e italiano, la demanda aumentó, propiciando el incremento de los precios. La caída de la producción solar y eólica en el mercado alemán contribuyó a que este mercado registrase el mayor aumento porcentual de precios.

Las previsiones de precios de AleaSoft Energy Forecasting indican que, en la primera semana de diciembre, los precios bajarán en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos, influenciados por la caída de la demanda en algunos mercados. El incremento de la producción eólica en la península ibérica y el aumento de la producción solar en Alemania podrían contribuir al descenso de los precios en los mercados alemán, español y portugués. En cambio, la caída de la producción eólica en Francia e Italia favorecerá el aumento de los precios en estos mercados.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de OMIE, EPEX SPOT, Nord Pool y GME.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de petróleo Brent para el Front-Month en el mercado ICE alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 63,37 \$/bbl, el lunes 24 de noviembre. Tras una caída del 1,4% respecto al día anterior, el martes 25 de noviembre, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 62,48 \$/bbl. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue el más bajo desde el 22 de octubre. En las últimas tres sesiones de la semana, los precios de cierre se mantuvieron por encima de 63 \$/bbl. El viernes 28 de noviembre, el precio de cierre fue de 63,20 \$/bbl, un 1,0% mayor al del viernes anterior.

Durante la cuarta semana de noviembre, las conversaciones de paz para Ucrania continuaron ejerciendo su influencia a la baja sobre los precios de los futuros de petróleo Brent. El suministro mundial de petróleo podría aumentar en el caso de que se levantasen las sanciones a Rusia. Las expectativas sobre la reunión de la OPEP+ también condicionaron la evolución de los precios. El domingo 30 de noviembre, la OPEP+ decidió mantener su plan de pausar los incrementos de producción en el primer trimestre de 2026.

En cuanto a los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el Front-Month, durante la cuarta semana de noviembre continuaron la tendencia descendente iniciada al final de la semana anterior. El lunes 25 de noviembre, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 29,75 €/MWh. En cambio, como resultado de los descensos de precios, el viernes 28 de noviembre, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 28,82 €/MWh. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue un 4,6% menor al del viernes anterior y el más bajo desde el 2 de mayo de 2024.

Las negociaciones para alcanzar un acuerdo de paz para Ucrania presionaron a la baja los precios de los futuros de gas TTF en la cuarta semana de noviembre. Los niveles elevados de suministro y los

pronósticos de temperaturas más suaves para la primera mitad de diciembre también contribuyeron a mantener los precios por debajo de 30 €/MWh durante la cuarta semana de noviembre.

Por lo que respecta a los futuros de derechos de emisión de CO2 en el mercado EEX para el contrato de referencia de diciembre de 2025, el lunes 24 de noviembre registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 80,60 €/t. En la mayoría de las sesiones de la cuarta semana de noviembre los precios aumentaron. Como consecuencia, el viernes 28 de noviembre, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 83,25 €/t. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue un 3,5% mayor al del viernes anterior y el más alto desde el 1 de febrero.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ICE y EEX.

Por AleaSoft Energy Forecasting

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

Ocean Winds cierra la financiación de su primer parque eólico marino en el Báltico

- Dos mil millones que impulsan el despegue de la eólica marina en Polonia y que marcan un paso decisivo en la transición energética del país.



Ocean Winds cierra la financiación de su primer parque eólico marino en el Báltico

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/eolica/ocean-winds-cierra-la-financiacion-de-20251202>

Manuel Moncada

Martes, 02 diciembre 2025

El paquete financiero cuenta con el respaldo del **Banco Europeo de Inversiones (BEI)**, que aporta en torno a un tercio del total, además del **Instituto de Crédito Oficial (ICO)** de España y de trece bancos comerciales de Europa y Asia. Esta estructura, según afirma la empresa en un comunicado, demuestra la madurez del proyecto y la confianza inversora en el crecimiento del sector eólico marino polaco. BC-Wind prevé generar sus primeros kilovatios verdes en 2028 y, una vez operativo, suministrará electricidad limpia y libre de emisiones a casi medio millón de hogares en Polonia, un país que busca acelerar su transición energética y reducir su dependencia del carbón.

Un parque de 26 turbinas de última generación

BC-Wind se ubicará a unos 23 kilómetros de la costa, frente a los municipios de Krokowa y Choczewo, en la Voivodía de Pomerania. El parque estará compuesto por 26 aerogeneradores SG 14-236 suministrados por Siemens Gamesa, cada uno con una potencia de 14 MW ampliable a 15 MW gracias a la tecnología Power Boost. Ocean Winds ha detallado que las cimentaciones serán de tipo monopilote y, una vez en marcha, el conjunto alcanzará una potencia total de 390 MW.

Bautista Rodríguez, director de Operaciones de Ocean Winds : "El desarrollo de la energía eólica marina es una oportunidad real para un nuevo impulso industrial en Polonia, ya que nuestro país tiene potencial para convertirse en líder regional tanto en producción de energía renovable como en capacidad industrial asociada a este sector".

Industria local en primera línea

Ocean Winds ha dado especial peso a la participación de empresas polacas en la cadena de suministro del proyecto. En 2026 comenzarán los trabajos en tierra, incluidos el diseño y la construcción de la subestación terrestre y del trazado del cable de evacuación, a cargo de la firma P&Q. El transporte de la electricidad hasta tierra se realizará mediante cables fabricados e instalados por la empresa Tele-Fonika Kable, con sede en Bydgoszcz.

La compañía levantará además una base de operación y mantenimiento en Władysławowo y empleará exclusivamente puertos polacos para la logística del proyecto, con Świnoujście como puerto de acopio de cimentaciones y Gdańsk para la recepción y montaje de aerogeneradores. El proyecto ya cuenta con todas las autorizaciones necesarias, desde las decisiones ambientales tanto para la parte marina como terrestre, hasta los permisos de construcción e interconexión con el sistema eléctrico nacional.

Kacper Kostrzewa, director general de Ocean Winds en Polonia : "El cierre financiero del proyecto certifica la capacidad del país para ejecutar proyectos eólicos marinos de gran escala con experiencia, tecnología y determinación locales. Además, la colaboración con empresas polacas refuerza la cadena de suministro y consolida la presencia del sector eólico marino como motor de competitividad económica".

Teresa Czerwińska, vicepresidenta de BEI : "Este proyecto se enmarca en el propósito del banco de impulsar la transición energética y la seguridad de suministro en Europa. BC-Wind contribuirá de manera directa a la reducción de emisiones y al fortalecimiento de la independencia energética polaca".

Una apuesta global por la eólica marina

Ocean Winds, con sede en Madrid, suma ya alrededor de 19 GW de capacidad eólica marina entre proyectos operativos, en construcción o en fase avanzada de desarrollo. La empresa está presente en ocho países y centra su actividad en Europa, Estados Unidos, Asia y Brasil. BC-Wind se ha convertido en una de sus apuestas estratégicas en el Báltico, mar que ya se postula como uno de los focos más dinámicos para la expansión de la eólica marina en Europa.

Artículos relacionados:

- [Vestas prepara un pedido para un nuevo parque eólico marino de 660 MW](#)
- [¿Hasta dónde van a crecer los aerogeneradores?](#)
- [¿Habrà 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](#)

Orron Energy, o cómo cotizar bajo demasiada especulación

- Las acciones de la desarrolladora de renovables sueca han subido un 47% en Bolsa en los últimos 10 días, al calor de una nueva operación corporativa en Suecia.



Parque eólico de Orron Energy en Suecia.

<https://elperiodicodelaenergia.com/orron-energy-o-como-cotizar-bajo-demasiada-especulacion/>

José Javier Ruiz

Martes, 02 diciembre 2025

Las acciones de la desarrolladora de renovables sueca han subido un 47% en Bolsa en los últimos 10 días, al calor de una nueva operación corporativa en Suecia

A pesar de que las acciones de **Orron Energy** han caído un 17% en lo que va de año, en los últimos diez días el precio de las acciones ha subido un 47%. El principal empujón en el precio ha venido de la subida del 44% de las acciones de su competidor sueco Arise AB.

El miércoles de la semana pasada el desarrollador de renovables noruego Aneo presentó una oferta pública por 45 coronas suecas en efectivo por acción a los accionistas de Arise AB. Aneo ofrecía una prima del 56,3 % en comparación con el precio de cierre del 26 de noviembre de 2025, último día de negociación antes del anuncio de la oferta. Las acciones de Arise AB han subido un 44% en los últimos días.

Los inversores han decidido tomar posiciones en Orron Energy, otra empresa de renovables sueca, especulando que ésta también podría ser objeto de una oferta de compra, por su reducido tamaño. Orron Energy, con una capitalización bursátil de únicamente €150 millones, está controlada por la familia Lundin, inversores principalmente en la industrial de la minería.

Una empresa de renovables con exposición casi 100% a precios de mercado

Orron Energy tiene una peculiaridad. Su cartera de activos originarios no tiene deuda asociada y estos activos venden electricidad directamente al mercado, sin acuerdos de compraventa de energía a largo plazo (PPA). La desarrolladora sueca ha estado diversificando su cartera con nuevos proyectos en construcción en Alemania y el Reino Unido, alcanzando así una deuda neta de €83 millones.

Su cartera de activos originaria puede sobrevivir a precios captados muy bajos por la longevidad de éstos y la ausencia de deuda asociada. La vida media de sus parques eólicos terrestres es de nueve años, que es alta para una empresa de renovables en proceso de fuertes inversiones en activos nuevos. Esta peculiaridad le permite cubrir todos los gastos operativos a niveles de €33 por megavatio hora, y generar flujos de caja positivos a niveles por encima de €39 por megavatio hora.

Un mercado de precios muy bajos, el mercado nórdico

Orron Energy y Arise AB operan en un mercado donde el precio a futuro de un año de duración está en el entorno de €45 por megavatio hora. Sin embargo, los factores de captación de precios para renovables implican descuentos medios, respecto a precio del futuro, de un 25% en Suecia.

En el tercer trimestre, Orron Energy captó un precio medio de únicamente €31 por megavatio hora, que se tradujo en pérdidas a nivel de beneficio operativo antes de amortizaciones (Ebitda) de €1,9 millones, frente a pérdidas de €3,3 millones de Ebitda en el segundo trimestre con un precio medio realizado de €30 por megavatio hora.

Este año consiguió captar €40 por megavatio de media en el primer trimestre, generando un Ebitda positivo de €1,2 millones, pero con una generación de flujos de caja en negativo de €0,6 millones en el trimestre. Esto quiere decir que, ni en los mejores trimestres, Orron Energy cubre gastos de inversión en nuevos activos.

Comprar selectivamente activos en mercados de precios eléctricos muy bajos

Arise AB captó de media un precio de €39,5 por megavatio hora en el tercer trimestre, generando un Ebitda de €2 millones en el trimestre, con una producción la mitad de la de Orron Energy, de 64 gigavatios hora. Los once parques eólicos en producción de Arise AB están localizados en las zonas SE3 y SE4 del sur de Suecia, donde más déficit de producción hidráulica hay en estos momentos, y donde mayores son los precios regionales, por concentrar toda la producción nuclear de Suecia.

Por el contrario, Orron Energy tiene algo más de diversificación y las zonas SE3 y SE4 representan únicamente el 60% de su producción total. El resto de activos operativos están localizados en la zona central de Suecia (SE2), y en Finlandia, con precios eléctricos menores, lo que justificaría un precio de captación menor en el trimestre con el doble de producción comparado con Arise AB, 135 gigavatios hora.

Queda claro que la empresa noruega Aneo ha comprado activos con criterio selectivo, evitando exposición a zonas con precios eléctricos por debajo de la media nórdica. La eléctrica finlandesa Fortum hablaba recientemente de descuentos de hasta el 50% en precios captados en Finlandia, lo

que los ha llevado a tomar la decisión de no construir nuevos proyectos renovables sin PPA que reflejen el coste total del proyecto.

Portugal registra un aumento histórico en el consumo de electricidad en los once primeros meses

- Portugal registró en los once primeros meses de 2025 un aumento récord del consumo eléctrico del 2,9%, lo que supone un máximo histórico para este periodo.



Parque eólico en Portugal.

<https://elperiodicodelaenergia.com/portugal-registra-un-aumento-historico-en-el-consumo-de-electricidad-en-l...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

Hasta noviembre, las renovables cubrieron el 68% del consumo luso: la hidroeléctrica abasteció el 26% con un índice de productividad de 1,33

Portugal registró en los once primeros meses de 2025 un aumento récord del consumo eléctrico del 2,9% , que fue del 2% con la corrección de temperatura y días hábiles, lo que supone un máximo histórico para este periodo , informó este martes Redes Eléctricas Nacionales (REN), la empresa que gestiona el transporte de electricidad y gas en el país.

Solo en **noviembre** , el consumo de energía eléctrica creció el 6,6% interanual (+2,3% si se toma en cuenta la corrección de temperatura y los días hábiles), porque hizo más frío que en 2024.

Hasta finales del mes pasado, las **renovables** cubrieron el 68% del consumo luso: la **hidroeléctrica** abasteció el 26% con un índice de productividad de 1,33, frente a la media histórica de 1, seguida de la **eólica** , que suplió el 25% con un índice del 1,03.

Las **centrales solares** fueron responsables del 12% del suministro de energía eléctrica pese a que su producción creció el 28%, mientras que la biomasa cubrió el 5%.

Portugal y el consumo de electricidad y gas

El **gas natural** representó el 15 % del consumo con un saldo importador del 17%.

El **mercado del gas natural** mantuvo su tendencia a recuperarse experimentada en los últimos meses, con un incremento mensual interanual del 11,3% en noviembre, espoleado por el segmento de producción de energía eléctrica, que aumentó el 38% interanual.

El segmento convencional, que abarca el resto de clientes, también ascendió, con un porcentaje del 1,6%.

En los once primeros meses del año, el consumo de gas natural tuvo una variación acumulada anual del 13%.

El aprovisionamiento fue casi integralmente a través de la terminal de Sines, con el 2,5 % proveniente de la interconexión con España.

Durante los once primeros meses de 2025, el 97% del gas natural llegó por Sines, siendo los principales lugares de origen **Nigeria** y EEUU, que representaron el 51 y el 41% del suministro a **Portugal** .

Salud ambiental y cambio climático: cómo afrontar las olas de calor

- El cambio climático agrava la salud pública con olas de calor más frecuentes. Aumenta el riesgo de golpes de calor y enfermedades cardiovasculares y respiratorias.



<https://www.ambientum.com/ambientum/cambio-climatico/salud-publica-y-cambio-climatico-como-afrontar-la...>

Ambientum Portal Ambiental

Martes, 02 diciembre 2025

El cambio climático ha dejado de ser una amenaza futura para convertirse en un factor de deterioro ambiental con consecuencias inmediatas sobre la salud pública. Las alteraciones en el clima global, manifestadas en el aumento sostenido de las temperaturas y la creciente frecuencia de eventos climáticos extremos, impactan directamente en la calidad del aire, la pureza del agua y la estabilidad de la biodiversidad.

Los ecosistemas, vitales para el soporte de la vida humana, sufren modificaciones que elevan los riesgos sanitarios. Las olas de calor extremas, por ejemplo, provocan estrés térmico, deshidratación y agravan condiciones cardiovasculares y respiratorias. Adicionalmente, la variación climática reorganiza los patrones de enfermedades infecciosas, facilitando la propagación de nuevos desafíos sanitarios a lo largo de diversas latitudes del planeta.

Contenido del artículo

Toggle

- Impacto del cambio climático en la salud humana
- Las olas de calor: Un fenómeno cada vez más frecuente
- Consecuencias de las olas de calor en la salud pública
- Grupos vulnerables: ¿Quiénes son los más afectados?
- Estrategias de adaptación frente a las olas de calor en un contexto de cambio climático

- El papel de los gobiernos y políticas públicas en la mitigación del impacto climático
- Acciones individuales para protegerse durante las olas de calor
- Educación ambiental: La clave para generar conciencia y prevenir riesgos
- Conclusión: Hacia una respuesta integral para enfrentar las olas de calor

Impacto del cambio climático en la salud humana

El cambio climático intensifica problemas de salud al alterar patrones climáticos. Las olas de calor aumentan el riesgo de golpes de calor y complicaciones cardiovasculares, especialmente en ancianos y niños. Además, las temperaturas extremas agravan enfermedades respiratorias debido a la mayor contaminación del aire.

Las variaciones climáticas también fomentan la propagación de enfermedades transmitidas por vectores, como el dengue y la malaria, a nuevas regiones. La inseguridad alimentaria y el estrés hídrico, derivados del impacto en cultivos y recursos hídricos, incrementan la malnutrición y deshidratación.

El cambio climático influye negativamente en la salud mental, exacerbando ansiedad y depresión, especialmente tras desastres naturales.

Las olas de calor: Un fenómeno cada vez más frecuente

Las olas de calor se definen como aumentos extremos y sostenidos de temperaturas que superan los promedios normales en una región durante varios días consecutivos. Este fenómeno se ha intensificado debido al cambio climático, provocado en gran medida por las actividades humanas, como la quema de combustibles fósiles y la deforestación.

Factores como el incremento en la concentración de gases de efecto invernadero y las modificaciones en los patrones climáticos globales han contribuido a mayor frecuencia e intensidad de las olas de calor. Particularmente en zonas urbanas, el efecto de isla de calor agrava este problema, poniendo en riesgo a poblaciones vulnerables.

Consecuencias de las olas de calor en la salud pública

Las olas de calor impactan significativamente la salud pública, siendo los grupos vulnerables los más afectados. Entre las principales consecuencias se encuentran:

- **Aumento de enfermedades relacionadas con el calor:** Los golpes de calor, la deshidratación y el agotamiento térmico son comunes durante períodos de altas temperaturas prolongadas.
- **Agravamientos de enfermedades crónicas:** Personas con enfermedades cardiovasculares, respiratorias o renales experimentan complicaciones debido al estrés térmico.
- **Impacto en la salud mental:** Las altas temperaturas pueden provocar irritabilidad, insomnio y agravar trastornos como la ansiedad o la depresión.
- **Mayor mortalidad:** Las olas de calor incrementan los índices de mortalidad, especialmente en ancianos y niños.

Además, el colapso de servicios sanitarios durante estas situaciones exacerba los riesgos para la población general.

Grupos vulnerables: ¿Quiénes son los más afectados?

Las olas de calor tienen un impacto desproporcionado en ciertos grupos de población debido a factores fisiológicos, sociales y económicos. Entre los más vulnerables se encuentran:

- **Personas mayores:** Son especialmente susceptibles debido a la disminución de su capacidad para regular la temperatura corporal.
- **Niños y bebés:** Tienen un sistema termorregulador inmaduro y mayor exposición al entorno.
- **Personas con enfermedades crónicas:** Condiciones como cardiovasculares o respiratorias agravan los riesgos.
- **Trabajadores al aire libre:** Expuestos directamente al sol sin medidas de protección adecuadas.
- **Comunidades de bajos ingresos:** Limitado acceso a infraestructura como aire acondicionado o asistencia médica.

Identificar estos grupos es clave para diseñar estrategias de mitigación efectivas.

Estrategias de adaptación frente a las olas de calor en un contexto de cambio climático

En un escenario donde las olas de calor son cada vez más frecuentes e intensas, es crucial implementar medidas tanto individuales como colectivas para mitigar su impacto. Estas estrategias incluyen:

- **Infraestructura verde:** Promover áreas verdes en zonas urbanas para reducir el efecto de isla de calor. Los árboles y parques ayudan a enfriar el ambiente y mejoran la calidad del aire.
- **Diseño urbano adaptativo:** Emplear materiales reflectantes en edificios y pavimentaciones que disminuyan la absorción de calor.
- **Planes de alerta temprana:** Establecer sistemas de monitoreo y comunicación para prevenir riesgos durante episodios de calor extremo.
- **Adaptaciones personales:** Beber agua constantemente, usar ropa liviana, y evitar actividades físicas intensas en las horas de mayor calor.
- **Acceso equitativo:** Proveer refugios climáticos con aire acondicionado para poblaciones vulnerables, como ancianos o familias con bajos recursos.

Estas estrategias requieren colaboración entre gobiernos, comunidades y ciudadanos.

El papel de los gobiernos y políticas públicas en la mitigación del impacto climático

Los gobiernos tienen un rol fundamental en la adopción de medidas para minimizar los efectos del cambio climático y proteger la salud ambiental. Entre las estrategias más comunes se encuentran:

- **Regulación de emisiones de gases de efecto invernadero:** Implementar límites estrictos para industrias y vehículos, favoreciendo la transición hacia energías renovables.
- **Fomento de la infraestructura verde:** Plantación de árboles y creación de espacios naturales para reducir las temperaturas urbanas.
- **Promoción de prácticas sostenibles:** Incentivar el uso de tecnologías limpias en sectores económicos clave.
- **Planes de respuesta ante olas de calor:** Desarrollar alertas tempranas y protocolos para proteger poblaciones vulnerables.

Las políticas públicas se coordinan frecuentemente en colaboración internacional, asegurando un enfoque integral ante esta emergencia global.

Acciones individuales para protegerse durante las olas de calor

- **Mantenerse hidratado:** Es fundamental consumir agua regularmente, incluso sin sentir sed, para evitar la deshidratación. Evitar bebidas con cafeína o alcohol, que pueden aumentar la pérdida de líquidos.
- **Vestir ropa ligera:** Usar prendas de colores claros, sueltas y hechas de materiales transpirables como algodón ayuda a mantener el cuerpo fresco y prevenir el sobrecalentamiento.
- **Evitar la exposición al sol:** Permanecer en interiores en las horas más calurosas, especialmente entre las 12 p.m. y las 4 p.m., cuando la radiación solar es más intensa.
- **Utilizar protección solar:** Aplicar protector solar con un alto factor de protección, preferentemente superior a SPF 30, en toda la piel expuesta y usar sombreros y gafas de sol.
- **Adaptar las actividades físicas:** Reducir el esfuerzo físico al aire libre y optar por realizar ejercicios más temprano en la mañana o más tarde en la tarde.
- **Disminuir el uso de electrodomésticos calientes:** Minimizar el uso de hornos, estufas o aparatos electrónicos intensos para evitar incrementar la temperatura ambiental.
- **Crear ambientes frescos:** Usar ventiladores, aires acondicionados o abrir ventanas en horarios estratégicos para permitir la circulación de aire fresco.
- **Estar atento a síntomas de golpe de calor:** Reconocer señales de alerta como mareos, piel roja y caliente, dificultad para respirar o confusión para buscar atención médica de inmediato.

Educación ambiental: La clave para generar conciencia y prevenir riesgos

La educación ambiental desempeña un papel esencial en la preparación de las comunidades frente a los efectos del cambio climático y las olas de calor. Promueve el entendimiento sobre la relación entre las actividades humanas y las consecuencias ambientales, ayudando a modificar comportamientos dañinos.

Entre los objetivos principales se encuentran:

- **Sensibilización social** mediante campañas que explican el impacto del cambio climático.
- **Capacitación comunitaria** para adoptar medidas preventivas, como ahorro energético y gestión de recursos.

- **Fomento de estilos de vida sostenibles**, reduciendo la dependencia de actividades intensivas en carbono.

Al integrar esta educación en escuelas y programas locales, se puede generar un compromiso colectivo que mitigará riesgos ambientales.

Conclusión: Hacia una respuesta integral para enfrentar las olas de calor

Abordar el impacto de las olas de calor requiere estrategias multidimensionales que incluyan tanto la mitigación como la adaptación. La integración de políticas públicas enfocadas en la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y la mejora de infraestructuras urbanas para resistir el calor es crucial. Además, se deben fortalecer sistemas de alerta temprana y planes de respuesta para proteger a las poblaciones vulnerables.

Entre las acciones prioritarias se encuentran:

- Promover la reforestación urbana y crear espacios verdes.
- Incrementar campañas educativas sobre riesgos climáticos.
- Asegurar el acceso universal al agua potable y refugios frescos.

La colaboración entre gobiernos, comunidades y sectores privados es esencial para una solución sostenible frente a este desafío ambiental.

Redacción Ambientum

Se tramitan en España 462 proyectos de almacenamiento que suman 7.614 MW

pv pv-magazine.es/2025/12/02/se-tramitan-en-espana-462-proyectos-de-almacenamiento-que-suman-7-614-mw

Pilar Sánchez Molina, Jose Pedrosa

2 de diciembre de 2025

483 MW ya disponen de Autorización Administrativa de Construcción, mientras que 2.644 MW han obtenido Declaración de Impacto Ambiental favorable.

[Pilar Sánchez Molina](#) y [Jose Pedrosa](#)

- [Almacenamiento de energía](#)
- [Baterías](#)
- [BOE](#)
- [hibridación](#)
- [Industria](#)
- [tramitación y permisos](#)
- [España](#)



Imagen: Acciona Energía

La pasada semana se celebró en Valladolid el [AEPIBAL Day 2025, el encuentro anual organizado por AEPIBAL –la asociación española del almacenamiento energético con baterías–](#). En una de las ponencias, una portavoz de Red Eléctrica (REE) afirmó que, en este

momento, hay 21 GW de proyectos con permisos de hibridación (si bien añadió que gran parte no se ejecutará), 11 GW de almacenamiento stand-alone y 340 GW en cola de puesta en servicio.

No obstante, según los datos recogidos por los boletines oficiales de todas las provincias, así como [el Boletín Oficial del Estado \(BOE\)](#), en este momento han iniciado su tramitación administrativa un total de 462 proyectos que suman 7.614 MW de potencia en nuestro país.

Del conjunto, el 47% corresponde a instalaciones en hibridación con generación renovable y el 53% a proyectos stand-alone. La potencia media de los proyectos se sitúa en 18 MW y la capacidad media en 3,2 h.

En cuanto al avance regulatorio, 483 MW ya disponen de Autorización Administrativa de Construcción, mientras que 2.644 MW han obtenido Declaración de Impacto Ambiental favorable, lo que demuestra que una parte significativa del pipeline avanza hacia fases de ejecución. El análisis territorial muestra que Extremadura encabeza el desarrollo nacional con 1.300 MW en tramitación. Le sigue [Cataluña, con su recién aprobado decreto ley que regula las renovables y los parques de baterías en la región, que suma 975 MW](#).

Asturias, [a pesar del amago de moratoria encubierta anunciado en 2024, ocupa el tercer lugar con 949 MW](#), Aragón con 832 MW, Castilla-La Mancha con 633 MW, Andalucía con 534 MW, Canarias con 508 MW, la Comunidad Valenciana con 480 MW, Baleares con 443 MW, Castilla y León con 430 MW, el País Vasco con 170 MW, Navarra con 105 MW, Galicia con 80 MW, la Región de Murcia con 40 MW y Cantabria con 30 MW. A escala provincial destacan Asturias como principal territorio para instalaciones stand-alone, con 951 MW, y Cáceres como la provincia más relevante en hibridación, con 834 MW.

Desde el punto de vista empresarial, Iberdrola lidera el ranking con 903 MW en tramitación, seguida de Enel Green Power, con 580 MW, y Greenergy, con 345 MW. A continuación, se sitúan Matrix Renewables, con 305 MW; Forestalia, con 303 MW; Rolwind, con 279 MW; Arena Green Power, con 262 MW; Genia Bioenergy, con 260 MW; la estadounidense CEP Renewables, con 223 MW; Naturgy, con 189 MW; RIC Energy, con 173 MW; y Benbros, con 171 MW.

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



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

[01 diciembre 2025 El Boletín Oficial del Estado publicó, en la última semana de noviembre, siete proyectos de energías renovables.](#)

Authors

Pilar se unió al equipo de pv magazine en mayo de 2017, donde es responsable de contenidos de la plataforma española y latinoamericana. Trabaja para medios sobre energía solar fotovoltaica desde 2011.

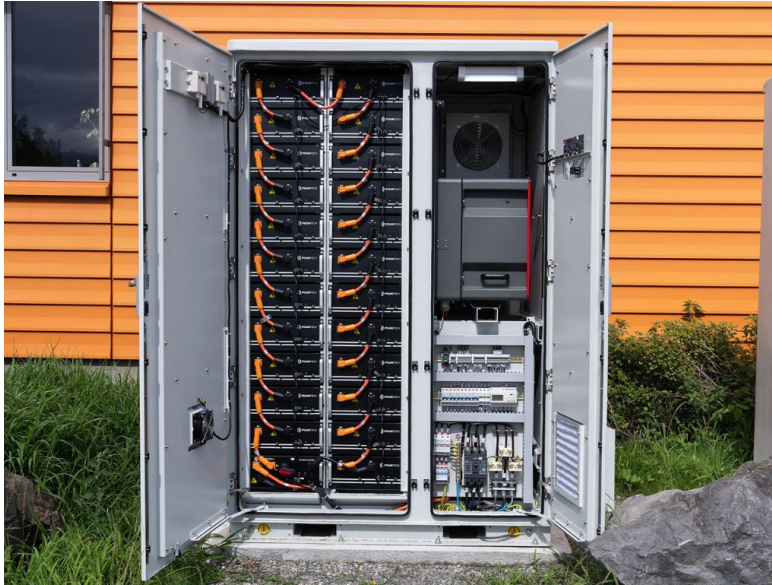
[Más artículos de Pilar Sánchez Molina](#)

[Más artículos de Jose Pedrosa](#)

Contenido relacionado

Sistemas de refrigeración en sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS): aire vs líquido - Energética 21

- La expansión del almacenamiento energético en baterías (BESS) ha impulsado la necesidad de sistemas de refrigeración eficientes y seguros que garanticen la estabilidad térmica de las celdas. Durante los ciclos de carga y descarga, el calor generado puede comprometer la vida útil y el rendimiento de las baterías, por lo...



Sistemas de refrigeración en sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS): aire vs líquido.

sistemas de refrigeración

almacenamiento de energía en baterías

bess

refrigeración líquida

refrigeración por aire

<https://energetica21.com/articulo/sistemas-refrigeracion-sistemas-almacenamiento-energia-baterias-bess-aire-v...>

Energética 21

Martes, 02 diciembre 2025

Introducción

Los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) representan una tecnología clave en la transición hacia fuentes de energía renovables, permitiendo la estabilización de redes eléctricas, el almacenamiento de energía excedente y la optimización de operaciones en aplicaciones como la generación solar y eólica. Sin embargo, uno de los desafíos críticos en el diseño de estos sistemas es la gestión térmica, ya que las baterías generan calor durante los ciclos de carga y descarga, lo que puede afectar a su rendimiento, seguridad y vida útil. Existen dos tecnologías de refrigeración: por líquido y por aire. Cada una opera bajo principios físicos distintos de transferencia de calor —conducción, convección y radiación— y se selecciona según factores como la densidad de potencia, el entorno ambiental y los requisitos de mantenimiento. En este artículo, analizaremos sus principios generales, ventajas, desventajas y, finalmente, explicaremos por qué ciertas aplicaciones, como las implementadas por Pramac, optan por la refrigeración por aire en escenarios específicos.

Refrigeración Líquida

La refrigeración líquida implica el uso de medios de enfriamiento como agua, aceite mineral, glicol u otros fluidos especializados. El principio básico radica en la circulación del refrigerante en contacto directo o indirecto con las celdas de la batería, facilitando una transferencia de calor eficiente. Puede realizarse por contacto directo, donde las baterías se sumergen directamente en el refrigerante,

permitiendo un contacto inmediato con las celdas. Esto maximiza la disipación de calor al eliminar barreras intermedias. Asimismo, pueden refrigerar por contacto indirecto mediante la instalación de placas de refrigeración y canales de flujo entre o alrededor de las celdas de la batería. El refrigerante circula a través de estos canales, absorbiendo el calor sin entrar en contacto directo con los componentes eléctricos.

Este enfoque aprovecha las propiedades físicas superiores de los líquidos, como su mayor capacidad calorífica y conductividad térmica en comparación con el aire.

La refrigeración líquida ofrece una serie de ventajas. En cuanto a eficiencia, los líquidos tienen propiedades de transferencia de calor superiores al aire, permitiendo disipar grandes cantidades de energía térmica de manera rápida. Esto es especialmente útil en aplicaciones con altas corrientes de carga y descarga, donde el sobrecalentamiento puede comprometer la seguridad y la vida útil de las celdas. Además, proporcionan una distribución térmica más uniforme. Al circular a través de placas o inmersión directa, el líquido logra mantener temperaturas homogéneas entre celdas, evitando puntos calientes que pueden acelerar el envejecimiento de las baterías.

Además, aportan mayor eficiencia en entornos confinados ya que los sistemas de refrigeración líquida pueden integrarse en espacios compactos, donde la circulación de aire sería insuficiente para evacuar el calor generado.

Los sistemas de refrigeración líquida conllevan también una serie de limitaciones, como la compatibilidad del refrigerante. El líquido debe ser químicamente compatible con materiales de las baterías y componentes del sistema, resistente a corrosión y estable frente a temperaturas extremas. Es necesario tener en cuenta que el uso de estos líquidos conlleva riesgo de fugas y mayor necesidad de sellado ya que cualquier filtración de líquido puede causar daños eléctricos y riesgos de seguridad, por lo que los requisitos de estanqueidad son estrictos.

Otra limitación de la refrigeración líquida es la complejidad de integración, el sistema requiere de bombas, tuberías, válvulas y sistemas de control adicionales, aumentando la complejidad del diseño y los costes iniciales. Del mismo modo, los costes de mantenimiento son mayores debido a que la reparación de sistemas con refrigeración líquida suele ser más compleja y requiere personal técnico capacitado, incrementando los costes operativos.

Ese impacto económico afecta también al coste de los componentes, junto con el consumo energético de bombas y sistemas de control, puede no justificarse en aplicaciones de baja exigencia térmica.

Podemos concluir que la refrigeración líquida es ideal para aplicaciones de alta densidad de energía donde se requiere una disipación rápida de calor, pero su implementación conlleva desafíos logísticos y económicos significativos.

Refrigeración por aire

La refrigeración por aire utiliza el aire como medio principal para el intercambio de calor, promoviendo la circulación de aire alrededor de las baterías. Este método se divide en dos categorías principales:

- La convección natural, que consiste en un sistema pasivo que aprovecha el flujo natural de aire ambiental para disipar el calor. No requiere componentes activos, lo que lo hace simple y energéticamente eficiente en entornos con temperaturas moderadas.
- La convección forzada, que incorpora ventiladores o conductos de aire diseñados específicamente para generar un flujo dirigido, mejorando la disipación en espacios confinados o bajo cargas térmicas más altas.

Este método es ampliamente adoptado debido a su simplicidad y bajo impacto ambiental, ya que no involucra fluidos potencialmente contaminantes. Entre otras ventajas, cuenta con mayor simplicidad y fiabilidad al incorporar menos componentes mecánicos y eléctricos, reduciendo riesgos de fallo y tiempos de inactividad. Este sistema proporciona una mayor flexibilidad de integración debido a su fácil adaptación a diferentes tamaños y configuraciones de módulos. En cuanto a eficiencia energética, en aplicaciones moderadas, ciclos bajos (0,25–0,8C), la energía consumida por ventiladores representa <1% de la potencia nominal. En lo que respecta a costes, el mantenimiento es sencillo y más económico ya que los ventiladores y conductos son fáciles de inspeccionar y reemplazar, sin necesidad de líquidos ni bombas. A todo esto, se le suma su mayor sostenibilidad ambiental al no necesitar líquidos que puedan contaminar y generar residuos químicos.

La refrigeración por aire presenta algunas limitaciones técnicas, como una capacidad limitada a altas cargas, ya que la baja conductividad y capacidad calorífica limitan la disipación rápida en aplicaciones >1C. También supone una mayor desigualdad térmica al ser más complicado mantener $\pm 2^{\circ}\text{C}$ entre celdas, especialmente en configuraciones densas o apiladas. Además, los tiempos de recuperación son más largos tras un sobrecalentamiento o subenfriamiento, debido a la menor densidad energética del aire.

Conclusión

Aunque la refrigeración por aire puede no ser tan eficiente en escenarios extremos, su facilidad de integración la hace preferible en muchas aplicaciones industriales. En muchos BESS de uso diario limitado, la refrigeración por aire logra mantener un balance óptimo entre rendimiento térmico, coste y sostenibilidad, consolidándose como la opción preferida en aplicaciones comerciales y residenciales.

En el contexto de aplicaciones específicas, como las desarrolladas por Pramac, la refrigeración por aire se selecciona por su alineación con objetivos operativos y económicos. Enfocados en una vida útil extendida con tasas de C moderadas (0.25-0.8C), la refrigeración líquida no ofrece ventajas significativas, ya que las cargas térmicas no justifican su complejidad adicional. Además, en escenarios con un ciclo por día (por ejemplo, en sistemas EVO), los costos específicos son altos, haciendo que la refrigeración por aire sea más rentable. Su mantenimiento sencillo asegura una operación fiable y de bajo costo a largo plazo.

En última instancia, la elección entre un sistema de refrigeración u otro va a depender del perfil de uso del BESS. Para sistemas con demandas térmicas moderadas, el aire representa una solución óptima, promoviendo la adopción masiva de tecnologías de almacenamiento sostenible. Futuras investigaciones podrían explorar híbridos para optimizar aún más estos sistemas en entornos variables.

Artículo escrito por:
Pramac

SÓLIDA se instala en México

- SÓLIDA ha decidido dar un paso adelante en su proceso de internacionalización con la apertura de una subsidiaria en México.



SÓLIDA se instala en México.

<https://elperiodicodelaenergia.com/solida-se-instala-en-mexico/>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

SÓLIDA, líder en servicios de ingeniería, consultoría y supervisión de obra para energías renovables e infraestructura eléctrica, **ha decidido dar un paso adelante en su proceso de internacionalización con la apertura de una subsidiaria en México**, un movimiento estratégico que le permitirá afrontar con garantías los proyectos de envergadura que se esperan en la región para los próximos años.

“Instalarnos por fin en México es todo un hito para nosotros. Llevábamos mucho tiempo esperando que el viento volviera a soplar a favor de las renovables en el país”, indica **Andrés Medina**, Global Business Development Director de la compañía. “Con esta apertura, junto a las oficinas ya existentes, tendremos equipos locales suficientes para atender a todo el continente americano”, concluye.

Medina asumirá el rol de Director de Ingeniería, liderando un potente equipo multidisciplinar que espera crecer rápidamente y que atenderá las necesidades de los clientes en sus proyectos solares, eólicos y de almacenamiento con baterías (“BESS”), además de en subestaciones y líneas de alta tensión. Marcos es Ingeniero Electromecánico por la UNAM y atesora más de 12 años de experiencia en la ingeniería, construcción y puesta en marcha de proyectos de energías renovables en México, Centroamérica, Colombia y Caribe.

El panorama para las energías renovables en **México** es, para muchos, promisorio, a tenor del recientemente actualizado marco regulatorio y de una planificación energética de largo plazo que prioriza la expansión de fuentes limpias. El nuevo enfoque del Gobierno de Sheinbaum está acelerando la tramitación de proyectos de generación a escala utility y, al mismo tiempo, abre espacio para nuevos esquemas de generación distribuida y autoconsumo industrial.

La cartera de SÓLIDA

La implementación de la nueva Ley del Sector Eléctrico y sus reglamentos secundarios han establecido un marco más claro para la participación de promotores independientes. Paralelamente, el Plan de Desarrollo del Sector Eléctrico 2025–2039 fija metas específicas para la incorporación de capacidad solar y eólica al sistema. A ello se suma la reciente convocatoria de SENER para proyectos renovables, orientada a agilizar permisos y trámites de interconexión. En conjunto, estas medidas han dado lugar a un entorno más estable y propicio para el crecimiento del sector, abriendo una ventana significativa para el desarrollo de nuevos proyectos en el país.

En este escenario de expansión, **SÓLIDA ha decidido apostar por un mercado en el que acumula más de 6,5 GW de experiencia** ; entre ellos, algunos de los proyectos **solares, eólicos y de almacenamiento** que iniciarán su construcción en 2026 y en los que la empresa lleva meses involucrada.



Transición energética

Tarragona entra en el mapa europeo para acoger una central de fusión nuclear

El triángulo entre Vandellòs, Ascó y Amposta y Tarragona capital, entre las eventuales opciones de esta futura energía

RAÚL COSANO
TARRAGONA

La fusión nuclear, la que puede ser la energía del futuro, mira a Tarragona. La provincia es una de las zonas con potencial técnico para albergar una futura central de fusión, una energía aún no disponible pero que, en líneas generales, busca replicar en la tierra el proceso que se produce en el interior del sol y las estrellas y puede ser decisiva en las próximas décadas.

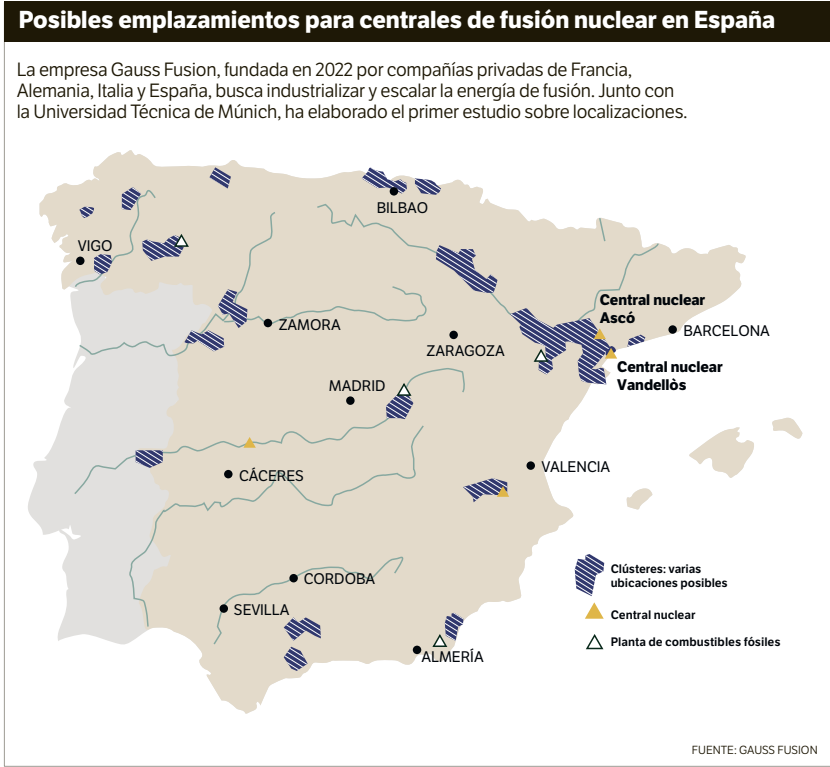
Así lo establece el primer gran estudio europeo sobre localizaciones promovido por la empresa Gauss Fusion y elaborado por la Universidad Técnica de Munich. Gauss Fusion es una firma fundada en 2022 para construir la primera planta comercial de esta tecnología en el continente.

El informe no detalla ninguna instalación concreta pero sí incluye un amplio territorio del Camp y el Ebre en los espacios con las condiciones para ser valorado en fases posteriores. A pesar de ser una aproximación teórica e inicial, sitúa a Tarragona en el mapa europeo de esta carrera energética. Y lo hace señalando ampliamente la provincia, marcando, alrededor de Vandellòs y Ascó, buena parte de las Terres de l'Ebre, hasta bajar incluso al Delta.

Energía limpia y segura

Las centrales delimitan ese vasto terreno perfilado que incluye a las comarcas ebrenses. Pero también se identifica un eventual emplazamiento alrededor de Tarragona capital, que puede corresponder al entramado de los polígonos químicos norte y sur. Son, todas ellas, áreas susceptibles de ser sede de fábricas para generar esta energía limpia, segura y sin residuos.

Los clústeres ya existentes sirven de criterio para dibujar sobre el terreno las zonas potencialmente interesantes. En España hay hasta 17 puntos localizados, pero ninguno tan extenso, al menos sobre el mapa actual, como el de Tarragona, que aparece mencionada explícitamente así: «En toda España se identificaron 17 agrupaciones entre Logroño, Zaragoza y Amposta, así como en zonas industriales clave con una



alta demanda de electricidad y una fuerte conectividad, como Olaberria, Castellbisbal y Sestao».

Añade el informe que lugares como Lemóniz, «donde se planificó una central nuclear que nunca se completó, y emplazamientos de centrales nucleares existentes, como Vandellòs y Ascó, cuya clausura está prevista para 2034, podrían servir en el futuro como posibles ubicaciones para centrales de energía de fusión».

El estudio tiene en cuenta criterios como las condiciones geológicas, sísmicas, meteorológicas o acceso a infraestructura. El análisis marca el siguiente hito en la estrategia de Gauss Fusion para llevar la fusión de la investigación a la realidad. Se difunde tras la publicación de su Informe de Diseño Conceptual (CDR), entregado a la Cancillería alemana en octubre.

La decisión definitiva de esta primera planta se espera para finales de 2027

El informe, realizado durante el último año, identifica 150 clústeres industriales con 900 emplazamientos en toda Europa, todos ellos capaces de albergar potencialmente la primera generación de centrales de energía de fusión.

Frédéric Bordry, CTO de Gauss Fusion, señala que el estudio «marca la transición del diseño al despliegue de la tecnología en Europa» y que ha proporcionado a la compañía «una metodología sólida y una base de datos geoespacial para evaluar sistemáticamente posibles emplazamientos de fusión en toda Europa».

La presencia de Tarragona no implica una decisión inmediata pero es un punto de partida. «Con este marco –indica Bordry–, podemos analizar cualquier nueva ubicación propuesta por gobiernos o socios utilizando criterios coherentes, transparentes y basados en la evidencia, convirtiendo el camino europeo hacia la energía de fusión en una realidad práctica y ejecutable».

«Integrarse en el tejido industrial»

Por ahora se conoce solo un avance del estudio, a la espera de su validación y publicación en una revista científica, como confirma Gauss Fusion al *Diari*. Luego se debatirán las conclusiones con los gobiernos europeos, los socios industriales y los reguladores de todo el continente, a medida que Gauss Fusion avance en esos procesos de consulta. La selección fi-

¿Qué es la fusión?

- **¿Cómo es el proceso?** Es similar al que alimenta al sol y a las estrellas: núcleos ligeros de átomos (como el hidrógeno) se fusionan para formar átomos más pesados (como el helio), liberando una enorme cantidad de energía.
- **¿Por qué es una energía tan prometedora?** No genera emisiones de dióxido de carbono en la reacción. No hay riesgo de fusión del reactor como en la fisión. Los residuos son mínimos y de vida corta.
- **¿Dónde está la dificultad?** Se trabaja con millones de grados de temperatura y una presión gigantesca. Uno de los retos es fabricar materiales que soporten la radiación y el calor.
- **¿Para cuándo?** Los plazos son inciertos pero se espera que la primera planta comercial llegue alrededor de 2040-2050. Hay una carrera entre Europa, EEUU y China.
- **¿Qué dimensión tendrá?** Se estima que la UE disponga de 200 plantas de fusión nuclear para finales de siglo.

nal de los emplazamientos se espera para finales de 2027. La inclusión de Tarragona y de otras ubicaciones con fuerte implantación de fábricas no es en vano, como indica Milena Roveda, CEO de Gauss Fusion: «Las futuras centrales de energía de fusión no deberían existir de manera aislada, sino integrarse en el tejido de la base industrial existente en Europa».

Roveda añade que en Europa «ya existen la infraestructura, la industria y las redes energéticas necesarias para convertir la fusión en una fuente de energía práctica, escalable y soberana».

A nivel institucional en España, el pasado mes de mayo el Congreso de los Diputados aprobó una Proposición No de Ley (PNL) presentada por el Grupo Parlamentario Socialista para la elaboración de una Estrategia Nacional de Fusión Nuclear.



Caní Fernández, presidenta de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). JM CADENAS

La CNMC fulmina al hombre clave en la guerra de ingresos de las eléctricas

Cambia al subdirector de Regulación Económico-Financiera y ahonda el cisma interno

PAULA MARÍA MADRID

El pleno de la CNMC, que preside Caní Fernández, fulmina a su hombre clave para los asuntos económicos del sector energético. Según confirman varias fuentes a EL MUNDO, en su reunión de ayer, el Consejo aprobó el cese de Ismael Bahillo como subdirector de Regulación Económico-Financiera, cargo que ocupaba desde 2013. La decisión es inusual y llega en un momento especialmente delicado, mientras el Consejo de Estado prepara su dictamen sobre el nuevo marco retributivo de las redes eléctricas, un paquete normativo en el que el área de Bahillo ha jugado un rol fundamental. Su revisión no solo ha desatado una guerra total entre las empresas, el Gobierno y el supervisor, también ha abierto un cisma interno en la propia CNMC.

Se trata de un cese en diferido. Bahillo permanecerá al frente de la subdirección hasta final de año. Entonces, el cargo saldrá a concurso. La cúpula del supervisor aún no ha decidido el destino de Bahillo. Su despido no es una opción —ni está justificado ni una eventual indemnización es ahora asumible dada la situación de la CNMC—. La vía que gana enteros pasa por desplazar al técnico de los niveles de decisión de la dirección de Energía, donde Bahillo se había convertido en una voz discrepante.

El movimiento ha sorprendido tanto dentro del organismo como en los círculos más elevados del Ibex ener-

gético, en los que ya ha trascendido la noticia y donde describen al subdirector como «duro, pero justo» y «un técnico ortodoxo preocupado por que sus decisiones contribuyeran al prestigio a largo plazo del supervisor». En la historia de la CNMC no hay precedentes de ceses de un subdirector de Energía, un cargo de confianza pero con un fuerte componente técnico, del que dependen áreas sensibles. En el caso de Bahillo, las circulares que fijan la rentabilidad del negocio regulado de las eléctricas, con un impacto directo y millonario en las cuentas del sector.

Fuentes cercanas califican el momento de «inoportuno». En el ámbito

de la retribución de las redes de gas, otro proceso que amenaza con un fuerte enfrentamiento entre el supervisor y el sector privado. En el contexto actual, estas revisiones han despertado aún más tensión de lo habitual. Las redes, como activos regulados, se han convertido en un refugio para los accionistas de las energéticas, un sector enormemente expuesto a los vaivenes geopolíticos.

Lo cierto es que Bahillo se había convertido en una voz discordante en las últimas decisiones de calado que ha tomado la dirección de Energía, a la que está adscrita su área y que capitanea Rocío Prieto. El subdirector discrepaba de la postura oficial de la CNMC —la de la propia Prieto—, que finalmente se impuso en la propuesta del regulador, que definirá lo que las eléctricas cobran por sus redes en los próximos seis años.

El paquete normativo, que la Comisión aprobó el 29 de octubre y que ahora se encuentra en el Consejo de Estado, introdujo un factor de riesgo para el negocio de distribución que antes no existía. A partir de ahora, las distribuidoras (Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP) recibirán más o menos por sus inversiones en función de la demanda que finalmente se conecte a sus redes. Es decir, cobrarán menos de lo previsto si sus actuaciones no se traducen en más consumidores conectados a sus infraestructuras.

Por el contrario, el negocio de Red Eléctrica, el operador de la red de transporte (alta tensión), seguirá rigiéndose por el modelo anterior y no incorporará ese riesgo. Bahillo defendía que las distribuidoras debían recibir una tasa de retorno financiero mayor a la del operador estatal, de forma que el riesgo fuese realmente compensado.

Su postura la han apoyado consejeros disidentes, como María Jesús Martín, próxima al Gobierno, o Josep María Salas, que fue propuesto por ERC. Ambos emitieron votos particulares a estas normas en los que criticaron con dureza la propuesta final de la CNMC, que calificaron de «arbitraria, confiscatoria y discriminatoria». Ninguno habría apoyado el cese de Bahillo. El propio Ministerio de Transición Ecológica se alineó recientemente con el planteamiento de los consejeros críticos. En su informe de orientaciones sobre el citado paquete normativo, la cartera cuestionó que ese riesgo estuviera bien ponderado en la propuesta de la CNMC. El cese de Bahillo, quien ya era subdirector de Regulación en la antigua CNE, da muestras de la aguda división interna, pero es también una evidencia de la pérdida de influencia del Gobierno en el supervisor.

31

De diciembre. El relevo al frente de la subdirección económica no se ejecutará hasta final de año, indican las fuentes.

de competencia de Bahillo recae la retribución de las redes de distribución y transporte, es decir, el marco que definirá la rentabilidad de las inversiones en una infraestructura crítica que realicen gigantes como Iberdrola o Endesa y también Redeia. Ambos deben aprobarse definitivamente antes de que acabe el año. Es inminente, además, la actualización tam-



Antenas sobri



Las redes de las 'telecos' tendrán que resistir 4 horas en otro apagón

JOSÉ M. RODRÍGUEZ SILVA

MADRID

El Gobierno prevé obligar a los operadores a que garanticen cuatro horas de conexión móvil para un 85% de la población en el próximo apagón o catástrofe natural. Así reza el real decreto ley presentado a consulta pública por el Ministro para la Transformación Digital tras meses de negociaciones con los operadores.

El Ejecutivo apunta que en torno al 30% de los 10.400 emplazamientos de red que serían necesarios para dar cobertura al 85% de la población del país ya disponen de baterías o equipos electrógenos, por lo que habría que actualizar el 70% restante, para lo que calculan una inversión de 73 millones de euros, muy por debajo de las previsiones que tenía el sector.

El decreto establece distintos niveles de resistencia para centros de datos, cables submarinos y todas las instalaciones que tienen algo que ver en el funcionamiento de Internet y la red móvil.

Según detalla el texto, todos estos operadores deberán presentar en seis meses un plan de seguridad en el que se recojan sus infraestructuras y el grado de criticidad. En las infraestructuras de primer nivel se exigirá tener garantizada la operatividad durante 24 horas. También se protocolizará la elaboración de informes con incidencias que afecten a las comunicaciones del 112 u otros servicios de emergencia.

«Con el fin de disponer de información fidedigna en el menor tiempo posible, se refuerzan las obligaciones de notificación de incidentes. Así, se prevé que haya una notificación inicial como máximo una hora después de comenzar el suceso», se subraya en el decreto. El incumplimiento de las medidas recogidas en el de-



obre un edificio en Madrid. S. E. NISTAL

cretosupondrá sanciones de hasta dos millones de euros a las empresas y también de hasta 30.000 euros para sus representantes legales o directivos, según se desprende del texto.



EMPRESAS

Apagón: la red móvil debe asegurar cuatro horas al 85% de la población

COMUNICACIONES/ El Gobierno hace recaer en las 'telecos' el coste de garantizar una resiliencia eléctrica elevada, en un programa sin ayudas públicas que ha levantado ampollas entre operadoras y 'torreras'.

Ignacio del Castillo. Madrid

El Gobierno desveló ayer el borrador del real decreto de resiliencia de las redes, iniciativa puesta en marcha a raíz de la rápida caída de las redes móviles como consecuencia del apagón del 28 de abril. La novedad más destacable es que establece tres jerarquías de redes, de forma que habrá una parte de la red que se considerará de primer nivel, otra de nivel intermedio y el resto, cada una con un plazo de resiliencia eléctrica diferente.

Según señala el Ministerio de Transformación Digital, "en el caso de que haya una interrupción de suministro eléctrico, las infraestructuras de primer nivel deberán tener garantizada la operatividad durante al menos 24 horas. Las instalaciones clasificadas de nivel intermedio deberán ser operativas durante al menos 12 horas. El resto deberá tener garantizada la operatividad durante cuatro horas. En el caso de la red móvil, estas cuatro horas deben mantener la cobertura al 85% de la población".

Para garantizar la operatividad en caso de apagón es necesario equipar los emplazamientos de telefonía móvil con baterías eléctricas (caras

DISCREPANCIA

El Gobierno minimiza el coste de la medida y cree que se puede lograr con entre 51 y 73 millones, pero el sector calcula unos **100 millones de inversión inicial por 'teleco'**, es decir, hasta seis veces más, y un aumento del gasto recurrente.

y pesadas y que hay que reemplazar periódicamente, por lo que su instalación eleva el capex y el opex a largo plazo) o con generadores de gasóleo.

Inversiones millonarias

Reforzar la capacidad de resiliencia de las redes puede costar inversiones millonarias tanto a las *telecos* -Movistar, Masorange, Vodafone y Digi- como a las empresas de torres como American Tower, Cellnex, Totem y Vantage Towers, que sólo afrontarán ese gasto si hay un contrato detrás con los operadores que les garantice una rentabilidad a la inversión, elevando así el gasto de las *telecos*.



Oscar López, ministro para la Transformación Digital, ayer.

Fuentes del sector señalan al menos 100 millones por cada uno de los tres grandes operadores y anticipan dificultades porque muchas de las azoteas no podrán soportar el peso de las baterías necesarias para asegurar el servicio de dos operadores.

En un escenario en que las *telecos* atraviesan dificultades económicas, la obligación de destinar más recursos a ro-

bustecer la resiliencia eléctrica supondrá poder destinar menos a otras partidas como el aumento de la capacidad o de la cobertura.

El Ejecutivo ha minimizado la necesidad inversora de la medida, que se plantea sin ayudas públicas, al menos inicialmente. El borrador de decreto señala que en torno al 30% de los 10.400 emplazamientos de red necesarios pa-

ra dar cobertura al 85% de la población ya están equipados para garantizar cuatro horas, por lo que sólo habría que reforzar unos 7.280, a un coste unitario de unos 7.000 euros, por lo que en base a estas estimaciones el Gobierno considera que el coste de entre 51 y 73 millones de euros es "proporcional y equilibrado".



La Xunta pide al Gobierno más fondos para Galicia del plan para renovar la red eléctrica

La 'conselleira' de Industria dice que de los 13.000 millones solo el 2% son para la región

Carlos Asensio MADRID.

La Xunta de Galicia, en boca de la *conselleira* de Economía e Industria, María Jesús Lorenzana, reclamó ayer más fondos para la región del plan de renovación de la red eléctrica que tiene en marcha el Gobierno de España, de manos del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico, encabezado por Sara Aagesen.

En su discurso de apertura del *II Foro Empresarial Galicia: "La energía, clave de la reindustrialización en Galicia"*, organizado por *elEconomista.es* en Santiago de Compostela, Lorenzana fue muy crítica con el Ejecutivo en esta materia, asegurando que "ha iniciado lo que yo creo que es un mero parche político-electoralista de la nueva modificación de la red de transporte".

La dirigente gallega contó que el lunes, los consejeros responsables en materia de energía de las Comunidades Autónomas tuvieron la conferencia sectorial con el Ministerio de Aagesen y de la que salieron "nuestros" avances, aseveró.

"Sabemos que hay 13.000 millones de euros para reforzar la red de transporte en la próxima planifica-

ción", explicó, al mismo tiempo que criticó la "falta de transparencia" con respecto al reparto de fondos.

"Tenemos que saber lo que se está invirtiendo en Galicia, en País Vasco, en Madrid o lo que se está invirtiendo en Cataluña; en los proyectos de consumo y también de evacuación que tiene cada una de las comunidades", denunció la *conselleira*.

Denuncia que el peso relativo de la Comunidad en la asignación "no llega al 5%"

La responsable de Economía e Industria aseguró que ahora mismo los fondos que "tenemos asignados, creemos que no llegan a 400 millones", lo que supone un 2,7% del total presupuestado, según la Xunta.

"Nuestro peso relativo es de entre un 5% y un 6% y la cantidad de proyectos industriales maduros y tramitados o con avanzado grado de tramitación que hemos presen-



La 'conselleira' de Economía e Industria, María Jesús Lorenzana. A. MARTÍN

tado al Gobierno, así como de proyectos renovables también a futuro, fundamentalmente de eólica *off-shore* y también de hidráulica reversible, es muy numeroso".

Por tanto, desde la Xunta creen que "no tiene ningún sentido" que la región gallega "no se vea más reforzada". "Con lo cual seguiremos reclamando desde el punto de vista económico", abundó.

Lorenzana se mantuvo muy crítica con los planes de descarbonización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), en el que "han ido aumentando las renovables", pero "no han ido reforzando el transporte". Asimismo, reiteró que "no es de recibo" que cuando un inversor llega a una Comunidad se le diga que "a lo mejor dentro

Demanda más rapidez en las ejecuciones para no hacer esperar tanto a los inversores

de 6, 7, 8, 9, 10 años es posible que se pueda reforzar la red de transporte y crear una subestación o reforzar una posición para que pueda suministrarse la energía acorde a la potencia que tiene su proyecto". Por tanto, otra de las exigencias que el Ejecutivo gallego lleva por bandera, a través del departamento que dirige Lorenzana, es "rapidez, rapidez y rapidez" en las reformas.



De izda. a dcha.: Rubén Esteller ('elEconomista.es'); María Couto (Xeal); Víctor Toca (Ecogalia/Toysal-Cycle); Emilio Bruquetas (Recursos de Galicia); Francisco Silva (Iberdrola Galicia); Borja Carvajal (Gómez-Acebo & Pombo); Joaquín García-Boto (EDP).

ALBERTO MARTÍN

Las energéticas advierten de que Galicia está "atascada" por la saturación de la red

La región desperdicia su ventaja renovable por la falta de accesos y un marco regulatorio desfasado

elEconomista.es MADRID.

Galicia afronta una paradoja energética que amenaza su capacidad para atraer inversiones industriales y consolidar su peso renovable. Grandes compañías del sector alertaron en el debate *El desarrollo energético gallego*, celebrado en el *Foro Empresarial Galicia* de *elEconomista.es*, de que la comunidad sufre un exceso de generación verde y, al mismo tiempo, una red saturada que impide incorporar nuevos proyectos, almacenamiento y consumidores intensivos. Todo ello, agravado por el bloqueo judicial de decenas de iniciativas y un marco regulatorio que consideran desactualizado.

Los ponentes coincidieron en que Galicia mantiene un peso histórico en la actividad industrial y energética, con sectores consolidados como la hidráulica o la eólica, y emergen-

tes como el biometano. Destacaron su arraigo en la comunidad, las inversiones realizadas y el empleo generado, y subrayaron que las energías renovables son fundamentales para sostener la competitividad industrial de la región. No obstante, los bajos precios del exceso de generación renovable y el colapso de los nudos de evacuación de la red impiden la conexión de nueva capacidad renovable, la instalación de almacenamiento y la llegada de industrias que consuman esa energía. Según los ponentes, este bloqueo genera un círculo vicioso que limita el desarrollo industrial y la transición energética.

La planificación y tramitación de las redes se consideró insuficiente. Todos los participantes coincidieron en la necesidad de reforzar nudos, construir nuevas líneas y mejorar subestaciones, además de aumentar la capacidad de almacenamiento para

Alertan de proyectos paralizados, precios bajos y obstáculos regulatorios que ralentizan el avance

estabilizar el sistema y absorber el excedente energético. A esta limitación técnica se suma un importante bloqueo judicial: sólo en la región, 92 de los 128 proyectos activos están paralizados, afectando a 6.000 millones de inversión y 2.000 empleos. Aunque el TJUE ha aclarado parcialmente algunos argumentos, se espera que los procesos se prolonguen varios años, generando incertidumbre y retrasando la transición energética.

El Real Decreto-Ley 23/2020, puesto en marcha por el Gobierno para

evitar la especulación con los puntos de conexión, también fue objeto de críticas al considerar que, si bien cumplió su función inicial, hoy dificulta la financiación y penaliza proyectos viables. La recomendación fue que debería derogarse o adaptarse para facilitar la inversión. A ello se suma la falta de señales de precio y la aversión al riesgo de las entidades financieras, que dificultan aún más la ejecución de estos proyectos.

El debate puso además de relieve la necesidad de aumentar la demanda industrial y avanzar en electrificación. España mantiene una alta dependencia de combustibles fósiles, frente a lo que los expertos reclamaron impulsar el vehículo eléctrico, las bombas de calor, programas de rehabilitación energética y atraer industrias electrointensivas que puedan aprovechar la energía renovable disponible. El biometano también se

destacó como oportunidad, aunque las limitaciones de conexión a la red de gas y la falta de infraestructuras en algunos polígonos dificultan su desarrollo. Asimismo, los bajos índices de reciclaje en España limitan el volumen de residuos disponible para producir biogás. Los participantes alertaron sobre la necesidad de mejorar la percepción social de los proyectos. Aunque la oposición real es limitada, los beneficios generados (empleo, impuestos y alquileres) no siempre se perciben, para lo cual abogan por mejorar la comunicación con la ciudadanía. Finalmente, se subrayó que aprovechar la ventaja del territorio es estratégico para reindustrializar zonas como Ferrol, competir frente a países con gas barato y desarrollar nuevas industrias (hidrógeno, baterías y combustibles verdes) que refuercen la competitividad y la soberanía energética de Galicia.



Empresas & Finanzas

“Romper el círculo vicioso de nudos saturados y precios bajos es clave para crecer en renovables”

María Couto arrancó su intervención anunciando la puesta en marcha de la nueva línea de aleación de cromo de Xeal, que se suma a su producción de silicio, ferrosilicio y manganesos, con una capacidad total de 189.000 toneladas repartidas en dos plantas en la Costa da Morte. Subrayó también la importancia de su división energética, que incluye 10 centrales hidroeléctricas con 167 MWh de capacidad y 550.000 MW anuales de generación.

En el debate sobre el desarrollo energético gallego, Couto alertó sobre el exceso de generación renovable y la saturación de los nudos de evacuación, que impiden conectar nueva generación, almacenamiento y proyectos industriales. Señaló que esta situación genera un “círculo vicioso” que limita la electrificación y el crecimiento industrial, y añadió que los proyectos de almacenamiento, como su iniciativa de 400 MW en Monte da Ruña, son clave para estabilizar la red, aunque su construcción y tramitación pueden prolongarse hasta diez años.



María Couto
CEO de Xeal

Couto insistió en la necesidad de seguridad jurídica para atraer inversión a proyectos de gran envergadura. Subrayó que sin garantías claras sobre la planificación y regulación, los promotores enfrentan una situación de indefensión que puede hacer que las inversiones se desplacen a otros países. Por último, destacó que para desbloquear la transición energética es necesario simultáneamente desarrollar generación renovable, almacenamiento y demanda industrial, junto con políticas públicas coordinadas que den señales claras al mercado y permitan que la industria y los promotores generen riqueza para Galicia.

“Nuestra planta de biometano en O Porriño (Pontevedra) inyectará gas a las industrias del entorno”

Víctor Toca, presidente de Ecogalia, centró su intervención en la puesta en marcha de la planta de biometano en O Porriño, un proyecto conjunto de Toysal y Cycle con una inversión significativa. Toca destacó que la planta ya ha iniciado pruebas y que Ecogalia se encarga de la gestión de residuos y diseño de la instalación, mientras que Cycle aporta las técnicas de limpieza del biogás y su inyección en la red, lo que permitirá suministrar gas a las industrias del entorno, constituyendo un hito para Galicia. El presidente de Ecogalia señaló que el proyecto inicial producirá 22 GW de energía, con previsión de ampliación hasta 70 GW, aunque su expansión se encuentra limitada por la infraestructura de la red de gas en algunos polígonos industriales. Toca subrayó la necesidad de mejorar la conexión de futuras instalaciones y la importancia de aumentar la demanda para absorber la energía generada.

Respecto a la gestión de residuos, Toca explicó que España es el país europeo que menos recicla, lo que limita la disponibilidad de materia prima para biogás. Asimismo, señaló que muchos ayuntamientos no



Víctor Toca Achurra
Presidente de Ecogalia
(Toysal-Cycle)

facilitan la recogida adecuada ni instalan los contenedores necesarios, lo que complica el desarrollo de nuevas plantas. Toca insistió en que los residuos representan solo una fracción del coste total del servicio y que su correcta valorización requiere inversiones y coordinación con las administraciones locales. A su juicio, para consolidar la industria del biometano en Galicia es imprescindible resolver las limitaciones de la red de gas, aprovechar los residuos disponibles y fomentar la concienciación social sobre el reciclaje. Destacó también que, pese a los obstáculos, Ecogalia busca expandir sus plantas en la región, aumentar la producción de biometano y contribuir al desarrollo industrial.

“Usamos IA para desarrollar proyectos industriales adaptados a cada polígono y puerto”

Emilio Bruquetas, CEO de Recursos de Galicia, centró su intervención en el papel estratégico de los recursos naturales y la transición energética en la comunidad. Subrayó que la compañía, participada en un 34% por la Xunta y por 32 empresas que representan el 14% del PIB gallego, trabaja para convertir estos recursos en riqueza social mediante inversiones

en planes industriales sostenibles.

Bruquetas destacó la importancia de superar los problemas de acceso a la red, que limitan la instalación de nuevos proyectos pese al exceso de energía renovable disponible. Señaló que los retrasos judiciales y la compleja tramitación dificultan la llegada de inversiones y la ejecución de proyectos energéticos, encareciendo los costes y afectando a la competitividad. Resaltó también la puesta en marcha de un análisis de todos los polígonos y puertos regionales, evaluando infraestructuras energéticas y patrones de consumo, y el empleo de inteligencia artificial para adaptar los proyectos a cada zona.



Emilio Bruquetas
Consejero delegado de Recursos de Galicia

“La energía renovable barata en Galicia es clave para atraer industria competitiva”

Francisco Silva, delegado de Iberdrola en Galicia, subrayó el papel clave de las renovables para la competitividad industrial. Señaló que España sigue dependiendo en exceso de combustibles fósiles y reclamó avanzar en electrificación y rehabilitación energética para aumentar la demanda y absorber el excedente renovable. Destacó que los parques

eólicos y centrales hidroeléctricas gallegas generan empleo, impuestos y actividad económica local, aunque sus beneficios no siempre se perciben. Silva alertó sobre la falta de señales regulatorias y precios adecuados, que limitan la inversión privada, y reclamó reforzar nudos y líneas de la red para facilitar la conexión de proyectos industriales, almacenamiento y biometano. Insistió en el territorio cuenta con algunas de las energías renovables más baratas de Europa, lo que constituye una ventaja competitiva estratégica frente a países con gas barato, capaz de atraer nuevas industrias y reindustrializar zonas como Ferrol.



Francisco Silva
Delegado de Iberdrola en Galicia

“Hay un gran apetito inversor, solo falta que la regulación habilite la inversión”

Borja Carvajal, socio de Gómez-Acebo & Pombo, centró su intervención en los obstáculos legales y regulatorios que afectan al desarrollo energético en Galicia. Señaló que 92 proyectos renovables están paralizados, con 6.000 millones de inversión y 2.000 empleos en juego, debido a recursos judiciales y a un marco regulatorio desfasado. Explicó que el TJUE

ha resuelto parcialmente algunos argumentos, lo que abre expectativas, pero que los procesos judiciales seguirán retrasando la ejecución de proyectos durante años. Criticó el RD 23/2020, que, según él, ya cumplió su función de frenar la especulación, pero hoy dificulta la financiación, aumenta el riesgo de pérdida de puntos de conexión y penaliza iniciativas viables. Carvajal subrayó que la inversión privada existe y hay apetito por proyectos de baterías, hidrógeno o metanol, pero solo puede concretarse si existe seguridad jurídica y claridad regulatoria que facilite señales de precios adecuadas y fije las condiciones para industrializar.



Borja Carvajal
Socio de Público y Sectores Regulados de Gómez-Acebo & Pombo

“Las empresas no pueden planificar, los cambios de reglas y suspensiones frenan los proyectos”

Joaquín García-Boto, *Project Development Manager* de EDP, abordó los retos operativos y administrativos que enfrenta el sector renovable en Galicia. Señaló que los plazos rígidos para tramitaciones, declaraciones de impacto y admisiones a trámite han generado estrés en empresas y administraciones, dificultando la ejecución de proyectos. Explicó que la modificación de proyectos y

las suspensiones judiciales retrasan la inversión y afecta a la planificación de turbinas, fabricación de componentes y contratos PPA. Subrayó que, a pesar de la percepción de oposición social, la aceptación real es elevada y los alcaldes apoyan los parques eólicos, destacando los beneficios en impuestos, alquileres y empleo. Criticó la falta de señales claras para repotenciar proyectos y la incertidumbre regulatoria que frena inversiones de gran escala, como almacenamiento y bombeo hidráulico.

Asimismo, defendió la necesidad de coordinación entre promotores y administración para que Galicia pueda aprovechar su potencial renovable y atraer industria competitiva.



Joaquín García-Boto
Project Development Manager en EDP

El 'Black Friday' no llega a los mercados eléctricos europeos que mantienen los precios altos

- La mayoría de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting registraron precios superiores a 100 €/MWh en algunas sesiones de la cuarta semana de noviembre.



El 'Black Friday' no llega a los mercados eléctricos europeos que mantienen los precios altos

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-black-friday-no-llega-a-los-mercados-electricos-europeos-que-mantiene...>

Aleasoft Energy Forecasting

Martes, 02 diciembre 2025

Aleasoft Energy Forecasting

En la última semana de noviembre, los precios semanales se mantuvieron por encima de 95 €/MWh en gran parte de los principales mercados eléctricos europeos, con excepciones en los mercados ibérico, francés y nórdico. Además, varios mercados marcaron máximos diarios de los últimos meses. La producción eólica aumentó en gran parte de los mercados mientras que la fotovoltaica descendió. El 28 de noviembre los futuros de gas TTF alcanzaron el precio de cierre más bajo desde mayo de 2024 y los del CO2 el más alto desde inicios de febrero.

Producción solar fotovoltaica

En la semana del 24 de noviembre, la **producción solar fotovoltaica** disminuyó en la gran mayoría de los principales mercados eléctricos europeos respecto a la semana anterior. El mercado alemán experimentó la mayor caída, de un 54%. Le siguieron los mercados francés y español con caídas del 13% y 10%, respectivamente.

El mercado portugués experimentó el menor descenso, de un 8,0%. El mercado italiano fue la excepción. Aquí se invirtió la tendencia negativa de las dos semanas anteriores y la producción solar aumentó un 5.7%. Para todos los mercados se invirtió la tendencia de la semana anterior, ya que había sido al alza para Alemania, Francia, Portugal y España y a la baja para Italia.

El día 24 hubo una caída en la producción en los mercados analizados, siendo para Alemania e Italia el día de menor producción solar en todo el mes. Aun así, el mes de noviembre recién concluido fue récord en producción fotovoltaica comparado con el mismo período en los años anteriores en los principales mercados.

Durante la semana del 1 de diciembre, según las previsiones de producción solar de **AleaSoft Energy Forecasting**, seguirá la tendencia a la baja en España. En Italia también se espera un descenso de la producción con esta tecnología, mientras que en Alemania la producción aumentará.

Producción eólica

Durante la semana del 24 de noviembre, la **producción eólica** aumentó en la mayoría de los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior. El mercado portugués registró el mayor ascenso, de un 22%. Le siguieron los mercados italiano, español y francés con ascensos intersemanales del 19% y el 4,0% para los dos últimos, respectivamente. En cambio, el mercado alemán experimentó una caída del 2,5%.

Los días 24 y 25, al contrario que con la producción solar, fueron días de alta producción eólica, llegando a ser los días de más producción en todo el mes para España e Italia, respectivamente. La excepción fue Alemania, que registró su segundo mínimo mensual el día 25. La producción del mes de noviembre aumentó en casi todos los principales mercados europeos en comparación con el mismo período del año anterior, excepto en Portugal.

En la semana del 1 de diciembre, según las previsiones de producción eólica de **AleaSoft Energy Forecasting**, la tendencia al alza continuará para los mercados ibéricos, se revertirá, registrando caídas, en los mercados francés e italiano y para el mercado alemán será su segunda semana consecutiva de caída.

Demanda eléctrica

En la semana del 24 de noviembre, la **demanda eléctrica** aumentó en los principales mercados europeos situados geográficamente más al sur y disminuyó en los situados al norte. En los mercados italiano, español y portugués la demanda creció un 5,3%, 4,3% y 4,0%, respectivamente. En los mercados británico y belga las caídas fueron de 3,9% y 3,2% en cada caso. En un punto intermedio se encuentran los mercados francés y alemán, el primero con una caída de la demanda de un 1,1% y el segundo con un aumento de la misma de un 0,2%. Estos descensos revirtieron la tendencia alcista de todos los mercados de la semana anterior.

Durante la semana, las **temperaturas medias** fueron menos frías que en la semana anterior en los mercados analizados, excepto en Italia. Los mayores ascensos de temperatura se registraron en los mercados del norte, con subidas alrededor de los 3,0 °C para Alemania, Bélgica y Reino Unido. En cambio, en España y Portugal las subidas fueron de 0,2 °C y 0,4 °C, respectivamente. Por último, Italia registró un descenso de las temperaturas medias de 2,0 °C.

Para la semana del 1 de diciembre, según las previsiones de demanda de **AleaSoft Energy Forecasting**, la demanda aumentará en los mercados belga, británico e italiano. Por el contrario, la

demanda disminuirá en los mercados alemán, francés, español y portugués.

Mercados eléctricos europeos

En la cuarta semana de noviembre, los precios de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos se mantuvieron en niveles similares a los de la semana anterior, con los valores más altos registrados en los primeros días de la semana. En gran parte de los mercados, el promedio semanal bajó ligeramente respecto a la semana anterior. Las excepciones fueron el **mercado IPEX** de Italia y el **mercado EPEX SPOT** de los Países Bajos y Alemania, con incrementos del 6,4%, el 6,8% y el 18%, respectivamente.

En el **mercado MIBEL** de Portugal y España, la variación de precios fue casi inapreciable, disminuyendo tan solo un 0,05% en Portugal y un 0,2% en España. En cambio, el **mercado Nord Pool** de los países nórdicos registró la mayor caída porcentual de precios, del 38%. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios bajaron entre el 1,1% del mercado EPEX SPOT de Bélgica y el 8,5% del mercado EPEX SPOT de Francia.

En la semana del 24 de noviembre, los promedios semanales se mantuvieron por encima de 95 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron los mercados nórdico, español, portugués y francés, cuyos promedios fueron de 61,63 €/MWh, 71,58 €/MWh, 72,22 €/MWh y 79,77 €/MWh, respectivamente. En cambio, el mercado italiano alcanzó el mayor promedio semanal, de 126,63 €/MWh. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios estuvieron entre los 95,49 €/MWh del **mercado N2EX** del Reino Unido y los 123,57 €/MWh del mercado alemán.

Por lo que respecta a los precios diarios, el mercado nórdico alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 19,19 €/MWh, el sábado 29 de noviembre. Los mercados español y portugués también registraron precios inferiores a 50 €/MWh en las primeras sesiones de la cuarta semana de noviembre, mientras que los precios diarios se mantuvieron por encima de 65 €/MWh en el resto de los mercados.

La mayoría de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting** registraron precios superiores a 100 €/MWh en algunas sesiones de la cuarta semana de noviembre, excepto los mercados español, francés y portugués. En el caso del mercado italiano, los precios diarios superaron los 110 €/MWh durante toda la cuarta semana de noviembre. Sin embargo, el mercado alemán alcanzó el promedio diario más elevado de la semana, de 220,52 €/MWh, el martes 25 de noviembre.

Ese fue su precio más alto desde el 21 de enero. El 26 de noviembre, los mercados italiano y neerlandés, registraron sus precios más altos desde la segunda mitad de febrero, de 147,32 €/MWh y 151,69 €/MWh, respectivamente. En el caso del mercado británico, el 25 de noviembre, registró un precio de 124,29 €/MWh, igualando el promedio alcanzado el 13 de marzo.

En la semana del 24 de noviembre, el incremento de la producción eólica en la península ibérica y Francia favoreció que los promedios semanales permanecieran por debajo de 80 €/MWh en estos mercados. Además, en Francia la demanda bajó, contribuyendo al descenso de los precios, lo que

también ocurrió en los mercados belga y británico. En cambio, en los mercados alemán e italiano, la demanda aumentó, propiciando el incremento de los precios. La caída de la producción solar y eólica en el mercado alemán contribuyó a que este mercado registrase el mayor aumento porcentual de precios.

Las previsiones de precios de **AleaSoft Energy Forecasting** indican que, en la primera semana de diciembre, los precios bajarán en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos, influenciados por la caída de la demanda en algunos mercados. El incremento de la producción eólica en la península ibérica y el aumento de la producción solar en Alemania podrían contribuir al descenso de los precios en los mercados alemán, español y portugués. En cambio, la caída de la producción eólica en Francia e Italia favorecerá el aumento de los precios en estos mercados.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 63,37 \$/bbl, el lunes 24 de noviembre. Tras una caída del 1,4% respecto al día anterior, el martes 25 de noviembre, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 62,48 \$/bbl. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue el más bajo desde el 22 de octubre. En las últimas tres sesiones de la semana, los precios de cierre se mantuvieron por encima de 63 \$/bbl. El viernes 28 de noviembre, el precio de cierre fue de 63,20 \$/bbl, un 1,0% mayor al del viernes anterior.

Durante la cuarta semana de noviembre, las conversaciones de paz para Ucrania continuaron ejerciendo su influencia a la baja sobre los precios de los futuros de petróleo Brent. El suministro mundial de petróleo podría aumentar en el caso de que se levantasen las sanciones a Rusia. Las expectativas sobre la reunión de la OPEP+ también condicionaron la evolución de los precios. El domingo 30 de noviembre, la OPEP+ decidió mantener su plan de pausar los incrementos de producción en el primer trimestre de 2026.

En cuanto a los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month, durante la cuarta semana de noviembre continuaron la tendencia descendente iniciada al final de la semana anterior. El lunes 25 de noviembre, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 29,75 €/MWh. En cambio, como resultado de los descensos de precios, el viernes 28 de noviembre, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 28,82 €/MWh. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue un 4,6% menor al del viernes anterior y el más bajo desde el 2 de mayo de 2024.

Las negociaciones para alcanzar un acuerdo de paz para Ucrania presionaron a la baja los precios de los futuros de gas TTF en la cuarta semana de noviembre. Los niveles elevados de suministro y los pronósticos de temperaturas más suaves para la primera mitad de diciembre también contribuyeron a mantener los precios por debajo de 30 €/MWh durante la cuarta semana de noviembre.

Por lo que respecta a los futuros de **derechos de emisión de CO2** en el **mercado EEX** para el contrato de referencia de diciembre de 2025, el lunes 24 de noviembre registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 80,60 €/t. En la mayoría de las sesiones de la cuarta semana de noviembre los precios aumentaron. Como consecuencia, el viernes 28 de noviembre, estos futuros alcanzaron su precio de

cierre máximo semanal, de 83,25 €/t. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting** , este precio fue un 3,5% mayor al del viernes anterior y el más alto desde el 1 de febrero.

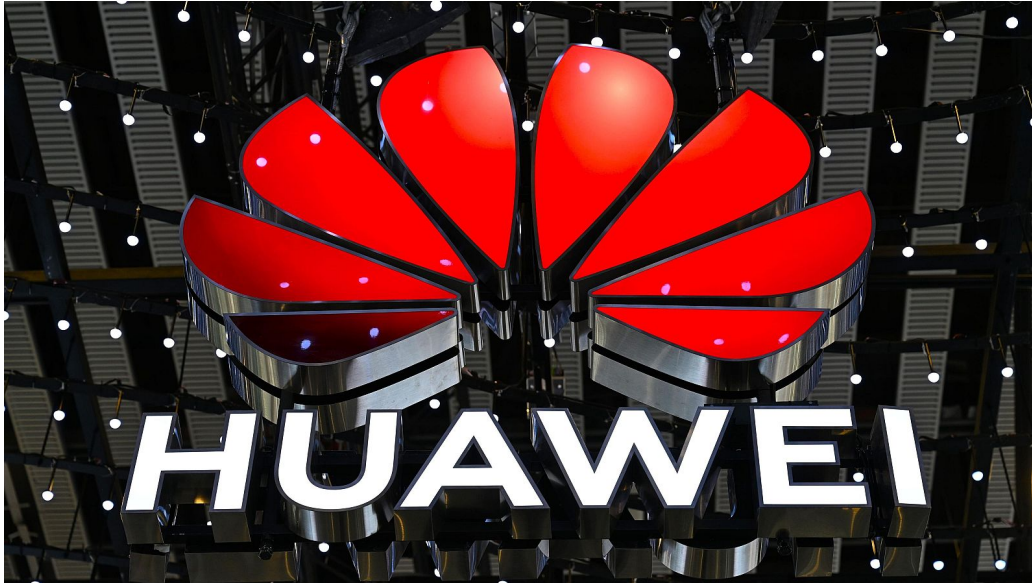
Análisis de AleaSoft Energy Forecasting sobre los avances y perspectivas del quinquenio de las baterías

La edición número 61 de la serie de webinars mensuales de **AleaSoft Energy Forecasting** tendrá lugar el jueves 4 de diciembre. Este webinar se centrará en el balance del primer año del quinquenio de las **baterías** , las perspectivas para los próximos años del quinquenio y los vectores estratégicos de la **transición energética** , tales como las **energías renovables** , la demanda, las **redes** y el **almacenamiento de energía** . En esta ocasión, el webinar contará con la participación de Antonio Hernández García, Partner of Regulated Sectors en **EY** , Jaume Pujol Benet, Partner, Financial Advisory en **Deloitte** , y Oscar Barrero Gil, Partner responsable for Energy Sector en **PwC** .

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting** .

España y el dilema Huawei: ciberseguridad, tecnología y riesgo en el corazón del sistema energético

- El contrato del Ministerio del Interior con Huawei para gestionar y almacenar las escuchas judiciales, valorado en 12,3 millones de euros, ha pasado en pocas semanas de ser un expediente técnico a convertirse en un asunto de seguridad nacional y de política europea. La advertencia formal de la Comisión Europea ...



España y el dilema Huawei: ciberseguridad, tecnología y riesgo en el corazón del sistema energético

<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-y-el-dilema-huawei-ciberseguridad-tecnologia-y-riesgo-en-el-coraz...>

Jaime Santisteban

Martes, 02 diciembre 2025

Ningún comentario

Este reportaje es el primero de una serie que *El Periódico de la Energía* publicará a lo largo de esta semana para ofrecer las claves sobre lo que está ocurriendo realmente. Hoy explicamos qué ha pasado y cómo se está leyendo en Bruselas y en Madrid. ¿Qué dicen desde industria, instituciones, expertos académicos, y la propia Huawei? Analizamos los escenarios que se abren a partir de ahora.

Un contrato sensible en pleno giro de la UE

La adjudicación del Ministerio del Interior a Huawei se produce en un contexto especialmente delicado. Desde 2023, la Comisión Europea considera que el fabricante chino representa un riesgo materialmente más elevado que otros proveedores de 5G y ha instado a los Estados miembros a aplicar sin retrasos la llamada “caja de herramientas” (*toolbox*) de ciberseguridad, que permite restringir o excluir a proveedores de “alto riesgo” de las redes críticas.

El expediente español ha sido el primero en el que Bruselas ha vinculado de forma directa un contrato concreto con el riesgo de injerencia, y lo ha hecho precisamente en un terreno (el almacenamiento de escuchas judiciales) donde confluyen cuestiones de ciberseguridad, soberanía tecnológica y cooperación policial internacional. En paralelo, Estados Unidos decidió suspender

temporalmente el intercambio de cierta información de inteligencia con España, después de que la CIA hubiera advertido de la posible existencia de “backdoors” en dispositivos de Huawei capaces de facilitar accesos no autorizados a sistemas sensibles.

La inquietud no se limita al ámbito policial. En el sector energético, el caso se interpreta como una señal de que cualquier tecnología de Huawei utilizada en infraestructuras críticas, desde equipos de red hasta inversores o sistemas de gestión, puede entrar en el foco político y regulatorio de un día para otro.

Huawei, fotovoltaica y redes energéticas: mucho más que 5G

En España, Huawei no es solo un proveedor de equipamiento para telecomunicaciones. Tiene una presencia muy relevante en la cadena de valor de las **renovables**, especialmente en fotovoltaica, donde sus inversores, sistemas de monitorización y soluciones inteligentes de gestión se han extendido tanto en grandes plantas como en instalaciones de autoconsumo. Su tecnología forma parte del día a día de operadores, promotores y fabricantes.

A medida que avanza la **digitalización del sistema energético**, cada vez más dependiente de redes móviles de alta capacidad, sensores distribuidos, dispositivos conectados y plataformas en la nube, el peso de Huawei adquiere una dimensión sistémica. Baterías que se comunican en tiempo real con el gestor de la red, parques solares y eólicos gestionados a distancia o centros de control que necesitan datos constantes para equilibrar generación y demanda dependen, en buena medida, de la infraestructura 5G y de tecnologías asociadas.

Las empresas acortarán sus cadenas de suministro para reducir la dependencia de China. Las empresas planean reducir a corto plazo su dependencia de China mediante el acercamiento ('nearshoring') de las cadenas de suministro.

Por eso, el escrutinio actual no afecta solo al contrato de Interior, sino al conjunto del ecosistema tecnológico que Huawei ha desplegado en este sector. Para eléctricas, operadores de renovables y empresas industriales, el interrogante clave es hasta qué punto España puede permitirse reducir su exposición a proveedores chinos sin ralentizar el despliegue de renovables o encarecerlo. Cualquier cambio en la posición europea hacia los proveedores considerados de alto riesgo podría alterar costes, plazos y diseños de proyectos en marcha.

El dilema es si debe asumirse un nivel de riesgo tecnológico para mantener el ritmo de la transición energética, o si la apuesta por la soberanía industrial justifica replantear una dependencia que, hoy, es estructural.

España entre Bruselas, Washington y Pekín

Para entender el trasfondo geopolítico, **Miguel Otero, investigador principal del Real Instituto Elcano**, recuerda que Huawei “lleva apostando por España más de dos décadas” y que ha mantenido asociaciones estratégicas con Telefónica y con otros grandes operadores europeos. Durante años, esa normalidad comercial convivió con la idea de que China era un socio económico importante, pero no un enemigo.

“España, a diferencia de otros países, ha mantenido una actitud relativamente abierta hacia China”, explica Otero. “Gobiernos del PP y del PSOE han asumido que se trata de un sistema político distinto, pero no han visto a China como una amenaza directa. La élite política y administrativa ha sido escéptica con la narrativa del espionaje: no hay pruebas de que Huawei haya utilizado su tecnología para sabotaje o filtración de información”.

“Si de verdad queremos depender solo de proveedores europeos ‘seguros’, entonces habrá que invertir en serio en capacidades industriales propias, con una política industrial y fiscal a nivel europeo. ¿Existe esa voluntad?” Miguel Otero, investigador principal del Real Instituto Elcano

Esa lectura contrasta con el giro de Washington, que desde la Administración Trump convirtió a Huawei en un símbolo de la competición tecnológica con Pekín. Para Otero, la clave está en que “Estados Unidos ya tiene una estrategia clara de contención frente a China; Europa, y en particular España, no comparten plenamente esa visión”. Aquí, dice, el debate no gira solo en torno a la seguridad, sino en torno a cuánto se desea tensar la relación política con Estados Unidos, la comercial con China y qué coste político y económico se está dispuesto a asumir.

Mapa de la presencia global de Huawei y ZTE en telecomunicaciones

Las empresas chinas han desplegado tecnología 5G, 4G y 3G en gran parte del mundo y mantienen múltiples relaciones tecnológicas con decenas de países. El gráfico muestra dónde sus redes ya están operativas, planificadas o vinculadas a otras actividades como centros de datos, fibra óptica, ciudades inteligentes o laboratorios de I+D.

Imagen: Special Competitive Studies Project

La posición española tiene, a su juicio, varias capas. La primera es **estructural** : España es hoy un país más próximo al sur global que a las viejas potencias industriales, con relaciones intensas en Latinoamérica y sin una historia de confrontación con China. La segunda es **política e ideológica** : un Gobierno que busca proyectar autonomía respecto a Estados Unidos y que incluye fuerzas críticas con la OTAN, lo que refuerza esa sensibilidad. La tercera es **normativa** : la defensa tradicional del multilateralismo, del derecho internacional y del papel de Naciones Unidas.

Todo ello, según Otero, contribuye a que España empiece a “mostrar criterio propio y a priorizar sus intereses nacionales, igual que hacen Francia o Alemania”. En la transición energética, esa actitud se traduce en pragmatismo: “Si los mejores coches eléctricos o las mejores soluciones fotovoltaicas los fabrican empresas chinas, surge la tentación de aprovecharlo. No se trata de renunciar a la soberanía tecnológica, sino de decidir hasta dónde se lleva la idea de riesgo”, señala.

Cómo se entrelazan el Estado chino y sus gigantes tecnológicos

Uno de los argumentos que más pesa en Bruselas y en varias capitales europeas es la porosa frontera entre Estado, Partido Comunista y grandes empresas chinas. Aunque muchas de ellas se constituyen formalmente como compañías privadas, operan en un entorno donde la autoridad

pública marca el paso: se exige la presencia de estructuras del Partido en su interior, se condicionan decisiones estratégicas y se canaliza financiación a proyectos considerados prioritarios.

Ejecutivos de muchas de las empresas más grandes son miembros del partido, incluido el cofundador de Alibaba, Jack Ma, y el fundador de Huawei, Ren Zhengfei, quien fue ingeniero en el Ejército Popular de Liberación durante la Revolución Cultural

En ese contexto, la biografía de figuras como **Ren Zhengfei , fundador de Huawei** y antiguo ingeniero del Ejército Popular de Liberación durante la Revolución Cultural, se interpreta como un ejemplo de la estrecha imbricación entre élite político-militar y alto empresariado. Tanto él como el cofundador de Alibaba, Jack Ma, son miembros del Partido.

Hallan en EEUU dispositivos de comunicación no autorizados en inversores solares chinos Marcas como Huawei, Sungrow y Ginlong Solis, líderes en la fabricación de estos dispositivos, están en el punto de mira de la investigación.

A ello se suma un elemento jurídico clave: **la legislación china obliga** a empresas como Huawei a **cooperar** con los **servicios de inteligencia** si son requeridas. Para los reguladores occidentales, esa obligación legal basta para considerar que el riesgo potencial no puede descartarse, incluso aunque no existan pruebas públicas de espionaje o sabotaje.

Comisión Europea, CNMC y el Gobierno de España

Desde la **Comisión Europea** , Rüyá Perincek, portavoz de Mercado Interno y Estrategia Industrial recuerda que, desde la perspectiva del Reglamento de Subvenciones Extranjeras (FSR), cualquier empresa que haya recibido contribuciones financieras significativas de terceros países y aspire a contratos públicos de más de 250 millones de euros en la UE debe notificarlo. El expediente se analiza, en su caso, a nivel comunitario. En lo que respecta a Huawei, la Comisión confirma que, por ahora, no ha recibido ninguna notificación de este tipo.

Más allá del FSR, Bruselas insiste en el diagnóstico de fondo: **“observamos una creciente dependencia de proveedores de alto riesgo no solo en el 5G, sino en otros sectores críticos, lo que genera riesgos de injerencia y puede comprometer la seguridad de la Unión”** . La seguridad de las redes 5G, recalcan, se considera “crucial para el funcionamiento de la economía europea”. Por eso, la Comisión sostiene que los Estados miembros pueden y deben aplicar el 5G Toolbox para restringir o excluir a Huawei de sus redes cuando lo consideren necesario, y advierte de que la falta de acción rápida expone a la UE a una dependencia persistente.

“Observamos una creciente dependencia de proveedores de alto riesgo no solo en el 5G, sino en otros sectores críticos, lo que genera riesgos de injerencia y puede comprometer la seguridad de la Unión”Rüyá Perincek,

Preguntados por la emisión de nuevas instrucciones o instrumentos de contratación pública para los Estados miembro, la Comisión apunta que “las Directrices Políticas 2024-2029 anunciaron una revisión de las Directivas de contratación pública de la UE de 2014. Estamos llevando a cabo una evaluación de estas Directivas para determinar si estas normas funcionan según lo previsto. Una vez finalizada la evaluación, la Comisión considerará medidas y opciones concretas para configurar la nueva propuesta,

portavoz de Mercado Interno y Estrategia Industrial (Comisión Europea) incluidos aspectos relacionados con la dimensión internacional y la seguridad.”

La **CNMC** aclara que la investigación mencionada a escala europea no se encuadra en el derecho de la competencia tradicional, sino en el régimen de subvenciones extranjeras, donde la competencia exclusiva es de la Comisión. Las autoridades nacionales solo pueden colaborar en actuaciones concretas de instrucción y únicamente si Bruselas lo solicita. En cuanto a los expedientes que tramita la propia CNMC, el organismo indica que, tras revisar los casos de conductas anticompetitivas en curso, ninguno parece referirse a las prácticas señaladas en relación con Huawei o con fabricantes chinos de renovables.

Desde el Ministerio de Economía y el de Transformación Digital han declinado hacer comentarios sobre este asunto.

Una década de sospechas y conclusiones contradictorias

El caso español se inserta en una larga serie de episodios en los que se ha examinado a Huawei con lupa, muchas veces con resultados ambivalentes. En los últimos años, varias agencias de inteligencia estadounidenses han señalado vulnerabilidades en dispositivos de la compañía y han advertido de la presencia potencial de puertas traseras que permitirían accesos no autorizados.

En 2012, el Gobierno de Estados Unidos llevó a cabo una revisión de seguridad de 18 meses para determinar si Huawei espiaba para China. Según reveló Reuters, la investigación analizó procesos internos y equipos utilizados por cientos de operadores estadounidenses. El informe no encontró pruebas de espionaje activo, aunque sí identificó vulnerabilidades técnicas que podían suponer riesgos potenciales. Como explicó un funcionario implicado en la investigación: “Habríamos encontrado indicios de filtración si hubieran estado allí”.

En 2022, una investigación de la **CNN** reveló que el FBI había determinado que equipos de Huawei instalados en torres rurales podían interceptar comunicaciones militares sensibles, incluyendo las del Mando Estratégico responsable del arsenal nuclear. Aunque no se pudo demostrar que hubiera transmisión efectiva de información a Pekín, los analistas concluyeron que la tecnología tenía capacidad para acceder a frecuencias restringidas y que parte de las señales de vídeo de cámaras conectadas a esas redes estaban siendo vistas y almacenadas desde China.

En paralelo a esas advertencias, múltiples investigaciones han concluido que no existían pruebas concluyentes de espionaje. En Europa, el máximo responsable de ciberseguridad de Alemania declaró en 2018 que no había pruebas fiables que justificasen una prohibición absoluta contra Huawei, y la Oficina Federal de Seguridad de la Información reiteró que no había constatado vínculos que permitieran concluir que la compañía actuaba como brazo de los servicios de inteligencia de Pekín.

Expertos como Miguel Otero subrayan que, en el terreno tecnológico, no se han detectado filtraciones ni actos de sabotaje, y que muchos países siguen utilizando sus equipos por su combinación de rendimiento y coste.

El resultado es un escenario profundamente ambiguo: hay capacidad técnica, sospechas, informes contradictorios y una obligación legal para las empresas chinas de colaborar con los servicios de inteligencia de su país, pero no hay, por ahora, pruebas públicas definitivas de que Huawei haya utilizado sus redes para espiar o sabotear infraestructuras occidentales. Esa mezcla de riesgo potencial y ausencia de evidencias firmes es lo que hace especialmente complejo decidir hasta dónde llevar las restricciones y qué hacer con la presencia de la compañía en sectores como el energético.

La serie sobre ciberseguridad y energía continúa: mañana contaremos cómo se posicionan y responden a preguntas clave desde la industria, expertos, críticos, defensores, y la propia Huawei.

La factura en España de los consumidores electrointensivos supera en 2,7 veces la francesa

- Los consumidores electrointensivos españoles pagaron en noviembre 2,7 veces más que los franceses y 1,3 veces más que los alemanes.



Consumidores electrointensivos.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-factura-en-espana-de-los-consumidores-electrointensivos-supera-en-2-7...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

La tarifa final electrointensiva en España fue de 57,9 euros por megavatio/hora, en Alemania de 43,9 euros/MWH y en Francia de 21,8 euros

Los consumidores electrointensivos españoles pagaron en noviembre 2,7 veces más que los franceses y 1,3 veces más que los alemanes , según el barómetro energético que elabora la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE).

Los datos difundidos reflejan que la factura en España para estos consumidores es un 166% más cara que en Francia y un 32% sobre el precio en Alemania .

Así, la tarifa final electrointensiva en España fue de 57,9 euros por megavatio/hora, en Alemania de 43,9 euros/MWH y en Francia de 21,8 euros , según los datos de esta asociación a cierre de noviembre.

El barómetro de AEGE revela que los consumidores electrointensivos nacionales hacen frente a unos costes adicionales por los servicios de ajuste del sistema que no tienen en Francia y Alemania, lo que amplía la brecha competitiva en más de 17 €/MWh.

Asimismo, las compensaciones por CO2 indirecto que obtienen las industrias electrointensivas en Alemania son sustancialmente superiores a las que recibe la industria nacional, que están limitadas

por la indisponibilidad presupuestaria.

Protegido: 2025, el año que marcó el inicio de la RAP para todos los envases en España

- El RD 1055/2022 marca un antes y un después en la gestión de envases en España, extendiendo la RAP a todos los sectores y obligando a miles de empresas a adaptarse.



<https://www.ambientum.com/ambientum/residuos/2025-el-ano-que-marco-el-inicio-de-la-rap-para-todos-los-e...>

Ambientum Portal Ambiental

Martes, 02 diciembre 2025

Epidemiólogos instan a incluir medidas contra el calor y la contaminación en el pacto...

2 diciembre, 2025

En un llamamiento urgente a la acción preventiva, el Grupo de Trabajo de Epidemiología Ambiental de la Sociedad Española de Epidemiología (SEE) ha demandado...

Sostenibilidad urbana: casos de éxito en ciudades inteligentes

27 noviembre, 2025

La sostenibilidad urbana se ha convertido en un imperativo global, centrado en idear y gestionar metrópolis capaces de satisfacer las demandas de sus habitantes...

Circular Place celebra la Semana Europea de la Prevención de Residuos con un enfoque...

26 noviembre, 2025

Circular Place se suma a la Semana Europea de la Prevención de Residuos, una iniciativa que este año pone el foco en los residuos...

Barómetro Energético en España: la brecha de precios eléctricos industriales se amplía en 2025

2 diciembre, 2025

El último Barómetro Energético de AEGE, actualizado a fecha 1 de diciembre de 2025, ofrece una radiografía clara y preocupante sobre la competitividad energética...

Salud ambiental y cambio climático: cómo afrontar las olas de calor

2 diciembre, 2025

El cambio climático ha dejado de ser una amenaza futura para convertirse en un factor de deterioro ambiental con consecuencias inmediatas sobre la salud...

CERTIFICACIONES

Transición Ecológica trabaja con Bruselas para agilizar y maximizar ejecución de fondos europeos

- El Miteco está trabajando con la CE para que se autoricen procedimientos simplificados a la hora de justificar el reparto y la ejecución de fondos europeos.



Joan Groizard, secretario de Estado de Energía durante su intervención en el XII Foro Solar de UNEF.

<https://elperiodicodelaenergia.com/transicion-ecologica-trabaja-con-bruselas-para-agilizar-y-maximizar-ejecuci...>

Redacción

Martes, 02 diciembre 2025

Groizard reiteró a las comunidades autónomas la necesidad de acelerar la gestión y justificación de las subvenciones concedidas a ciudadanos y empresas

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) está trabajando con la Comisión Europea (CE) para que se autoricen procedimientos simplificados a la hora de justificar el reparto de las subvenciones de las líneas territorializadas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) y maximizar la ejecución de fondos europeos, según informó a los representantes autonómicos el secretario de Estado de Energía, **Joan Groizard**, en el marco de la Conferencia Sectorial de Energía.

En la reunión, celebrada este lunes, **Groizard reiteró a las comunidades autónomas la necesidad de acelerar la gestión y justificación de las subvenciones concedidas a ciudadanos y empresas**, que debe completarse antes de que concluya el primer semestre de 2026, según la normativa europea, indicó en un comunicado el Ministerio.

En la Conferencia Sectorial de Energía se analizó la evolución de la materialización de las líneas territorializadas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), como el Moves III o el autoconsumo.

Según añadió el gabinete dirigido por Sara Aagesen, las comunidades y ciudades autónomas han podido modificar los procedimientos administrativos de las líneas territorializadas en función de sus necesidades, y han dispuesto del 5% del presupuesto para reforzar sus recursos administrativos, pero el grado de verificación de las ayudas es muy dispar entre unos territorios y otros, con casos que alcanzan el 91% y casos que se quedan en el 3%.

Asimismo, Groizard también solicitó la implicación de las comunidades autónomas a la hora de implementar la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética, y puso como ejemplo mejorar la cobertura del bono social, al objeto de que lo perciban todos los hogares que tengan derecho a él, a la vista de que también hay una gran disparidad entre territorios.

Nuclear, apagón y fondos europeos

La Conferencia también abordó numerosas cuestiones solicitadas por las comunidades autónomas, como la revisión del **calendario** de cese de actividad de las **centrales nucleares**, la **crisis eléctrica** del pasado 28 de abril o **los servicios de ajuste y la evolución de los costes de la electricidad**, añadió el Ministerio.

Finalmente, las comunidades autónomas decidieron postponer el reparto de dos líneas de ayudas de 500 millones de euros para actuaciones de eficiencia energética para Pymes y grandes empresas del sector industrial (300 millones) y el sector terciario (200 millones), procedentes del Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

A este respecto, el Ministerio indicó que las comunidades autónomas han optado por estudiar más la propuesta compartida con ellas el pasado mes de septiembre.



El empleo público tira del mercado laboral más que la actividad privada

► Los afiliados de las administraciones crecen un 3% en un año, frente al 2,4% del resto de empresas

JOSÉ MARÍA CAMARERO
MADRID

El crecimiento de los datos de empleo ha encontrado en la máquina de contrataciones de trabajadores públicos un pilar al que se ha aferrado el mercado laboral por encima del resto de empresas del sector privado, cuya evolución va a un ritmo ... mucho menor que el del conjunto de las administraciones, sobre todo el Estado. En el último año, el número de trabajadores públicos ha aumentado a un ritmo del 3%, por encima del 2,4% que lo ha hecho la media de afiliados a la Seguridad Social en el sector privado.

Cada vez hay más ocupados en todo tipo de entes administrativos y, al mismo tiempo, aumentan a mayor ritmo que el resto de trabajadores, una de las claves que siguen explicando la inercia con la que se mueve España a pesar de haber culminado la temporada alta del turismo y dejarse por el camino 14.358 afiliados en noviembre.

Este último mes ha dejado 3.143.889 trabajadores entre el Estado, las comunidades autónomas y los ayuntamientos. Son 91.500 más que hace un año, lo que supone un crecimiento superior al 3%. Y supone uno de los pilares en los que se asienta el empleo, que ha crecido en algo más de medio millón de trabajadores en los últimos doce meses. Es decir, uno de cada cinco nuevos afiliados proceden de los estamentos públicos, ya sea organismos, entes o cualquier tipo de división administrativa pública. El resto de nuevos afiliados proceden de la empresa, que sostiene cuatro de cada

cinco nuevos empleos de los algo más de 500.000 generados en el último año.

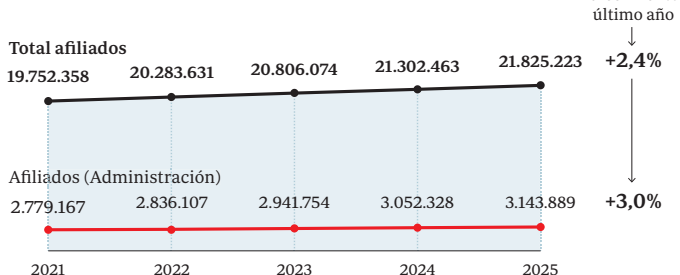
El crecimiento de las plantillas públicas ha sido incesante desde el 'shock' económico que provocó la pandemia. Entre finales de 2020 y 2025 se han registrado 416.842 afiliados más en el conjunto de las administraciones, con un alza superior al 15,3% en ese periodo. Se trata del mismo porcentaje en el que ha crecido el conjunto del empleo (de 19 a casi 22 millones de ocupados). Y ha sido precisamente en los últimos meses en los que el impulso del sector público se ha hecho notar con más fuerza, con alzas superiores al 3%, frente al crecimiento, menor, de las plantillas de las empresas, que en algunos meses apenas han superado el 2%.

De todas las instituciones que actúan como contratadores de personal es el Estado el que más ha reforzado este papel en el último año. Las plantillas de la Administración central han aumentado a un ritmo superior al 4%, prácticamente el doble que el conjunto de la economía. El Estado ya cuenta con 480.753 trabajadores, unos 21.000 más que hace doce meses. Por su parte, las comunidades autónomas tienen registrados a 1,9 millones de ocupados tras crecer un 3% desde hace un ejercicio. Y en los ayuntamientos hay 752.000 trabajadores, un 1,9% más en este periodo.

El peso de los trabajadores públicos se sitúa en el entorno del 14,3% de los afiliados a la Seguridad Social, prácticamente tres décimas más que hace cinco años. La mayoría siguen siendo funcionarios, con plaza por oposición. Pero, al mismo tiempo, se da la circunstancia de que la Administración registra la mayor tasa de temporalidad laboral de España, con una eventualidad superior al 25% de sus plantillas, frente a poco más del 10% del resto de las empresas, que sí han acabado con este tipo de prácticas al contratar.

Evolución del empleo público

En número de afiliados. Mes de noviembre de cada año.



Fuente: Ministerio de Inclusión, Seguridad Social y Migraciones

ABC



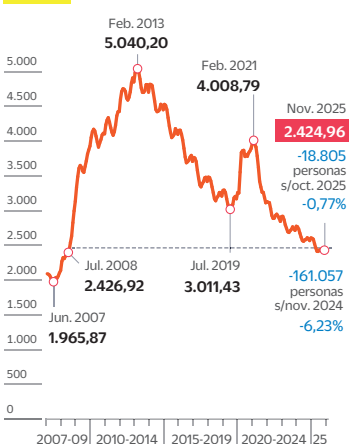
El mercado laboral en noviembre de 2025

Afiliación media a la Seguridad Social

En miles de personas



Parados En miles de personas



Fuentes: Ministerio de Inclusión, Seguridad Social y Migraciones y Ministerio de Trabajo

BELÉN TRINCADO / CINCO DÍAS

España pierde 14.000 empleos en noviembre, la mitad que en 2024

El paro baja en 19.000 personas ► El mercado laboral destruye menos puestos de trabajo

E. S. H.
MADRID

El mercado laboral español suele flojear en noviembre, una vez consumida la temporada alta turística y antes del rebote navideño. Este año no ha sido una excepción, con la destrucción de más de 14.000 puestos de trabajo, pero el dato tiene una nota positiva: esta cifra es inferior a la del año pasado, cuando se destruyó el doble de empleo en el mismo mes. Esto deja la cifra de afiliados a la Seguridad Social en 21,82 millones, el máximo en un mes de noviembre desde que hay registros. A la vez, el paro registrado retrocede en casi 19.000 personas, una bajada ligeramente mejor a la del año pasado, que fija el total en 2,42 millones, la cifra más baja desde 2007. Con ambas tendencias, en el último año se han creado en España 523.000 empleos y el paro baja en 161.000 personas.

En noviembre se registraron 14.359 afiliaciones menos que en octubre, de manera que la afiliación media a la Seguridad Social se sitúa en 21.825.233. Esto supone una bajada intermensual del 0,07%, frente a la contracción del 0,14% que se produjo en el ejercicio anterior. Entonces se perdieron unos 30.000 puestos de trabajo. Un año antes, en 2023, se dio una bajada pare-

cida a la de 2025, con 11.600 afiliaciones menos (-0,06%). Antes de los años anómalos afectados por los vaivenes de la pandemia (en los que el empleo creció en noviembre) se dieron mayores contracciones de la afiliación: en 2019 el empleo se redujo en 53.000 afiliaciones, un bajón del 0,27%.

Aunque noviembre de 2024 fue peor para la afiliación a la Seguridad Social, aquel fue un año muy positivo para el mercado laboral, con la creación de 496.000 empleos. Este año apunta aún mejor, con 523.000 más respecto al undécimo mes del pasado ejercicio. Esto supone un acelerón del 2,45% en el número de empleos, un ritmo de creación superior al notificado en los 12 meses anteriores (+2,39%).

El análisis sectorial de la evolución del empleo sigue

En el último año se han creado más de medio millón de empleos

La hostelería se desploma y la educación recupera el nivel previo al verano

el patrón habitual de los meses de noviembre: la hostelería se desploma (-119.000 afiliados que en octubre, -6,2%) y la educación recupera el nivel previo al parón estival (+30.700 afiliados, +2,2%). El bajón en bares y restaurantes es parecido al del año pasado y habitual en noviembre, una vez que el frío vacía las terrazas. El otro sector que más retrocede es el de los marineros (1.700 afiliados menos, -2,73%).

Por su parte, las aulas recuperan el pulso tras el verano con casi 31.000 afiliados más, lo que eleva el total de empleados en educación en noviembre a 1,44 millones. Es una cifra que supera a la que se dio en mayo de este año, antes del habitual retroceso ligado a los periodos de inactividad en academias, escuelas de música y similares. También se notifica un impulso de la afiliación en el comercio (+21.700 afiliados más que en octubre, en el mes del Black Friday), en la construcción (+11.000) y en el sistema especial agrario (+10.000). También es relevante el incremento en dos actividades que se caracterizan por su alto valor añadido, las científicas y técnicas (+6.600) e información y comunicaciones (+6.300).

España sigue notificando la tasa de paro más alta de la UE, con un 10,5% en septiembre, casi el doble que la media de los Veintisiete (6%).



El Gobierno renuncia a los préstamos de la UE y sus reformas

● Alega que se financia a menor coste en el mercado y sin «limitaciones» como la necesidad de aprobar normas a cambio

ALEJANDRA OLCES MADRID

El Gobierno ha decidido renunciar a parte de los 83.200 millones de euros en préstamos europeos que tiene disponibles en el marco del Plan de Recuperación y a cambio de los cuales se había comprometido a aprobar varias reformas que ahora no tendrán que ver la luz necesariamente.

Según el Ministerio de Economía, el Ejecutivo está ultimando una nueva adenda del Plan para especificar qué cuantía de los préstamos solicitará definitivamente a Bruselas, que podría quedarse en torno al 25% del total disponible, unos 22.000 millones. Justifica la renuncia a parte de estos créditos alegando dos motivos: el primero, que el país se está financiando en los mercados a costes inferiores a los establecidos para los préstamos europeos, con lo que renunciar a ellos supondrá un ahorro en intereses; y, el segundo, que de esta manera no tendrán que someterse al plazo máximo de tener todos los proyectos ejecutados antes de agosto de 2026.

La nueva modificación del Plan se aprobará próximamente en Consejo de Ministros y permitirá, de hecho, seguir dando continuidad a los proyectos de inversión más allá de esa fecha en la que finaliza el plazo de ejecución del Plan de Recuperación, cuya dotación total asciende a 163.000 millones de euros, de los que 79.800 millones corresponden a transferencias no reembolsables y 83.200 millones a préstamos, tal y como quedó fijado en la primera adenda aprobada en 2023.

Hasta el pasado 30 de septiembre, se habían resuelto convocatorias de transferencias por 58.787 millones y se habían aprobado operaciones de préstamos por más de 6.900 millones.

La renuncia ahora a gran parte de los préstamos podría implicar renunciar también a la aprobación de las reformas comprometidas con la Comisión Europea y vinculadas a esos créditos. «La Agenda permitirá reforzar reformas incluidas en el Plan de Recu-

peración a fin de afrontar los desafíos actuales y futuros y asegurar un modelo de crecimiento sostenido, sostenible y justo. Para ello, se profundizará en aquellas medidas dirigidas a aumentar la productividad y el crecimiento potencial de la economía, se dará un renovado impulso al fortalecimiento de la autonomía estratégica y la seguridad de España y de la UE en sus distintas dimensiones (energética, alimentaria, industrial, tecnológica y digital), al tiempo que se reforzará la cohesión económica, social y territorial, y se avanzará hacia el restablecimiento de una senda de sostenibilidad de las cuentas públicas a medio y largo plazo», recoge el documento que el Gobierno acordó con Bruselas en 2023.

En total, la concesión de préstamos estaba vinculada a la culminación de 14 nuevas reformas—ligadas a su vez a 18 nuevos componentes—en materia de autonomía energética, agroalimentaria, digital o relacionadas con el ca-

El cambio de plan coincide con la vulnerabilidad parlamentaria

Quedan en el aire medidas que ahora podrían no aprobarse

pital social natural o institucional, y de las 16 reformas ya acordadas que fueron modificadas o ampliadas en este documento.

Entre las reformas aún pendientes de aprobar figura la Ley de Industria, la del Derecho de Defensa, la Ley del Cine, la regulación de los lobbies o la de reforma de Defensa de la Competencia, entre otras. Como ya contó EL MUNDO, Junts ha confirmado que no

dará su apoyo a ninguna de ellas, con lo que el Ejecutivo tendrá serias dificultades para sacarlas adelante.

Cuerpo apuntó en el Congreso hace unos días que ante unos costes de financiación muy similares en la deuda y los préstamos de la UE, era preferible la primera opción por tener menos «limitaciones», ya que no exige la búsqueda de apoyos parlamentarios para sacar adelante estas reformas. Además, a efectos del impacto en la ratio de deuda pública, los préstamos europeos también computaban en la misma, con lo que optar por la emisión de deuda propia en lugar de recurrir a estos créditos no afectará. Lo malo es que su efecto transformador sobre la economía del país podría quedar en nada si finalmente no ven la luz.

Junto a ellas, hay otras reformas que se han quedado a medias o no han llegado nunca a ejecutarse, de ahí que el Gobierno se haya visto expuesto a la recepción de algún desembolso parcial por parte de la Comisión.

Está pendiente, por ejemplo, la aprobación de una ley que garantice la cobertura de plazas de médicos en determinadas zonas geográficas no suficientemente atendidas a través de medidas incentivadoras, y mejorar el entorno y las condiciones laborales a través de medidas que contribuyan al desarrollo profesional y retengan el talento en el sistema español, con la introducción de mejoras no solo en las condiciones económicas, sino también mediante la apertura de posibilidades en la docencia y la investigación.

Asimismo, está también pendiente reformar la regulación de medicamentos y productos sanitarios introduciendo elementos que incrementen la competencia y favorezcan el acceso a nuevos tratamientos, desarrollando a su vez el Plan Estratégico de la Industria Farmacéutica; o el Plan Nacional de Competencias Digitales, que actuará como hoja de ruta para identificar las medidas necesarias que aseguren que toda la ciudadanía cuenta con las he-



ramientas necesarias para adquirir y desarrollar competencias digitales, en ante la transición digital y verde.

En el ámbito de las cuentas públicas, el Gobierno tiene pendiente revisar los beneficios fiscales existentes con el fin de verificar si cumplen los objetivos para los que fueron aprobados y si el coste que suponen, en términos de merma recaudatoria, resulta justificado. La Autoridad Independiente de Responsabilidad Fiscal (AI-

ReF) ya presentó un informe sobre este asunto, pero el Ejecutivo prácticamente no lo ha utilizado.

Los créditos disponibles de la UE se iban a utilizar para dotar distintos fondos del Estado—algunos preexistentes y otros nuevos—para canalizar financiación al sector privado en condiciones ventajosas. Por ejemplo, el fondo de inversiones sostenibles de las comunidades autónomas iba a contar con 20.000 millones; el fondo del Ins-



Úrsula von der Leyen,
presidenta de la Comisión, y
Pedro Sánchez. DATI BENDO

tituto de Crédito Oficial (ICO) tendría 22.500 millones; y el fondo de incentivos fiscales para inversiones verdes de familias y empresas iba a tener un presupuesto de 2.200 millones.

La Comisión Europea obtiene esos fondos de la emisión de deuda en los mercados, que en el momento de la

aprobación de la adenda en 2023 cotizaba 30 puntos básicos por debajo de la rentabilidad del bono español a diez años, es decir, en condiciones más ventajosas. El Ejecutivo ya alertó entonces de que, a medida que subieran los tipos de interés, esa diferencia podría acortarse y ese tipo de financiación podría ser menos atractivo. Pensaban, eso sí, que siempre sería mejor que la que obtendría el Reino de España, algo que ahora no comparten.

El país que más fondos de recuperación desaprovecha

España sólo ha pedido el 20% de los préstamos asignados

DANIEL VIAÑA BRUSELAS
CORRESPONSAL

España fue el segundo mayor beneficiario de los fondos de recuperación de la Unión Europea. Ese logro, que sin duda lo es, fue vendido por el Gobierno de Pedro Sánchez como un absoluto éxito, una muestra del peso que el Ejecutivo español tenía en Bruselas y una ayuda financiera vital para hacer frente a las graves consecuencias de la pandemia y modernizar la economía. Pero la realidad, menos de seis años después de que se aprobase el programa, es que España va a ser no ya el segundo sino el país que más millones de las ayudas europeas desaproveche.

El Ejecutivo sólo ha pedido 16.270 millones de los más de 83.000 millones en préstamos que le fueron asignados. Esto es, que restan casi 67.000 millones de euros por solicitar. Y según confirman fuentes del Ministerio de Economía, el «Gobierno está ultimando una nueva adenda al Plan de Recuperación que se aprobará próximamente en Consejo de Ministros» en la que se renunciará a buena parte de esa cifra.

El diario *El País*, que avanzó ayer la información, apunta que sólo se solicitarán unos 5.000 millones más, y en Bruselas confirman que son conocedores de la intención del Ejecutivo español de presentar esa adenda y de renunciar a los créditos. La cifra final, sostienen en el departamento de Carlos Cuerpo, dependerá de las estimaciones finales que realicen. Pero en cualquier caso será muy relevante, y dado el gran volumen de dinero concedido a la economía española y teniendo en cuenta que Italia ha percibido ya el 80% de los fondos que le fueron asignados sumando préstamos y subvenciones, está claro que España será la nación que renuncie a una mayor cifra de toda la UE.

El motivo, sostienen el Ejecutivo, es la buena marcha de la economía, la mejora de la calificación crediticia y el hecho de que, ahora mismo, España se puede financiar en mejores condiciones acudiendo a los mercados. Porque los créditos, a diferencia de las subvenciones, se deben reembolsar. «Por ejemplo, en los presta-

mos a 20 años, el diferencial es negativo: está ahora en el 3,84% en la UE y el dato de España es del 3,77%, es decir, en términos generales nos financiamos en mercados a costes inferiores a los préstamos UE», apuntan fuentes del Gobierno.

Pero sin que esto pueda dejar de justificar en parte la decisión, existen dos razones muy claras y contundentes para explicar la renuncia: la lentitud del Gobierno en la petición de los créditos, cuyo plazo expira el

próximo mes de agosto, y la incapacidad para aprobar normas que igualmente se comprometieron. Todo lo contrario que Italia, que decidió desde el primer momento acudir también a los créditos y que no está teniendo los problemas de tramitación de España.

Todo ello tiene, a su vez, dos consecuencias. Por un lado, que si se dejan de solicitar hasta 60.000 millones de euros en créditos también se dejarán de realizar inversiones por esa notable cantidad. El Gobierno sostiene que «la adenda en la que se está trabajando permitirá seguir dando continuidad a los proyectos de inversión más allá de agosto de 2026, que es cuando finaliza el plazo de ejecución del Plan de Recuperación». Esto es, que tendrá ahora más margen para hacer las mismas inversiones y que, además, no tendrá que someterse a las exigencias de Bruselas. Pero parece muy poco probable que el Ejecutivo acuda por sí mismo a los mercados a solicitar 60.000 millones con lo que llevar a cabo inversiones que transformen la economía.

Pero, además, la incapacidad de aprobar medidas del Ejecutivo dada su situación de debilidad parlamentaria amenaza también a las subvenciones, que no se deben reembolsar y que siempre han sido la opción preferida del Gobierno. Hasta ahora, España ha recibido algo más de 55.000 millones de los casi 80.000 millones que le fueron asignados. Cerca de un 70% del total.

Sin embargo, ya en el último pago el país perdió 1.100 millones por no tramitar la subida del diésel y mantener una elevada temporalidad en el sector público. El plazo para sacar adelante estas medidas, que se entienden como una modernización y mejora económica, es el 31 de diciembre. Esos fondos, por lo tanto, se pueden dar por perdidos. Y el problema no quedará aquí: si el bloqueo político se mantiene, que ahora mismo parece el escenario más previsible, el Gobierno incurrirá en más incumplimientos en las próximas peticiones de fondos. Bruselas se ha mostrado bastante comedida en sus multas y sanciones ante la falta de reformas, pero incluso así la pérdida de fondos puede ser muy relevante.

DATOS DE EMPLEO

AFILIADOS. España ha perdido 14.358 afiliados a la Seguridad Social en noviembre, la mitad de los que descontó en el mismo mes del año pasado, debido principalmente a la fuerte destrucción de empleo en la hostelería por la llegada del frío, que este año se ha cobrado 119.000 puestos de trabajo.

FIJOS DISCONTINUOS.

Pese a que todo ese colectivo de la hostelería ha dejado de trabajar y de estar en alta, no se traduce en un aumento del paro porque la mayoría son empleados con contrato fijo discontinuo que pasan a estar en inactividad, sin computar como desempleados porque tienen una relación laboral aunque esté interrumpida.

BALEARES.

Es la comunidad en la que se ha producido la mayor destrucción de empleo (de 94.457 afiliados el mes pasado), ante el fin de la temporada turística, junto con Castilla y León (-6.349). En el extremo opuesto, la Comunidad de Madrid es la que más suma (+35.039), seguida de la Comunidad Valenciana (+22.376).