



Resumen de prensa 20/01/2026

20/1/2026

Índice

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Belinchón licita un proyecto fotovoltaico de 600 kW para el autoconsumo municipal	4
Caso de éxito sobre la integración de modelos IA en la inspección RGB de alta resolución en plantas fotovoltaicas	6
Eiffage Energía Sistemas impulsa el autoconsumo en la sede del Miteco	10
El Cabildo de Gran Canaria amplía el autoconsumo en el centro sociosanitario Padre Cueto	12
En marcha un proyecto de almacenamiento hibridado en la Comunitat Valenciana con tecnología española	14
Entrevista a Ramón Ibarra, sales manager (Clenergy)	16
España solo añadirá al sistema eléctrico nacional 4 gigavatios de potencia solar en los próximos 5 años	18
GCL, Cornex y TBEA planean fabricar baterías, células, módulos e inversores fotovoltaicos en Egipto	23
Grupo Electro Stocks abre un nuevo punto de venta en Castellón	25
La Empresa Municipal de Aguas de Córdoba contará con una planta de autoconsumo en su sede central	27
Murcia pone en marcha un autoconsumo fotovoltaico de 36 kWp en el Centro de Salud de Alguazas	29
Nueva metodología que proporciona una medida estandarizada de la energía solar disponible por año en Andalucía	31
Pamplona estrena tres papeleras que compactan la basura de su interior con energía solar	33
SolarTeam cierra el 2025 con 100 MW vendidos y una facturación de USD 16 millones en Ecuador	35

LAS RENOVABLES

El PNIEC requerirá de 4.800 millones en ayudas al año, según Fedea	37
Capital Energy ficha a la gala Eiffage para dos contratos de 80 millones	38
Verbund acuerda con Nordex un pedido de 700 MW en Europa	39
Verbund acuerda con Nordex el suministro de hasta 700 MW eólicos en Europa	40
Verbund Green Power y Nordex sellan un acuerdo marco para el suministro de hasta 700 MW en aerogeneradores	42
Verbund y Nordex firman un acuerdo para el suministro de 700 MW en aerogeneradores	44
El BEI e Iberdrola acuerdan un préstamo verde de 175 millones para construir dos parques eólicos en Portugal	46
Iberdrola y el BEI impulsan con 175 millones un innovador proyecto eólico en el norte de Portugal	48
2026: Un año decisivo para asegurar el liderazgo eólico de España	50
BOE: tres proyectos en la segunda semana de enero con 40 MW de fotovoltaica y 45 MW de hibridación	53

Castilla y León impulsa el Centro Logístico Comarcal de Biomasa en La Bañeza para prevenir incendios	55
De calderas de gasóleo a gas verde: la rehabilitación de una comunidad que ha logrado un ahorro del 60 %	57
Dieciséis parques eólicos tienen repotenciaciones aprobadas o pendientes de autorización en Galicia	60
El Gobierno aprobará un nuevo Real Decreto para reforzar la prevención y gestión de incendios forestales	62
Fedea estima que alcanzar los objetivos del PNIEC exigiría unos 4.800 millones anuales en subvenciones	65
Investigadores obtienen biomasa de microalgas criadas en aguas procedentes de almazaras	68
Los desafíos energéticos del nuevo gobierno chileno	70
Puesta en marcha de una planta piloto agrícola híbrida solar–microhidráulica en Las Catalinas	72
Qué son las olas de calor: definición y causas	74
Telefónica completa la emisión de dos bonos híbridos verdes por un importe conjunto de 1.750 millones	78
Voltalia comienza la construcción de un clúster de 126 MW solar, 300 MW eólica y 100 MW / 200 MWh BESS en Uzbekistán	80

LAS OTRAS ENERGÍAS

Las eléctricas recargan sus futuras demandas contra Competencia	82
Cumbre secreta de Gates y las eléctricas en Madrid	83
José Bogas, premio Forbes Best Vision of the Future 2026 en Davos	84
Una delegación de eurodiputados evaluará el impacto de cerrar Almaraz	85
IFM se propone casi duplicar su posición en Naturgy y alcanzar un 29,9% en plena reordenación accionarial	86
Apagón de Endesa en La Gomera	87
La Gomera sufre un nuevo apagón de tres horas debido a una incidencia en su central térmica	89
El senador de ASG pregunta al Gobierno por apagón en La Gomera, que "no puede normalizarse"	91
Estas son las mejores cubiertas de Cádiz para instalar comunidades energéticas	93
Las comunidades autónomas se blindan frente a apagones con normas 'exprés' para desplegar baterías en sus territorios	98
Las medidas temporales en seguridad del sistema eléctrico decaen a la espera de otro escudo inminente	101

LA ECONOMÍA

El FMI revisa al alza el crecimiento de España 2026 hasta el 2,3%	104
La economía china avanzó un 5% en 2025 pese a la débil demanda	106
El croata Boris Vujcic sustituirá a Guindos en la vicepresidencia del BCE	107

Belinchón licita un proyecto fotovoltaico de 600 kW para el autoconsumo municipal

- El proyecto, estructurado en seis instalaciones de 100 kW, cuenta con un valor estimado de 599.708 euros. Las empresas interesadas podrán presentar sus ofertas hasta el 2 de febrero, y el plazo de ejecución será de tres meses.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/19/belinchon-licita-un-proyecto-fotovoltaico-de-600-kw-para-el-autocon...>

Lunes, 19 enero 2026

El proyecto, estructurado en seis instalaciones de 100 kW, cuenta con un valor estimado de 599.708 euros. Las empresas interesadas podrán presentar sus ofertas hasta el 2 de febrero, y el plazo de ejecución será de tres meses.

Jose Pedrosa

Planta fotovoltaica

Imagen: Unsplash / Harisankar

El Ayuntamiento de Belinchón (Cuenca) ha convocado una licitación para la ejecución de las obras del "Proyecto de Autoconsumo Solar Municipal", de 600 kW, en modalidad de suministro con excedentes.

El contrato cuenta con un valor estimado de 599.708 euros. Las empresas interesadas podrán presentar sus ofertas hasta el 2 de febrero, y el plazo de ejecución será de tres meses.

El proyecto fotovoltaico consiste en una agrupación de seis instalaciones, todas ellas similares en lo referente a potencia (100 kW), equipos y diseño, que compartirán elementos comunes que se instalarán en terrenos propiedad del Ayuntamiento de Belinchón, en el paraje de Las Eras.

Cada generador fotovoltaico estará compuesto por aproximadamente 200 módulos del fabricante chino Trina, modelo Vertex TSM-NEG21C.200 720, agrupados en 11 series de 20 módulos conectados a un inversor de 100 kW Huawei SUN2000-100KTL-M2.

La instalación fotovoltaica se construirá sobre suelo, mediante una estructura de acero directamente hincada en el terreno. Alternativamente, en caso de que el terreno no aporte la consistencia necesaria, se añadirán pilotes de hormigón. Los paneles se dispondrán con orientación sur y una inclinación de 20°.

Este proyecto no está financiado con fondos de la Unión Europea.

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

Popular content

Caso de éxito sobre la integración de modelos IA en la inspección RGB de alta resolución en plantas fotovoltaicas - Energética 21

- En este artículo se profundiza en el proceso de integración de IA mediante la aplicación de modelos desarrollados con diferentes técnicas (CNN, VLM) para el análisis de imágenes RGB de alta resolución, orientado a evaluar el estado de los módulos de una planta fotovoltaica del año 2006, con el objetivo de...



Caso de éxito sobre la integración de modelos IA en la inspección RGB de alta resolución en plantas fotovoltaicas.

[inspección rgb](#)[modelos ia](#)[planta fotovoltaica](#)[análisis de imágenes](#)[drones](#)[módulos solares](#)

<https://energetica21.com/articulo/caso-exito-integracion-modelos-ia-inspeccion-rgb-alta-resolucion-plantas-fot...>

Energética 21

Lunes, 19 enero 2026

En este artículo se profundiza en el proceso de integración de IA mediante la aplicación de modelos desarrollados con diferentes técnicas (CNN, VLM) para el análisis de imágenes RGB de alta resolución, orientado a evaluar el estado de los módulos de una planta fotovoltaica del año 2006, con el objetivo de documentar y formalizar reclamaciones al fabricante para la sustitución de módulos aún cubiertos por garantía.

En este artículo se profundiza en el proceso de integración de modelos IA desarrollados por **Aerotoools**, realizando la descripción detallada de un caso de éxito en aplicación real: el análisis de imágenes RGB de alta resolución capturadas desde dron, orientado a evaluar el estado de los módulos de una planta fotovoltaica del año 2006, con el objetivo de documentar y formalizar reclamaciones al fabricante para la sustitución de módulos aún cubiertos por garantía.

La inspección se centra en identificar módulos afectados por degradación del *backsheet*, cuyo deterioro permite la entrada de humedad y agua en el interior, provocando fallos de aislamiento, derivaciones, corrosión en las conexiones frontales, deslaminaciones en celdas y degradación prematura del módulo. La identificación de incidentes como corrosión en distintos grados o localizada en elementos metálicos como *busbars* o *tab ribbons*, así como la aparición de defectos

como *snail trail*, *cell framing* o deslaminaciones superficiales, representan indicadores claros de daño estructural que pueden justificar la sustitución del módulo.

Las plantas de tamaño pequeño o medio tienen instalados entre 5.000 y 50.000 módulos, de los cuales se deben capturar imágenes con suficiente resolución, georreferenciarlas al módulo y posición exacta, leer el número de serie para garantizar la trazabilidad, ejecutar análisis automático de defectos e integrar evidencias comentadas para sustentar la reclamación ante el fabricante.

El caso de este ejemplo se planteó en varias fases, con objeto de atender los requerimientos del cliente.

Fase 1: Análisis de Busbar & Tab Ribbon

Los procesos de IA definidos para el análisis visual de la zona *busbar* para la detección de corrosión, requieren una cadena específica de preprocesamiento de las imágenes.

Los modelos utilizados en esta fase se basan en redes neuronales convolucionales (CNN, *Convolutional Neural Networks*), una arquitectura ampliamente utilizada en visión por computador gracias a su capacidad de extraer patrones espaciales relevantes. Cada planta requiere un entrenamiento específico adaptado a la tipología de módulos, calidad de las imágenes y variabilidad de las capturas.

Como primera etapa, se procede a la extracción de etiquetas correspondientes a los números de serie, que servirán posteriormente para generar las imágenes de *busbar* que se analizarán en una línea de proceso independiente. La lectura de números de serie constituye un proceso autónomo basado en IA, previamente tratado en otros artículos, y cuyo éxito depende en gran medida de la validación de los resultados generados por el modelo. Para ello, contar con el *Flash Report* del fabricante resulta fundamental, ya que acelera la verificación y aumenta su fiabilidad.

El proceso es iterativo: una vez obtenidos resultados preliminares, se valida, se corrigen errores y se reentrena el modelo. El volumen total de imágenes —más de 50.000 capturas de alta resolución— implica tiempos de procesamiento prolongados. Las plataformas de entrenamiento presentan limitaciones en tamaño de imagen, número de épocas, disponibilidad de GPU y estabilidad de ejecución, pudiendo interrumpir procesos largos y obligando a repetirlos.

El concepto de épocas (= *epochs*) explica la dificultad: en IA, especialmente en entrenamiento de modelos de machine learning y redes neuronales, una epoch es una pasada completa del modelo por todo el conjunto de datos de entrenamiento; en cada epoch, el modelo ajusta sus parámetros (los “pesos”) aprendiendo de los errores cometidos; normalmente se necesitan varias epochs (decenas o cientos) para que el modelo converja y alcance un buen rendimiento).

Para evitar retrasos acumulados resulta imprescindible diseñar un procedimiento robusto y tolerante a fallos.

Otro elemento crítico son los criterios de validación aplicados en la detección de incidentes de corrosión, basados tanto en referencias técnicas del fabricante como en la experiencia de especialistas en inspección. Mantener criterios uniformes de evaluación constituye un factor clave para la consistencia del análisis.

Para agilizar esta validación se ha desarrollado una interfaz específica que permite visualizar las imágenes junto con sus etiquetas de incidentes, corregir anotaciones y registrar los cambios en el formato adecuado para integrarlos posteriormente en el reentrenamiento del modelo.

Los resultados de esta fase se ofrecen con imágenes etiquetadas de módulos con incidentes caracterizados (corrosión en sus diferentes formas y grados de evolución...).

Fase 2: Análisis de Snail Trail & Cell Framing

En la segunda fase se amplía el análisis a zonas extendidas del módulo, utilizando imágenes de mayor cobertura donde se pueden identificar fenómenos como *Snail Trail*, *Cell Framing* o defectos en *Tab Ribbon*. Este cambio representa un aumento significativo del alcance respecto a la fase 1. Debido al incremento de tamaño de las imágenes y de la carga computacional asociada, se decide adoptar un enfoque de IA distinto, basado en modelos VLM (*Visual Language Models*).

Los VLM, evolución multimodal de los LLM (Modelos de Lenguaje de gran tamaño), combinan análisis de imagen y capacidad de razonamiento textual. El modelo aplicado se complementa con técnicas RAG (*Retrieval-Augmented Generation*) y con un *prompting* refinado que define de forma precisa los incidentes a identificar. Este enfoque no etiqueta la ubicación exacta del defecto, pero sí determina qué imágenes presentan el incidente, lo que permiten una categorización suficiente del módulo.

En IA, especialmente en modelos de lenguaje (LLM) o modelos visual-lingüísticos (VLM), un *prompt* es la instrucción o entrada que se le da al modelo para indicarle qué debe hacer. Es, básicamente, el texto (o texto + imagen) que guía la respuesta del sistema.

En lo que se refiere al RAG, se trata de una técnica que combina búsqueda de información con modelos generativos, que busca primero la Recuperación (Retrieval) en una base de datos, documentos o repositorio aquellos textos que son relevantes para la consulta del usuario; y en una segunda fase Generación (Generation), utilizando esa información recuperada para generar una respuesta más precisa, actualizada y basada en datos verificables.

La práctica demuestra que un único *prompt* no es suficiente para detectar de manera fiable varios tipos de incidente en la misma imagen y de forma simultánea, obligando a generar *prompts* e inferencias separadas, lo que multiplica la carga de trabajo y los tiempos de proceso.

A ello se suma la dificultad que supone el gestionar imágenes de gran tamaño (un incremento cercano a un factor 10 respecto a la fase 1), lo que provoca interrupciones reiteradas en los entrenamientos debido a sobrecarga de servidor o fallos en las herramientas del proveedor.

En todo el proceso, es muy importante tener en cuenta y ajustar en todo momento aspectos como:

Tiempos de carga y descarga de imágenes
Tiempos de procesamiento
Elección del modelo de IA
Coste de recursos
Definición de la sistemática de inferencia para la detección confiable de imágenes con incidentes (selección y refinado de prompts, elaboración de RAG o validación de resultados).

En esta caso de éxito, se analizaron todas las imágenes capturadas de la planta, revisadas y clasificadas, asignando “1” a las que presentan incidente y “0” a las que no lo presentan, para cada tipo de defecto definido, ofreciéndose evidencias de dichos incidentes en el entorno ATOM (web, informes) con objeto de documentar la reclamación para cada módulo que presenta incidente: Número de Serie con imagen de la etiqueta, imágenes etiquetadas con defectos localizados en la inspección de Fase 1 e identificación de las imágenes con defectos en Fase 2.

Como resultado final, se procesaron más de 50.000 imágenes de la planta y se finalizó el análisis en 3 semana de trabajo, con resultados muy satisfactorios para Números de Serie (por encima del 98% de éxito), del 75% en imágenes con *Busbar & Tab Ribbon* y *Snail Trail*, y algo menos para imágenes con *Cell Framing*, en torno al 70%, algo esperable debido a la naturaleza más difusa y compleja de este último tipo de defecto. Como conclusión, se continúa trabajando en aumentar las iteraciones de Fase 1 y Fase 2, así como en refinar los procesos de validación, con objeto de mejorar los modelos y consolidar todo el proceso.

Artículo escrito por:

Miguel Rosa (CEO) y técnicos del equipo deAerotools



Eiffage Energía Sistemas impulsa el autoconsumo en la sede del Miteco

- El Miteco apuesta por el autoconsumo para reducir el consumo energético y avanzar en la descarbonización de la Administración pública.



Eiffage Energía Sistemas impulsa el autoconsumo en la sede del Miteco

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/eiffage-energy-a-sistemas-impulsa-el-autoconsumo-202601...>

Manuel Moncada

Lunes, 19 enero 2026

Con esta actuación, Eiffage Energía Sistemas consolida su papel como socio estratégico de las administraciones públicas en el desarrollo de infraestructuras energéticas sostenibles, ya que la nueva instalación permitirá al Miteco avanzar en la reducción de emisiones de CO₂, mejorar su eficiencia energética y fomentar el uso de energías renovables desde la administración.

Según explica Eiffage en un comunicado, uno de los principales retos del proyecto ha sido la integración arquitectónica. Para ello, se han empleado paneles fotovoltaicos opacos, sin brillo y con cromado específico, concebidos para mimetizarse con la fachada y la cubierta del inmueble, respetando la imagen del conjunto de Nuevos Ministerios.

El sistema se completa con cuatro inversores trifásicos de 25 kW de potencia nominal, equipados con seguidores de máxima potencia (MPPT), que permiten una gestión eficiente de la producción y su adaptación a las distintas condiciones de irradiación solar. Toda la instalación se integra en la red eléctrica interior del edificio a través de un cuarto técnico específico.

La instalación se apoya además en una estructura lastrada que evita perforaciones en la cubierta, preservando la impermeabilización existente y garantizando la durabilidad del edificio. Además, el diseño se ha adaptado a la estructura metálica de la cubierta, optimizando la disposición de los módulos y reforzando la seguridad del conjunto.

Alcance de los trabajos

Los trabajos ejecutados han incluido la instalación fotovoltaica en cubierta, la reforma interior para la creación de un cuarto técnico, la distribución del cableado eléctrico desde la cubierta hasta las

zonas técnicas, la adecuación del camaranchón para facilitar canalizaciones y mantenimiento, y la coordinación de distintos contratos especializados en electricidad, reformas, impermeabilización, seguridad y montajes mecánicos.



El Cabildo de Gran Canaria amplía el autoconsumo en el centro sociosanitario Padre Cueto

- La planta de autoconsumo solar cubrirá hasta el 80% del consumo eléctrico del centro y evitará la emisión anual de más de 92 toneladas de CO2.



El Cabildo de Gran Canaria amplía el autoconsumo en el centro sociosanitario Padre Cueto

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/el-cabildo-de-gran-canaria-ampl-a-20260119>

Manuel Moncada

Lunes, 19 enero 2026

La nueva planta, que se integra en la **"revolución de las azoteas"**, iniciativa emprendida por el ejecutivo grancanario en 2017 cuyo objetivo es impulsar la puesta en marcha (en azoteas, tejados y cubiertas) de instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo, permitirá al centro consolidarse como un referente en sostenibilidad dentro de la red de infraestructuras sociosanitarias de la isla gracias a sus 222 módulos solares y una potencia pico total de 101,01 kilovatios (kWp) que cubrirán, aproximadamente, el 80% de la demanda eléctrica del centro.

Autoconsumo colectivo

La instalación funcionará bajo un modelo de autoconsumo colectivo, de modo que la energía excedentaria se compartirá con puntos de recarga de la red insular situados a menos de dos kilómetros. Esta fórmula refuerza la conexión entre generación renovable y movilidad eléctrica, alineándose con los objetivos climáticos y de descarbonización marcados por la isla.

Al acto de inauguración asistieron el **consejero de Medio Ambiente, Clima, Energía y Conocimiento del Cabildo, Raúl García Brink**, y la **consejera de Política Social y Accesibilidad, Isabel Mena**, quienes subrayaron la importancia de la cooperación entre áreas para integrar la transición energética en los servicios públicos esenciales.

Durante su intervención, García Brink destacó que la transición energética "no es solo una política ambiental, sino también una política social", señalando que el autoconsumo en centros sociosanitarios contribuye a reducir emisiones, contener costes estructurales y reforzar la

sostenibilidad de servicios dedicados al cuidado de las personas. En la misma línea, Isabel Mena remarcó que la incorporación de energías renovables "mejora de forma tangible los servicios que se prestan, optimizando la gestión pública y reforzando un modelo de atención eficiente y responsable".

Con iniciativas como esta, el Cabildo de Gran Canaria consolida su apuesta por un modelo energético más limpio, eficiente y socialmente comprometido, en el que la sostenibilidad se integra de forma directa en la prestación de los servicios públicos.

En marcha un proyecto de almacenamiento híbrido en la Comunitat Valenciana con tecnología española

- La instalación contará con diez contenedores de baterías de 5 MWh fabricadas por Endurance Motive, convertidores de potencia suministrados por Power Electronics y el sistema de gestión energética (EMS) desarrollado por Hesstec.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/19/en-marcha-un-proyecto-de-almacenamiento-hibridado-en-la-comunit...>

Lunes, 19 enero 2026

La instalación contará con diez contenedores de baterías de 5 MWh fabricadas por Endurance Motive, convertidores de potencia suministrados por Power Electronics y el sistema de gestión energética (EMS) desarrollado por Hesstec.

Pilar Sánchez Molina

Imagen: Endurance Motive

Endurance Motive desarrollará en Burriana (Castellón) un proyecto de almacenamiento energético de 50 MWh para su hibridación con dos plantas solares fotovoltaicas de 5 MW ya operativas. El proyecto se ejecutará junto a Corporate Solar Holding y se estructura en dos sistemas BESS de 25 MWh cada uno. La inversión asociada al suministro e integración de los equipos principales asciende a 5,71 millones de euros y será el primer proyecto de almacenamiento en la Comunitat Valenciana financiado con fondos FEDER.

La instalación incluirá diez contenedores de baterías de 5 MWh fabricados por Endurance Motive, convertidores de potencia de Power Electronics y un sistema de gestión energética (EMS) de la también española Hesstec. El calendario previsto sitúa la entrega de los equipos entre mayo y junio de 2026, con la integración y puesta en servicio durante el mes de julio.

El proyecto se enmarca en las ayudas públicas destinadas a impulsar el almacenamiento energético hibridado con generación renovable y contribuir a la estabilidad y flexibilidad del sistema eléctrico. En la provincia de Castellón se han asignado fondos a varias iniciativas de almacenamiento, entre ellas Bess Burriana I y II, así como otros proyectos en Almassora, Soneja y Les Useres.

En paralelo, Endurance Motive prevé un incremento de su actividad industrial en 2026, con una cartera de pedidos inicial de 100 MWh en el primer semestre y una previsión de aumento de capacidad en la segunda mitad del año. Para ello, la compañía ha puesto en marcha una emisión de bonos convertibles destinada a ampliar su capacidad productiva hasta 1.500 MWh anuales, orientada a atender la demanda de proyectos financiados con fondos europeos.

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

Entrevista a Ramón Ibarra, sales manager (Clenergy)

- El Sales Manager de la compañía califica 2025 como un año atípico y prevé un crecimiento sostenido del sector en 2026 impulsado por la electrificación.



Ramón Ibarra (Sales Manager en Clenergy)

[energía solar](#)[sector fotovoltaico](#)[inversores](#)[rentabilidad](#)[eficiencia tecnológica](#)[red eléctrica](#)[integración renovable](#)

<https://energetica21.com/entrevistas/ramon-ibarra-clenergy-enfoque-gobierno-2030-necesita-mayor-agilidad-e...>

Energética 21

Lunes, 19 enero 2026

"El enfoque del Gobierno hacia 2030 necesita mayor agilidad en la ejecución y más inversión en redes"

El Sales Manager de la compañía califica 2025 como un año atípico y prevé un crecimiento sostenido del sector en 2026 impulsado por la electrificación.

Esta entrevista forma parte del especial 'Balance de 2025 y perspectivas para 2026 en el sector energético', publicado en el número 252 de la Revista Energética (sección 'Solar Fovoltaica'). En ella, Ramón Ibarra (Clenergy) analiza la situación actual del mercado fotovoltaico, describiendo el último ejercicio como "atípico". El directivo señala que, aunque el interés inversor se mantiene alto, existe mayor prudencia debido a la incertidumbre regulatoria.

¿Cómo valora este año para el sector fotovoltaico? ¿Qué percepción tienen inversores y consumidores?

2025 ha sido un año de atípico a para el sector fotovoltaico. Los inversores mantienen un interés alto, aunque con mayor prudencia debido a la incertidumbre regulatoria y a la presión sobre la rentabilidad de los proyectos. Los consumidores, por su parte, siguen viendo la energía solar como una solución fiable, competitiva y necesaria para reducir costes y avanzar hacia la descarbonización.

Desde Clenergy observamos un mercado maduro, más exigente y enfocado en la eficiencia tecnológica y la calidad de las soluciones.

¿Cómo cree que se solucionaría el problema de la saturación de las redes? ¿Considera acertado el enfoque del Gobierno con su planificación eléctrica de cara a 2030 para hacer frente al aumento de la demanda y la penetración de renovables?

La saturación de la red requiere una combinación de digitalización, ampliación de infraestructuras, almacenamiento y gestión flexible de la demanda. También es clave mejorar los procesos de conexión y planificación para reducir cuellos de botella. El enfoque del Gobierno hacia 2030 es positivo en intención, pero necesita mayor agilidad en la ejecución y más inversión en redes para acompañar el ritmo real de integración renovable. Desde Clenergy creemos que la colaboración público-privada será esencial para avanzar.

¿Cuál cree que será la evolución del sector solar fotovoltaico en 2026? ¿Qué perspectivas de negocio prevé su empresa?

En 2026 y los años posteriores prevemos un crecimiento sostenido de la energía fotovoltaica, impulsada por la electrificación, el almacenamiento y la necesidad de infraestructuras más resilientes. La competencia será mayor, pero también la demanda de soluciones fiables y técnicamente optimizadas. En Clenergy esperamos reforzar nuestra presencia en Europa, especialmente en España y otros mercados como Italia o Francia, con un enfoque claro en grandes plantas y aportando soluciones estructurales que minimicen los costes ocultos del proyecto. Anticipamos años de crecimiento y diversificación de proyectos, donde soluciones integradoras como la agrivoltaica cogerán cada vez más fuerza en el sector.



España solo añadirá al sistema eléctrico nacional 4 gigavatios de potencia solar en los próximos 5 años

- Una valoración del escenario eléctrico óptimo en el Pniec. Estudio de la Fundación Fedea, firmado por Antonio Colomer, Óscar Arnedillo, Marcelo Rabinovich et al



España solo añadirá al sistema eléctrico nacional 4 gigavatios de potencia solar en los próximos 5 años

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

<https://www.energias-renovables.com/panorama/espa-a-solo-a-adir--al-20260119>

Antonio Barrero F.

Lunes, 19 enero 2026

Cuatro gigas FV, dos gigavatios de potencia eólica y nada más que añadir. Así es el escenario 2030 alternativo que plantea el estudio de Fedea -cuyo título es "Una valoración del escenario eléctrico óptimo en el Pniec"-, un escenario alternativo que plantea 4 GW fotovoltaicos y dos eólicos terrestres adicionales a lo existente ahora mismo, un cero para la potencia eólica marina (el sector no instalaría mar adentro ni un solo megavatio en el próximo quinquenio), un cero de potencia termosolar (España tampoco añadiría ni un solo mega de termosolar a su parque renovable de generación en los próximos cinco años) y un cero de potencia de "otras renovables". El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2030 contiene (1) los objetivos 2030 comprometidos por España para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero y (2) los objetivos de potencia renovable para ese horizonte, el del año 30. Pues bien, el trabajo que hoy publica la fundación Fedea -de Antonio Colomer (NERA), Óscar Arnedillo (NERA), Marcelo Rabinovich (NERA), Diego Rodríguez (UCM y Fedea) y Jorge Sanz (NERA)- dibuja un "escenario alternativo al Pniec para el sector eléctrico". Colomer y compañía sostienen su estudio sobre hipótesis que consideran "más realistas" que las que maneja el Pniec, hipótesis a partir de las cuales -aseguran- se pretende velar por "la minimización del coste de suministro", que sería la razón clave para determinar "las capacidades adicionales de generación a instalar".

[Bajo estas líneas, cuadro con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2030. Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico].

El **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030**, que aprobó el Gobierno en septiembre de 2024, plantea una serie de objetivos concretos, como se dijo, para el horizonte 2030. Objetivos en materia de vehículo eléctrico (cinco millones y medio de VEs deberían circular por las calles y carreteras españolas en ese año; ahora hay 720.000), objetivos 2030 en materia de autoconsumo (diecinueve gigavatios debería haber en ese año, 19 GW; ahora mismo rondamos los 9), eólica (62 gigas; ahora hay 33), fotovoltaica (57 GW; ahora hay 49), incremento de demanda (que debería alcanzar los 339 teravatios hora en el año 30; la demanda se ha quedado este año pasado en 256 TWh), almacenamiento (22,5 gigavatios), biogás (veinte teravatios hora, 20 TWh), hidrógeno (12 gigavatios de potencia en electrolizadores; ahora mismo no hay ni uno), termosolar (4.800 megavatios; ahora mismo hay 2.300), etcétera, etc.

Ello supone por una parte, y según los autores, "un notable incremento de las capacidades instaladas en energías renovables y almacenamiento" (el incremento en varias decenas de miles de megavatios de la potencia de generación), y por otra, un "aumento muy importante de la demanda eléctrica", demanda que debería crecer impulsada "por el sector industrial, el transporte y, sobre todo, por un enorme despliegue de la capacidad de electrolización para la generación de hidrógeno destinado, fundamentalmente, a la exportación".

Pues bien, a juicio de los autores, (1) no es creíble esperar que las empresas de generación adopten decisiones de entrada en los próximos años si no es posible que estas recuperen sus costes a través de los precios de mercado (y los autores sostienen que el mix de generación objetivo del Pniec llevaría a un precio medio del mercado mayorista de 43,4 €/MWh, un 33% inferior al precio observado en 2025, precio bajo que desalentaría a los inversores); y (2) solo sería posible asegurar su viabilidad en condiciones de pérdidas operativas (la viabilidad de nuevas instalaciones) "si hubiese algún mecanismo de subvención que permitiese cubrir esas pérdidas".

Y llegados aquí, los autores estiman que serían necesarias subvenciones anuales de casi 4.800 millones de euros, y que ello devendría en un aumento de la factura para los consumidores finales.

Así, los autores de "Una valoración del escenario eléctrico óptimo en el Pniec" aseguran que (página 18)

«Alcanzar los objetivos del Pniec oficial a 2030 exige subvencionar las pérdidas de 33,1 GW de capacidad [eólica terrestre]. Lo mismo ocurre en la eólica marina, donde es necesario subvencionar los 2,8 GW previstos; en la termosolar, donde habría que subvencionar 2,5 GW; en las baterías, con 4,7 GW a subvencionar; y en la solar de autoconsumo, con 7 GW a subvencionar (pues se asume que 2 GW entran de forma tendencial). En el caso de la fotovoltaica centralizada, que crece de 37,2 GW a 54,1 GW en 2030, los ingresos obtenidos tampoco serían suficientes para cubrir costes, con lo que alcanzar ese valor requeriría incentivar la entrada mediante subvenciones a la capacidad adicional requerida, de 14,9 GW»

En consecuencia, la reducción del precio de mercado mayorista que surge del escenario objetivo del "Pniec oficial" (el aprobado por el Gobierno) para 2030 no estaría reflejando el impacto real sobre los consumidores, "ya que no está teniendo en consideración las subvenciones que serían necesarias -

sostienen los autores- para alcanzar ese escenario y que, finalmente, el consumidor de electricidad tendrá que financiar".

[Bajo estas líneas, a la derecha, el gráfico indica que resultaría necesario pagar 4.791 millones de euros (M€) cada año a las distintas tecnologías para que realmente se construyeran las capacidades del escenario objetivo del que los autores denominan el "Pniec oficial" (el aprobado por el Gobierno). Esas subvenciones estarían concentradas en dos tecnologías: en eólica terrestre y en electrolizadoras, que conjuntamente representarían el 62% de las subvenciones necesarias. En términos de subvención por unidad de potencia instalada (última columna) las tecnologías que necesitarían mayor apoyo serían las electrolizadoras (160,7 M€/GW), la termosolar (156,7 M€/GW) y la eólica marina (143,7 M€/GW). En el otro extremo, la subvención unitaria a la solar fotovoltaica centralizada sería de sólo 19,0 M€/GW instalado].

Los autores asumen la disponibilidad en 2030 de las capacidades de generación actualmente instaladas que no habrán finalizado su vida útil en ese año y asumen las capacidades ya comprometidas en estos momentos, incluidas las que han recibido financiación pública para facilitar su entrada.

Colomer y compañía comparan los resultados de ese escenario alternativo con el recogido en el Pniec en términos del mix de capacidad y de generación, de las emisiones asociadas y del coste de suministro. En ese cálculo de costes los autores también integran las subvenciones implícitas que permitirían el despliegue deseado de renovables, de almacenamiento y de capacidad de electrólisis planteado en el escenario objetivo del Pniec.

Los autores parten de una calibración de los parámetros vinculados con las variables de oferta y demanda eléctrica en el Pniec, al tiempo que actualizan los precios del gas y de los derechos de CO2 con la información más actualizada.

En la modelización de las capacidades de generación se diferencia entre dos grupos de tecnologías.

Para un primer grupo se asume, tal y como se hace en el Pniec, que las capacidades están predeterminadas y no son el resultado del equilibrio en el mercado eléctrico. Este grupo incluye a las centrales de ciclo combinado, carbón, nuclear, cogeneración e hidroeléctrica (los autores incluyen en este grupo también al autoconsumo).

Salvo en la capacidad de generación nuclear, para la que el estudio de Fedea considera la extensión de su funcionamiento, los supuestos sobre las demás tecnologías son idénticos a los del Pniec.

Sin embargo, para las tecnologías sobre las que se espera una notable expansión en los próximos años, el estudio deja que sean las decisiones individuales de los agentes las que determinen cuánta potencia entraría en el sistema de modo sostenible, esto es cubriendo sus costes operativos y de inversión.

Esas tecnologías incluyen a la solar fotovoltaica y termosolar, eólica terrestre y marina, y baterías. En el trabajo se hacen explícitos los costes de capital y de operación y mantenimiento asociados a esas tecnologías, al tiempo que se contrastan con los incluidos en distintas fuentes públicas.

Demanda

En relación con la demanda, los autores consideran que no es realista el supuesto incluido en el Pniec de un parque de 5,5 millones de vehículos electrificados en 2030. En su lugar, asumen un escenario con la mitad de vehículos electrificados para ese año. En el caso de la demanda eléctrica procedente del hidrógeno, en el trabajo también se determina de modo endógeno la entrada de nueva capacidad que sea adicional a la que ya recibe ayudas públicas, así como su régimen de funcionamiento. "Para ello se tiene en cuenta -explican desde la Fundación- la competitividad del hidrógeno verde, producido a partir de electrólisis, en relación con el hidrógeno gris producido a partir de gas natural".

Los autores del estudio sostienen que solo una parte de la capacidad fotovoltaica prevista en el Pniec para 2030 (76 gigavatios) podrá instalarse en condiciones económicamente sostenibles, "si bien el margen de entrada económica adicional se ha reducido significativamente tras un año 2025 de fuerte penetración de dicha tecnología".

También sería sostenible la renovación del parque eólico que ya habrá finalizado su vida útil en 2030. Sin embargo, en condiciones de mercado, no habría capacidad adicional a la ya existente, o a la ya comprometida mediante ayudas o en proceso de construcción (ready to build), en eólica terrestre, baterías y electrolizadores. En el caso de la termosolar o la eólica marina, sin apoyo actualmente, tampoco habrá entrada en condiciones de mercado.

Precio

Los autores de este trabajo observan que una entrada optimizada de capacidades en condiciones de mercado conlleva un precio de mercado mayorista que es superior al recogido en el Pniec oficial, dado el mayor peso relativo en este último de tecnologías con menores costes.

Sin embargo, al computar todos los costes implícitos asociados con ese mix, se concluye que una entrada optimizada permitiría reducir el precio para el consumidor final.

En concreto, la disminución en la factura con respecto al Pniec oficial se situaría en algo menos de 3 €/MWh, pero sería superior a 8 €/MWh al dimensionar en términos de la factura eléctrica la reducción de costes por la red de hidrógeno y las ayudas a las electrolizadoras.

Los autores también concluyen que el resultado del "Pniec óptimo realista" (el que ellos proponen) en términos del peso relativo de la generación eléctrica y de la reducción de emisiones es ligeramente inferior al oficial.

Además, aseguran que la mayor reducción de emisiones a la que aspira el "Pniec oficial" (el aprobado por el Gobierno) se haría con unos costes "muy superiores".

A ese respecto, los autores consideran "significativo" que el precio de la tonelada adicional evitada de CO2 en el "Pniec oficial" (el aprobado por el Gobierno), en relación con el "Pniec óptimo" (el suyo), sea de 753 €, una cifra que es aproximadamente 9 veces el precio actual.

Aspecto clave

Por último, los autores enfatizan un aspecto que consideran clave para la sostenibilidad económica de las nuevas instalaciones de generación renovable: la expansión de la demanda eléctrica.

A ese respecto, Colomer y compañía llaman la atención sobre el hecho de que, aunque el escenario optimizado que ellos plantean en el trabajo prevé una demanda eléctrica inferior a la del "Pniec oficial" (295 vs 339 TWh), sigue siendo una demanda significativamente superior a la observada en los últimos años, que permanece muy rezagada frente al escenario objetivo dibujado en el Pniec.

En consecuencia, consideran que los esfuerzos principales en los próximos años deben estar centrados en el ámbito de la demanda, no de la oferta de generación eléctrica.

Aunque son muchos los aspectos involucrados en ese crecimiento de la demanda, los autores consideran especialmente destacables dos, "y sobre ellos debe avanzarse de una forma mucho más decidida para garantizar la sostenibilidad de los parques de generación renovables".

A saber: por un lado, los autores del estudio proponen "abordar seriamente una reforma fiscal ambiental en el sector energético que aporte señales de descarbonización eficientes para la industria, favoreciendo así su electrificación".

Por otro lado, plantean que se faciliten las "inversiones en redes para permitir la conexión de la demanda, incluyendo un mecanismo de asignación de puntos de acceso y conexión que evite que se siga produciendo su acaparamiento como consecuencia de una asignación ineficiente".

Una valoración del escenario eléctrico óptimo en el PNIEC

GCL, Cornex y TBEA planean fabricar baterías, células, módulos e inversores fotovoltaicos en Egipto

- Kemet, de Egipto, ha firmado tres acuerdos con empresas chinas durante la última semana, que abarcan planes para un complejo de células solares de 5 GW, una fábrica de almacenamiento de energía en baterías de 5 GWh y la primera fábrica de inversores solares de Egipto.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/19/gcl-cornex-y-tbea-planean-fabricar-baterias-celulas-modulos-e-invers...>

Lunes, 19 enero 2026

Kemet, de Egipto, ha firmado tres acuerdos con empresas chinas durante la última semana, que abarcan planes para un complejo de células solares de 5 GW, una fábrica de almacenamiento de energía en baterías de 5 GWh y la primera fábrica de inversores solares de Egipto.

Patrick Jowett

La empresa egipcia Kemet ha firmado un acuerdo de cooperación con el conglomerado chino de energía limpia GCL para desarrollar un complejo industrial para la fabricación de células solares en Egipto.

Según un comunicado publicado por el Ministerio de Electricidad y Energías Renovables de Egipto, el complejo industrial tendrá una capacidad de producción de 5 GW, abarcará 280 000 m² y requerirá un coste total de 500 millones de dólares.

Los términos del acuerdo de cooperación también incluyen la transferencia de tecnología, el uso y la mejora del valor añadido de los suministros de producción locales, la transferencia de experiencia y el desarrollo de capacidades.

El acuerdo es uno de los varios que Kemet ha firmado con empresas chinas para apoyar el desarrollo de las energías renovables en Egipto. Cada uno de los acuerdos fue firmado en presencia del

ministro de Electricidad y Energías Renovables de Egipto, Mahmoud Esmat, durante su reciente visita a China.

Kemet también firmó un acuerdo de cooperación con el fabricante chino de baterías de almacenamiento de energía Cornex para establecer una fábrica de baterías de almacenamiento de energía de 200 millones de dólares en Egipto, con una capacidad de producción anual de 5 GWh.

La empresa también firmó un memorando de entendimiento con el fabricante chino de transformadores eléctricos TBEA para cooperar en la localización de sistemas de conexión a la red eléctrica en Egipto y establecer la primera fábrica del país que produce inversores solares.

Las firmas de Kemet son las últimas de una serie de compromisos de empresas chinas que respaldan las instalaciones de fabricación de energía solar y almacenamiento en Egipto.

El pasado mes de junio, la empresa china Sunrev Solar anunció la construcción de dos fábricas integradas en Egipto con una capacidad de 2 GW cada una para células y módulos solares. Inversores chinos, entre ellos JA Solar, se encuentran entre los que respaldan la construcción de un complejo solar industrial en la zona industrial de Sokhna.

A principios de este mes, la empresa china Sungrow anunció sus planes de construir una planta de fabricación de baterías de almacenamiento de 10 GWh en la zona industrial de El-Sokhna, en Egipto.

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



Grupo Electro Stocks abre un nuevo punto de venta en Castellón

- Grupo Electro Stocks ha inaugurado un nuevo punto de venta en Avenida Valencia, 109, Castellón de la Plana (Castellón).



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/distribucion/199961/grupo-electro-stocks-abre-nuevo-pu...>

Lola Sánchez

Lunes, 19 enero 2026

Grupo Electro Stocks ha inaugurado un nuevo punto de venta en Avenida Valencia, 109, Castellón de la Plana (Castellón). La delegación, que ocupa más de **3.000 metros cuadrados**, está diseñada para atender a instaladores y profesionales del sector.

“La apertura de este nuevo establecimiento supone la **continuación de la actividad comercial** en un espacio que ha tenido un papel relevante para la industria eléctrica en Castellón”, tal y como indican desde la compañía distribuidora. Por su parte, la Asociación Provincial de Instaladores Eléctricos y Actividades Similares de Castellón (**AIECS**) destaca “la importancia de contar con infraestructuras que den soporte a los profesionales”.

El **horario de apertura** es de lunes a jueves, de 07:00 a 18:00 horas, y viernes, de 07:30 a 14:30 horas. Los interesados pueden contactar con el nuevo centro a través del número de teléfono **964 639 300**.

Grupo Electro Stocks cerró 2024 con una facturación de **513 millones de euros** y una cuota de mercado del **8,2 %** (vs. 7,7 % en 2023).

Otros movimientos de Grupo Electro Stocks

Durante el pasado año, **GES** anunció **múltiples operaciones estratégicas** para seguir aumentando su posicionamiento dentro de la distribución profesional.

Uno de los grandes proyectos de GES que verá la luz este año será el **punto de venta de más de 16.000 metros cuadrados en Madrid** , que estará operativo 18 horas al día y contará con 17 rutas de reparto para garantizar la máxima capilaridad y agilidad en las entregas

La organización también volvió a apostar por la especialización gracias a la puesta en marcha de dos nuevas divisiones enfocadas en infraestructura e instalaciones técnicas para edificios (**GES Building Management**) y soluciones fotovoltaicas (**GES Solar**) .

En tercer y último lugar, cabe señalar la **adquisición de Clivent** , especialista en soluciones de ventilación y climatización, como parte del plan de desarrollo del grupo en el sector HVAC.



La Empresa Municipal de Aguas de Córdoba contará con una planta de autoconsumo en su sede central

- El proyecto contempla el suministro la instalación y la puesta en marcha de una planta solar fotovoltaica de 50 kilovatios de potencia



La Empresa Municipal de Aguas de Córdoba contará con una planta de autoconsumo en su sede central

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/la-empresa-municipal-de-aguas-de-c-20260119>

Celia García-Ceca

Lunes, 19 enero 2026

La Empresa Municipal de Aguas de Córdoba (Emacsa) ha anunciado que contará con una planta solar fotovoltaica en la cubierta de su sede central -situada en la calle de los Plateros-, que permitirá producir energía limpia para autoconsumo y avanzar de forma decidida en la transición energética de la entidad. El proyecto contempla el suministro la instalación y la puesta en marcha de una **planta solar fotovoltaica de 50 kilovatios** de potencia destinada a cubrir parte de la demanda eléctrica de la sede social de Emacsa. El presidente de Emacsa, Daniel García-Ibarrola, ha destacado que esta planta solar "supone un paso más en la estrategia para avanzar hacia un modelo más sostenible eficiente y responsable". Según ha señalado, "producir parte de la energía que consumimos nos permite reducir costes, disminuir la dependencia energética y avanzar en el compromiso de Emacsa con la lucha contra el cambio climático".

La instalación estará compuesta por 80 paneles solares de alta eficiencia con una potencia de 585 vatios pico cada uno, así como un inversor de 50 kilovatios, un sistema de monitorización y control de vertido cero y todos los elementos necesarios para garantizar su integración y funcionamiento seguro. La producción anual estimada de la planta será de más de 72.000 kilovatios hora, lo que permitirá un ahorro económico anual superior a 11.200 euros además de una reducción significativa de la huella de carbono asociada a la actividad diaria de la empresa municipal.

Esta iniciativa se enmarca en el proyecto estratégico #REDES_EMACSA 5.0 Más digital y cerca de ti, con financiación de la tercera convocatoria del PERTE de Digitalización del Ciclo del Agua dentro del Plan de Recuperación Transformación y Resiliencia y con fondos de la Unión Europea Next

Generation EU. Con esta actuación Emacsa refuerza su compromiso con la sostenibilidad ambiental, la eficiencia energética y el uso responsable de los recursos públicos apostando por las energías renovables como eje fundamental de su modelo de gestión y alineándose con los Objetivos de Desarrollo Sostenible y las directrices europeas para la transición ecológica.

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN

Disculpen las molestias.

Murcia pone en marcha un autoconsumo fotovoltaico de 36 kWp en el Centro de Salud de Alguazas

<https://www.pv-magazine.es/2026/01/19/murcia-pone-en-marcha-un-autoconsumo-fotovoltaico-de-36-kwp-en-el-centro-de-salud-de-alguazas/>

www.pv-magazine.es

19/01/2026

La instalación, ejecutada por Lumen, estaría formada por un total de 78 módulos de 460 Wp conectados a un inversor de 30 kW, y consta de una superficie de 173,2 m². Los paneles están lastrados a la cubierta mediante soportes prefabricados de hormigón Solarbloc. enero 19, 2026 Jose Pedrosa Instalación fotovoltaica de 35,88 kWp destinada al autoconsumo en el Centro de Salud de Alguazas Imagen: CARM La Comunidad Autónoma de la Región de Murcia (CARM) ha llevado a cabo una actuación para la implantación de una instalación fotovoltaica de 35,88 kWp destinada al autoconsumo en el Centro de Salud de Alguazas, en el marco de las inversiones financiadas con fondos europeos. Según el proyecto técnico, la instalación, proyectada en modalidad de autoconsumo sin excedentes, está formada por un total de 78 módulos de 460 Wp del fabricante chino JA Solar, modelo JAM72S20-460MR, conectados a un inversor de 30 kW Huawei SUN2000-30KTL-M3. La producción anual estimada es de 51.604 kWh. Existe la posibilidad de una ampliación de 30,94 kWp. Los conductores usados serán aislados y unipolares, siendo su tensión asignada 1,5 kV, H1z2z2-k. En el caso de la derivación individual se usarán cables del tipo RZ1-K(AS), 1 kV, con reacción al fuego clase Cca-s1b, d1, a1. El campo fotovoltaico alcanza una superficie total de 173,2 m². La instalación está lastrada a la cubierta mediante soportes prefabricados de hormigón, con una inclinación de 15º, del fabricante extremeño Solarbloc. El proyecto ha sido ejecutado por la empresa murciana especializada en instalaciones eléctricas y telecomunicaciones Lumen y ha supuesto una inversión total de 38.958,62 euros. 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 instalación, ejecutada por Lumen, estaría formada por un total de 78 módulos de 460 Wp conectados a un inversor de 30 kW, y consta de una superficie de 173,2 m². Los paneles están lastrados a la cubierta mediante soportes prefabricados de hormigón Solarbloc. enero 19, 2026 Jose Pedrosa Instalación fotovoltaica de 35,88 kWp destinada al autoconsumo en el Centro de Salud de Alguazas Imagen: CARM La Comunidad Autónoma de la Región de Murcia (CARM) ha llevado a cabo una actuación para la implantación de una instalación fotovoltaica de 35,88 kWp destinada al autoconsumo en el Centro de Salud de Alguazas, en el marco de las inversiones financiadas con fondos europeos. Según el proyecto técnico, la instalación, proyectada en modalidad de autoconsumo sin excedentes, está formada por un total de 78 módulos de 460 Wp del fabricante chino JA Solar, modelo JAM72S20-460MR, conectados a un inversor de 30 kW Huawei SUN2000-30KTL-M3. La producción anual estimada es de 51.604 kWh. Existe la posibilidad de una ampliación de 30,94 kWp. Los conductores usados serán aislados y unipolares, siendo su tensión asignada 1,5 kV, H1z2z2-k. En el caso de la derivación individual se usarán cables del tipo RZ1-K(AS), 1 kV, con reacción al fuego clase Cca-s1b, d1, a1. El campo fotovoltaico alcanza una superficie total de 173,2 m². La instalación está lastrada a la cubierta mediante soportes prefabricados de hormigón, con una inclinación de 15º, del fabricante extremeño Solarbloc. El proyecto ha sido ejecutado por la empresa murciana especializada en instalaciones eléctricas y telecomunicaciones Lumen y ha supuesto una inversión total de 38.958,62 euros. 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

Nueva metodología que proporciona una medida estandarizada de la energía solar disponible por año en Andalucía

- Un grupo de científicos de la Universidad de Córdoba ha desarrollado modelos de aprendizaje automático basados en temperatura para calcular las horas solares pico en Andalucía hasta 2100.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/19/nueva-metodologia-que-proporciona-una-medida-estandarizada-de-l...>

Lunes, 19 enero 2026

Un grupo de científicos de la Universidad de Córdoba ha desarrollado modelos de aprendizaje automático basados en temperatura para calcular las horas solares pico en Andalucía hasta 2100.

Pilar Sánchez Molina

La planificación eficiente de la energía solar en un contexto de emergencia climática requiere una comprensión precisa de cómo evolucionarán los recursos solares a largo plazo. Un estudio llevado a cabo por científicos de la Universidad de Córdoba aborda la proyección de las horas solares pico (Solar Peak Hours, SPH) en Andalucía hasta el año 2100 mediante modelos de aprendizaje automático basados en variables térmicas.

Las SPH, definidas como la cantidad de energía equivalente a una irradiancia de 1.000 W/m² durante una hora, constituyen un indicador clave para el dimensionamiento preliminar de instalaciones fotovoltaicas y la estimación de su productividad. Sin embargo, la obtención de series completas y fiables de radiación solar presenta importantes limitaciones debido a la escasez de estaciones con piranómetros y a los elevados costes de mantenimiento. Frente a esta restricción, el uso de modelos empíricos y, más recientemente, de técnicas de inteligencia artificial basadas en temperatura se ha consolidado como una alternativa robusta.

El estudio llevado a cabo por este grupo de investigación se centra en Andalucía y utiliza datos diarios de 122 estaciones meteorológicas automáticas entre 1999 y 2023. A partir de estas observaciones, se entrenaron y evaluaron distintos modelos de aprendizaje automático —perceptrón multicapa (MLP), máquinas de soporte vectorial (SVM), random forest (RF) y extreme learning machine (ELM)— para estimar la radiación solar diaria y derivar posteriormente las SPH.

Para proyectar el comportamiento futuro, los científicos emplearon escenarios climáticos regionalizados seleccionados por su coherencia a escala diaria y su consistencia con registros históricos. Los resultados obtenidos, recogidos en el trabajo “Projecting solar peak hours in southern Spain using temperature-based machine learning models until 2100”, que se publicarán en abril en *Applied Energy*, muestran que el modelo MLP ofrece el mejor desempeño, con errores significativamente menores que los métodos empíricos clásicos y una elevada capacidad para capturar relaciones no lineales entre temperatura y radiación solar.

Las proyecciones indican una tendencia positiva y estadísticamente significativa de las SPH en la mayor parte del interior andaluz a lo largo del siglo XXI, con valores que superan los 2.000 kWh/m²·año hacia finales de siglo. En contraste, las zonas costeras presentan tendencias más débiles o incluso negativas, reflejando la influencia de factores locales como la humedad y la influencia marítima.

Según los autores del estudio, estos resultados refuerzan el potencial creciente de la fotovoltaica en el sur de España y proporcionan una base cuantitativa para la planificación territorial. Además, demuestran la viabilidad de enfoques basados exclusivamente en temperatura y aprendizaje automático como herramientas de apoyo a la toma de decisiones en escenarios de cambio climático a largo plazo.

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

Pamplona estrena tres papeleras que compactan la basura de su interior con energía solar

- Estas papeleras albergan un mecanismo que compacta la basura de su interior.



Pamplona estrena tres papeleras que compactan la basura de su interior con energía solar

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/pamplona-estrena-tres-papeleras-que-compactan-la-202601...>

Celia García-Ceca

Lunes, 19 enero 2026

Pamplona estrena **tres papeleras autocompactantes basadas en energía solar** como parte de una experiencia piloto. Cada papelera tiene 180 litros de capacidad, son prismas rectangulares de aproximadamente 1,20 m de altura con una trampilla accionable tanto con el pie como manualmente para poder depositar en su interior los pequeños residuos que se vierten en papeleras; así mismo tienen depósito específico para el vertido de colillas. La parte superior del elemento alberga los receptores que captan la energía solar necesaria para su funcionamiento. Las papeleras que están colocadas ya en la calle Bosquecillo en su cruce con la avenida Gipuzkoa (cerca del "Paraguas"); en el cruce de la calle Tudela con García Ximénez y en la avenida de Carlos III, cerca de la plaza de las Merindades. Las ubicaciones han sido elegidas por encontrarse en espacios muy céntricos que, además, son entornos en los que se ha detectado la producción de muchos desechos.

Hasta ahí, un tema de diseño de producto, pero la característica diferencial de estas papeleras es que albergan un mecanismo que, accionado gracias a la energía solar que recoge el propio elemento, compacta la basura de su interior. Eso reduce los costes operativos (menos vaciados al día) al incrementarse la capacidad de recogida y a la larga, al disminuir la frecuencia de vaciado. Las papeleras cuentan con sensores que monitorean el nivel de llenado en tiempo real y envían alertas a los operarios de limpieza cuando el elemento está al 75% de su capacidad mediante una aplicación móvil, lo que facilita una gestión más eficiente. Será el servicio habitual de limpieza viaria de la ciudad el que se encargue de vaciar estas papeleras en la periodicidad adecuada que dicte el uso. De

hecho, esta experiencia procede de una propuesta de Fomento de Construcciones y Contratas (FCC) adjudicataria, desde junio de 2025, del contrato de limpieza viaria.

Por el momento, esta es una prueba sin coste para el municipio; ahora, gracias a estos tres elementos, se estudiará el funcionamiento y eficacia de las papeleras autocompactadoras basadas en energía solar de cara valorar su utilización en un futuro, ya que cada elemento tiene un coste que supera los 5.500 euros. En todo caso, Pamplona se suma a esta iniciativa ya probada en ciudades como Madrid, Barcelona, Vinaròs, Miranda de Ebro o Colmenar Viejo. Estas papeleras se enmarcan en el trabajo de la ciudad para seguir dentro del ámbito de las Smart Cities y en la 'Marca Pamplona', un esfuerzo de definición que persigue involucrar la ciudadanía y a los agentes sociales en la proyección de una ciudad que desde su historia y sus raíces busca consolidarse como una ciudad plural y de vanguardia.



SolarTeam cierra el 2025 con 100 MW vendidos y una facturación de USD 16 millones en Ecuador

- En este periodo, SolarTeam importó 68.218 paneles solares



SolarTeam cierra el 2025 con 100 MW vendidos y una facturación de USD 16 millones en Ecuador

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/solarteam-cierra-el-2025-con-100-mw-20260119>

Celia García-Ceca

Lunes, 19 enero 2026

SolarTeam, empresa ecuatoriana especializada en soluciones de energía solar fotovoltaica, cerró el 2025 como uno de los años más relevantes de su trayectoria, con una facturación aproximada de USD 16 millones. Desde su fundación en 2020, la compañía ha experimentado un crecimiento acelerado, pasando de ejecutar proyectos de 26 kW a alcanzar 100 MW vendidos en 2025. Este desarrollo ha estado impulsado principalmente por la demanda del sector industrial y corporativo, segmentos que buscan reducir costos energéticos, asegurar continuidad operativa y disminuir su dependencia del sistema eléctrico nacional. Durante 2025, SolarTeam alcanzó 61 clientes activos, de los cuales 21 corresponden al sector industrial, un segmento que, si bien representa un menor número de clientes, concentra la mayor parte de la capacidad instalada y de los ingresos de la compañía. Este enfoque ha permitido a SolarTeam posicionarse como un socio estratégico para proyectos de alta complejidad técnica y a gran escala.

El crecimiento operativo de la compañía estuvo acompañado por una fuerte inversión. Solo en 2025, la empresa destinó cerca de USD 20 millones a la adquisición de equipos, ingeniería, construcción y al desarrollo de nuevos proyectos. En este periodo, SolarTeam importó 68.218 paneles solares, alcanzando un acumulado de más de 102.700 paneles desde el inicio de sus operaciones, fortaleciendo la infraestructura fotovoltaica del Ecuador con estándares internacionales. El impacto ambiental de estos proyectos es significativo. Las instalaciones de SolarTeam permiten evitar la emisión de más de 13.352 toneladas de dióxido de carbono (CO₂) al año, una reducción equivalente al beneficio ambiental de sembrar aproximadamente 3 millones de árboles, contribuyendo de manera directa a los objetivos de sostenibilidad y mitigación del cambio climático del país.

Pablo López, CEO de SolarTeam: "en un contexto nacional marcado por la presión sobre el sistema eléctrico, la reducción progresiva de subsidios energéticos y la necesidad urgente de diversificar la matriz energética, el sector productivo ecuatoriano ha comenzado a acelerar su transición hacia fuentes de energía más limpias, eficientes y resilientes. En este escenario, la energía solar fotovoltaica se consolida como una alternativa estratégica. Desde SolarTeam hemos demostrado que es posible desarrollar infraestructura fotovoltaica de alto nivel, con estándares internacionales que garanticen continuidad operativa, ahorro energético y una menor huella de carbono. Todo esto acompañado por una trayectoria que respalda nuestros resultados"

Sobre SolarTeam Energy

Es una empresa ecuatoriana fundada en 2020, especializada en soluciones fotovoltaicas para el sector corporativo, industrial, agroalimentario y residencial. Con más de 100 MW ejecutados y en construcción, se ha consolidado como líder del mercado solar en Ecuador. La empresa trabaja con tecnología Tier 1, componentes de alta eficiencia y estándares internacionales de seguridad, ofreciendo soluciones integrales que permiten a sus clientes reducir costos, mitigar su huella ambiental y mejorar su competitividad.



El Pniec requerirá de 4.800 millones en ayudas al año, según Fedea

La eólica terrestre y los electrolizadores se llevarían el 60% del total

Sergio Guinaldo MADRID.

Casi nadie en el sector energético confía en que España pueda cumplir los objetivos marcados en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) para 2030. Sin embargo, sí que hay unanimidad en que, para que el país pueda progresar en términos de electrificación, desarrollo y reducción de emisiones, es necesario dar pasos hacia ese horizonte. En este sentido, Fedea ha publicado un informe en el que calcula qué nivel de ayudas públicas sería necesario para un escenario “óptimo” al final de la presente década.

74,4

GIGAVATIOS(GW)

Es la capacidad que, según Fedea, habría que subvencionar para compensar su rentabilidad

El informe sostiene que los precios esperados del mercado eléctrico no serían suficientes para cubrir los costes de las nuevas instalaciones previstas para cumplir el Pniec. En consecuencia, la entrada en operación de esas plantas solo sería viable mediante ayudas públicas que compensen su falta de rentabilidad.

En este contexto, el *think tank* estima que sería necesario subvencionar 74,4 GW adicionales de nueva capacidad mediante la concesión de subvenciones públicas por valor de 4.791 millones de euros anuales para las distintas tecnologías. Las ayudas se concentrarían principalmente en dos tecnologías: la eólica terrestre y los electrolizadores.



RENOVABLES

Capital Energy ficha a la gala Eiffage para dos contratos de 80 millones

El grupo se encargará del parque eólico Canales Sur, de 120 MW, y de instalar la línea de alta tensión y la subestación del Clúster de Terrer

Rubén Esteller MADRID.

Capital Energy ha adjudicado dos contratos a Eiffage Energía en Castilla y León por cerca de 80 millones de euros. Por un lado, la compañía ha firmado la construcción del parque eólico Canales Sur (Palencia) y, por otro, la ejecución de la línea de alta tensión y la subestación de los parques eólicos del clúster de Terrer, formado por los proyectos eólicos Pedrecha, San Cristóbal y Cabezuelas (Soria).

En el caso del parque eólico de Canales Sur, de 120 MW, la adjudicación abarca el Balance of Plant (BOP) del parque para su ejecución en dos fases, junto a la construcción de la subestación y la línea soterrada de alta tensión hasta las infraestructuras de evacuación del nudo Cerrato del que forma parte el proyecto. La inversión prevista asciende a 27 millones y se estima que propiciará la creación de 180 puestos de trabajo durante los periodos punta de obra.

En cuanto al clúster de Terrer, ubicado en Soria, el contrato comprende la construcción de la subestación y la línea de alta tensión que permitirá la evacuación de la energía de los parques eólicos Pedrecha, San Cristóbal y Cabezuelas, con una capacidad conjunta de alrededor de 150 MW, hasta las infraestructuras de evacuación del nudo Terrer. La inversión asociada a este contrato asciende a alrededor de 53 millones y su ejecución generará en torno a 150 empleos directos.

“Con este proyecto, consolidamos nuestra hoja de ruta hacia un modelo energético más sostenible, apoyado en la eólica como palanca fundamental de la transición energética. Este acuerdo con Eiffage nos permite avanzar con garantías en la puesta en marcha de infraestruc-



Juan José Sánchez, consejero delegado de Capital Energy. J. ANTONIO ROJO

Ambos proyectos generarán más de 300 empleos directos durante la construcción

turas estratégicas que refuerzan la estabilidad y el crecimiento de la compañía, al tiempo que generan empleo de calidad y contribuyen al desarrollo económico local”, co-

mentó Juan José Sánchez, CEO de Capital Energy.

La ejecución de ambos proyectos implicará el pago de tributos y tasas asociados, incluyendo el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), y reforzará la contribución fiscal a las arcas municipales y provinciales.

Ambos contratos se enmarcan también en el Proyecto Territorios de Capital Energy, una iniciativa que conjuga la descarbonización de la economía y la transformación del modelo energético.



Verbund acuerda con Nordex un pedido de 700 MW en Europa

El trato incluye la entrega de hasta 105 aerogeneradores

S. Guinaldo MADRID.

Nordex Group firmó un acuerdo marco plurianual con Verbund Green Power, la filial internacional de renovables del grupo energético austriaco Verbund, para el suministro potencial de hasta 700 megavatios (MW) de capacidad eólica terrestre.

El acuerdo permitirá a Nordex colaborar en el suministro y entrega de hasta 105 aerogeneradores *onshore* destinados a futuros proyectos de su socio en seis mercados estratégicos: Austria, Alemania, España, Italia, Rumanía y Albania. El pacto tendrá vigencia hasta 2030 y está sujeto a las correspondientes aprobaciones finales y a la firma de contratos comerciales específicos.

“Estamos muy orgullosos de nuestra asociación con Verbund Green Power. A través de este acuerdo marco plurianual, Nordex proporcionará la capacidad de turbinas necesaria para convertir un ambicioso proyecto en generación limpia en seis mercados multinacionales de Europa”, afirmó José Luis Blanco, director general del Grupo Nordex.

Con este acuerdo marco, Nordex refuerza su cartera de pedidos a largo plazo y sienta las bases para acompañar el crecimiento renovable de Verbund Green Power en Europa durante el resto de la década.

La alianza se enmarca en la estrategia Mission V de Verbund, orientada a acelerar su diversificación desde la hidroelectricidad hacia la eólica y la solar, con el objetivo de que ambas tecnologías representen el 25 % de su generación total en 2030. Actualmente, cuenta con más de 1,2 GW de capacidad operativa en Europa.

Verbund acuerda con Nordex el suministro de hasta 700 MW eólicos en Europa

- Verbund Green Power ha firmado un acuerdo marco plurianual con el Grupo Nordex para el suministro potencial de hasta 700 MW de turbinas eólicas terrestres. El ...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energía renovable](#)

[energía renovable](#)

[energías limpias](#)

[energía fotovoltaica](#)

[energía solar](#)

<https://www.review-energy.com/eolico/verbund-acuerda-con-nordex-el-suministro-de-hasta-700-mw-eolicos-e...>

Lunes, 19 enero 2026

19 enero 2026 0

Verbund Green Power y el grupo Nordex han firmado un **acuerdo marco plurianual** para el suministro potencial de **hasta 700 MW de aerogeneradores terrestres**, destinados a futuros proyectos eólicos del grupo energético austriaco en distintos mercados europeos, según ha informado **Nordex Group**.

El acuerdo fue firmado el pasado **16 de enero** en la oficina de Verbund Green Power en Madrid por **Dietmar Reiner**, director general de Verbund Green Power, y **José Luis Blanco**, consejero delegado del grupo Nordex. La colaboración se extenderá hasta **2030**.

En virtud de este pacto, ambas compañías cooperarán para facilitar el suministro y la entrega de **hasta 105 aerogeneradores onshore de Nordex** para proyectos eólicos de VERBUND Green Power en **seis mercados clave**: Austria, Alemania, España, Italia, Rumanía y Albania.

Según las estimaciones actuales de la cartera de proyectos, la capacidad contemplada en el acuerdo –700 MW– podría cubrir aproximadamente el **50% del pipeline eólico de Verbund Green Power**, aunque su ejecución estará sujeta a las aprobaciones finales, acuerdos comerciales y condiciones habituales del sector.

El grupo Verbund, tradicionalmente reconocido por su sólida posición en el ámbito de la **energía hidroeléctrica** , está acelerando su expansión en generación eólica y solar en el marco de su estrategia corporativa **Mission V** . Este plan prevé que la energía eólica y la fotovoltaica representen el **25% de la generación total del grupo en 2030** . Actualmente, VERBUND Green Power cuenta con **más de 1,2 GW de capacidad renovable operativa en Europa** , además de diversos proyectos en construcción y en desarrollo.

“El acuerdo con Nordex respalda nuestro objetivo estratégico de ampliar la generación renovable en toda Europa”, ha señalado **Michael Strugl** , consejero delegado de Verbund. Según ha explicado, la alianza refuerza las opciones de suministro del grupo a medida que los proyectos avanzan, en un contexto de fuerte competencia en la cadena de suministro, y contribuye al cumplimiento de los objetivos de Mission V y a una transición energética segura y acelerada en sus mercados.

Por su parte, **José Luis Blanco** , CEO del grupo Nordex, ha destacado que el acuerdo permitirá transformar una ambiciosa cartera de proyectos en generación limpia en varios países europeos. El directivo ha señalado que hasta **700 MW de aerogeneradores onshore de la clase de 7 MW** de Nordex podrían instalarse en los seis países incluidos en el acuerdo hasta 2030. Asimismo, ha recordado que a finales del año pasado Nordex recibió un **primer pedido de Verbund para nueve aerogeneradores N175/6.X en Rumanía** , lo que supone una ampliación de su presencia en este mercado.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Verbund Green Power y Nordex sellan un acuerdo marco para el suministro de hasta 700 MW en aerogeneradores - Energética 21

- La cooperación se extenderá hasta 2031 y cubrirá proyectos en seis mercados europeos, incluyendo España, con la entrega estimada de 105 turbinas.



Verbund Green Power y Nordex sellan un acuerdo marco para el suministro de hasta 700 MW en aerogeneradores.

[acuerdo marco](#)[verbund green power](#)[nordex group](#)[aerogeneradores](#)[capacidad eólica](#)[energía renovable](#)

<https://energetica21.com/noticia/verbund-green-power-nordex-sellan-acuerdo-marco-suministro-700-mw-aero...>

Energética 21

Lunes, 19 enero 2026

La cooperación se extenderá hasta 2031 y cubrirá proyectos en seis mercados europeos, incluyendo España, con la entrega estimada de 105 turbinas.

La filial internacional de renovables de la energética austriaca, **Verbund Green Power**, ha formalizado un acuerdo marco de cinco años con el fabricante **Nordex Group** para la adquisición de capacidad eólica. La alianza estratégica contempla el suministro de aerogeneradores por un total de hasta 700 MW, destinados a equipar los futuros parques de la compañía en Europa.

La firma, que tuvo lugar en la sede de la energética en Madrid, fue rubricada por **Dietmar Reiner**, director general de **Verbund Green Power**, y **José Luis Blanco**, CEO de **Nordex Group**. Según los términos del contrato, vigente hasta 2031, ambas partes colaborarán en la entrega de hasta 105 turbinas *onshore* para proyectos ubicados en seis mercados clave: Austria, Alemania, España, Italia, Rumanía y Albania.

El volumen de 700 MW acordado representa, según las estimaciones actuales, aproximadamente el 50% de los proyectos eólicos que la energética tiene actualmente en su fase de desarrollo. Este movimiento se alinea con la estrategia corporativa 'Misión V' del grupo austriaco, históricamente

vinculado a la hidroeléctrica, que busca acelerar su expansión en eólica y solar para que estas tecnologías supongan el 25% de su generación total en 2030.

Michael Strugl, CEO de **Verbund**, ha destacado que esta colaboración refuerza las opciones de suministro de la compañía a medida que maduran sus proyectos. El objetivo es "garantizar la cadena de suministro en un entorno muy competitivo" para asegurar la transición energética en sus mercados operativos.

Por su parte, **Nordex** aportará sus últimas turbinas terrestres de la clase 7 MW. **José Luis Blanco** ha señalado que este acuerdo marco plurianual ofrece "un camino claro para suministrar energía eólica fiable y rentable". Además, el directivo ha confirmado que a finales del año pasado ya recibieron un primer pedido bajo esta alianza para suministrar nueve aerogeneradores del modelo N175/6.X en Rumanía, lo que supone el debut de esta tecnología en dicho país.

Con más de 1,2 GW de capacidad renovable ya operativa en el continente, **Verbund Green Power** mantiene diversos proyectos en fase de construcción y una línea de desarrollo activa para cumplir con sus objetivos de diversificación tecnológica.

Verbund y Nordex firman un acuerdo para el suministro de 700 MW en aerogeneradores

- Verbund ha firmado un acuerdo marco a 5 años con Nordex para la adquisición de hasta 700 MW de capacidad en aerogeneradores.



José Luis Blanco (izquierda), CEO del grupo Nordex, y Dietmar Reiner, director general de Verbund Green Power (derecha), se dan la mano en la oficina de Verbund Green Power Iberia en Madrid.

<https://elperiodicodelaenergia.com/verbund-y-nordex-firman-un-acuerdo-para-el-suministro-de-700-mw-en-ae...>

Redacción

Lunes, 19 enero 2026

Verbund

Verbund Green Power, la filial internacional de energías renovables de la empresa energética líder en Austria Verbund, ha firmado un acuerdo marco a cinco años con el Grupo Nordex, fabricante líder mundial de aerogeneradores, para la adquisición de hasta 700 MW de capacidad en aerogeneradores.

La firma de este acuerdo se celebró en la oficina de Verbund Green Power Iberia en Madrid el 16 de enero. Por parte de Verbund firmó Dietmar Reiner, director general de Verbund Green Power, y por parte de Nordex, José Luis Blanco, CEO de Nordex group.

En virtud del acuerdo, las partes cooperarán en el suministro y la entrega de hasta 105 unidades de aerogeneradores onshore Nordex para los proyectos eólicos de Verbund Green Power en seis mercados principales: **Austria, Alemania, España, Italia, Rumanía y Albania**. El acuerdo de colaboración estará vigente hasta 2031.

Según las estimaciones actuales, la capacidad de 700 MW que cubre este acuerdo representaría aproximadamente el 50 % de los proyectos eólicos que Verbund Green Power tiene en su cartera de desarrollo.

El Grupo Verbund, reconocido históricamente por su sólida posición en el mercado de la energía **hidroeléctrica**, está acelerando su expansión en la generación eólica y solar en el marco de la estrategia corporativa Misión V, cuyo objetivo es que la energía fotovoltaica y eólica representen el 25% de la generación total de la empresa para **2030**. Con más de 1,2 GW de capacidad renovable ya operativa en toda Europa, Verbund Green Power está llevando a cabo diversos proyectos en construcción y persiguiendo una ambiciosa línea de desarrollo para acelerar aún más su crecimiento.

Verbund y Nordex

“Esta colaboración con Nordex respalda nuestro objetivo estratégico de ampliar la generación de energía renovable en toda Europa”, afirmó **Michael Strugl**, CEO de Verbund. “Refuerza nuestras opciones de suministro a medida que nuestros proyectos maduran, lo que nos permite garantizar la cadena de suministro en un entorno muy competitivo y cumplir los objetivos de la Misión V, contribuyendo a una transición energética segura y acelerada en nuestros mercados. Estamos encantados de asociarnos con Nordex, un respetado líder europeo en tecnología eólica, cuya experiencia y reputación serán muy valiosas a medida que pasemos de la planificación a la implementación”.

“Estamos muy orgullosos de nuestra colaboración con Verbund Green Power. A través de este acuerdo marco plurianual, Nordex proporcionará la capacidad de turbinas necesaria para convertir un ambicioso proyecto en energía limpia en seis mercados multinacionales de Europa. Con hasta 700 MW de nuestras últimas turbinas terrestres de 7 MW previstas en **Austria, Alemania, España, Italia, Rumanía y Albania**, estamos creando un camino claro para suministrar energía eólica fiable y rentable junto con Verbund hasta 2030. A finales del año pasado, recibimos un primer pedido de Verbund de nueve aerogeneradores N175/6.X, por primera vez en Rumanía, por lo que estamos ampliando nuestra presencia en este país”, afirma **José Luis Blanco**, CEO del Grupo Nordex.

El BEI e Iberdrola acuerdan un préstamo verde de 175 millones para construir dos parques eólicos en Portugal - Energética 21

- Las instalaciones que forman el proyecto, avalado por Cesce, contarán con una capacidad conjunta de 274 MW y operarán de forma híbrida con el almacenamiento hidroeléctrico del país luso.



El BEI e Iberdrola acuerdan un préstamo verde de 175 millones para construir dos parques eólicos en Portugal

bei iberdrola préstamo verde parques eólicos portugal financiación renovable energía eólica

<https://energetica21.com/noticia/bei-iberdrola-acuerdan-prestamo-verde-175-millones-construir-dos-parques-e...>

Energética 21

Lunes, 19 enero 2026

Las instalaciones que forman el proyecto, avalado por Cesce, contarán con una capacidad conjunta de 274 MW y operarán de forma híbrida con el almacenamiento hidroeléctrico del país luso.

El **Banco Europeo de Inversiones (BEI)** ha cerrado un acuerdo de financiación con **Iberdrola** por valor de 175 millones de euros destinado al desarrollo de nuevas infraestructuras renovables en Portugal. La operación, articulada como un préstamo verde, cuenta con la cobertura de **Cesce**, la Agencia de Crédito a la Exportación de España, y tiene como objetivo la construcción de dos parques eólicos en la región norte del país luso.

El proyecto financiará instalaciones con una potencia instalada total de 274 megavatios (MW). Estas nuevas infraestructuras se integrarán en el complejo hidroeléctrico de almacenamiento por bombeo que la energética opera en el río Tâmega, configurando un sistema de generación híbrida. Según las estimaciones técnicas, una vez operativos, los parques generarán energía equivalente al consumo de 400.000 personas.

Uno de los aspectos técnicos más relevantes del proyecto es que constituye la primera conexión híbrida entre almacenamiento por bombeo y energía eólica desarrollada en Portugal. Esta modalidad

permite que ambas tecnologías —la eólica y la hidroeléctrica— compartan el mismo punto de conexión a la red eléctrica.

El modelo de hibridación optimiza el uso de las infraestructuras de transmisión existentes y facilita una integración más estable de las renovables en el sistema, reduciendo el impacto ambiental asociado a la construcción de nuevas líneas de evacuación. Los nuevos parques se sumarán a las tres centrales hidroeléctricas (Gouvães, Daivões y Alto Tâmega) que componen la denominada "gigabatería del Tâmega", uno de los mayores complejos de almacenamiento energético de la península.

Respaldo de Cesce y estrategia europea

La financiación otorgada por el **BEI** está respaldada por una póliza de **Cesce** especializada en proyectos verdes, diseñada para apoyar inversiones sostenibles de compañías españolas en el exterior. Se trata de la segunda operación de estas características formalizada entre estas entidades, tras la financiación del parque eólico marino Windanker en Alemania.

La iniciativa se enmarca dentro de los objetivos del plan **REPowerEU** para reducir la dependencia de los combustibles fósiles y reforzar la seguridad energética de la Unión Europea. Jean-Christophe Laloux, director general de Operaciones del BEI, ha destacado que la operación busca "contribuir a la seguridad energética aprovechando las sinergias entre tecnologías limpias".

Por su parte, José Sainz Armada, director de Finanzas de **Iberdrola**, ha señalado que el acuerdo refuerza la capacidad de impulsar proyectos que mejoran la competitividad a través de la electrificación. Desde **Cesce**, Beatriz Reguero ha incidido en el valor de las alianzas institucionales para canalizar inversión hacia infraestructuras sostenibles.

Iberdrola y el BEI impulsan con 175 millones un innovador proyecto eólico en el norte de Portugal

- Tâmega se convierte en la primera iniciativa portuguesa que combina de forma híbrida energía eólica con almacenamiento hidroeléctrico por bombeo.



Iberdrola y el BEI impulsan con 175 millones un innovador proyecto eólico en el norte de Portugal

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/eolica/iberdrola-y-el-bei-impulsan-con-175-20260119>

Manuel Moncada

Lunes, 19 enero 2026

La financiación cuenta con el respaldo de una garantía de **Cesce, la agencia española de crédito a la exportación**, en el marco de su apoyo a proyectos verdes liderados por empresas españolas fuera del territorio nacional. Se trata de la segunda operación de este tipo entre el BEI e Iberdrola con cobertura de Cesce, tras la financiación del parque eólico marino Windanker en el mar Báltico.

El proyecto del Tâmega marca un hito en el sistema energético portugués al convertirse en la primera iniciativa del país que combina de forma híbrida energía eólica con almacenamiento hidroeléctrico por bombeo. Los nuevos parques se sumarán a las tres centrales hidroeléctricas ya existentes - Gouvães, Daivões y Alto Tâmega- situadas sobre el río Tâmega, cerca de Oporto. Gracias a esta integración tecnológica, ambas fuentes renovables compartirán infraestructuras de conexión a la red, optimizando recursos, reduciendo el impacto ambiental y reforzando la estabilidad del sistema eléctrico.

Desde el BEI subrayan que la operación se alinea con sus objetivos estratégicos en materia de acción climática, cohesión territorial y seguridad energética. El proyecto contribuye además al plan europeo REPowerEU, cuyo objetivo es acelerar la transición energética y reducir la dependencia de las importaciones de combustibles fósiles.

"Al combinar energía eólica e hidroeléctrica, el complejo de Tâmega aumentará la producción de energía limpia y optimizará el uso de infraestructuras existentes en beneficio de los consumidores y

las economías locales", señaló **Jean-Christophe Laloux, director general de Operaciones de Préstamo y Asesoría dentro de la UE del BEI**.

Por su parte, Cesce destacó el valor estratégico de la colaboración público-privada. "Este proyecto demuestra cómo las alianzas a largo plazo con instituciones europeas pueden canalizar inversión sostenible e innovación hacia iniciativas que refuerzan el crecimiento económico", afirma **Beatriz Reguero, directora de Área de Cuenta del Estado** de la entidad.

Iberdrola enmarca la operación dentro de su estrategia de financiación verde y de refuerzo de la electrificación en Europa. Según **José Sainz Armada, director de Finanzas, Control y Desarrollo Corporativo** del grupo, el acuerdo "confirma nuestra capacidad para impulsar proyectos clave que mejoran la seguridad energética y la competitividad, tanto en la península ibérica como en el conjunto de la Unión Europea".

Ubicado en una región considerada de cohesión, el complejo del Tâmega aspira a convertirse no solo en un pilar de la transición energética portuguesa, sino también en un motor de desarrollo económico y social para el norte del país, demostrando que la hibridación tecnológica puede ser una de las piezas más inteligentes del rompecabezas energético europeo.

2026: Un año decisivo para asegurar el liderazgo eólico de España - Energética 21

- Tras consolidarse como primera tecnología del mix en 2025, la AEE reclama seguridad jurídica, redes flexibles y el impulso definitivo a la eólica marina para mantener el liderazgo industrial de España ante los retos globales.



2026: Un año decisivo para asegurar el liderazgo eólico de España.

[energía eólica](#)[españa](#)[potencia eólica](#)[transición energética](#)[industria eólica](#)[energía renovable](#)[electrificación](#)

<https://energetica21.com/articulo/2026-ano-decisivo-asegurar-liderazgo-eolico-espana/>

Energética 21

Lunes, 19 enero 2026

España llega al final de 2025 con un dato significativo: la energía eólica vuelve a cerrar el año como la primera tecnología del sistema eléctrico y ya supera los 32 GW instalados, cubriendo cerca del 24% de la demanda. Es un logro que sitúa al país en la élite europea —segundo en potencia eólica solo tras Alemania— y demuestra una década de avance sólido. Pero el éxito convive con un escenario incierto: tensiones geopolíticas, competencia internacional agresiva y señales de alerta en el propio sistema eléctrico.

El gran aviso del año llegó el 28 de abril, cuando un apagón nacional evidenció los retos técnicos a los que se enfrenta nuestro sistema para integrar la gran penetración de renovables con un crecimiento lento de la demanda y con una normativa técnica que tarda más tiempo en aplicarse. La operación reforzada que se activó tras aquel episodio ha evitado nuevos sobresaltos, pero a costa de encarecer el suministro, desaprovechar energía renovable y ralentizar la descarbonización. La eólica está preparada para contribuir más al equilibrio del sistema, pero reclama un marco técnico claro, dialogado, planificado y estable. La transición energética no puede sostenerse sobre medidas excepcionales que se perpetúen.

El país también afronta un ritmo de instalación eólica insuficiente. Para crecer más, los inversores deben disponer de la regulación y las señales de mercado adecuadas: mayor electrificación del

consumo, procedimientos administrativos homogéneos y ágiles, y seguridad jurídica en los territorios. A pesar de algunos avances, la realidad sigue siendo tozuda. La inseguridad jurídica se ha convertido en un lastre y Galicia es hoy el símbolo de ese problema: más de 90 proyectos eólicos siguen bloqueados por interpretaciones judiciales. El resultado es una parálisis que afecta a empresas, territorios y comunidades que dependen de esa actividad económica. El sector pide coherencia y certidumbre.

Todo esto ocurre mientras Europa vive un pulso industrial y tecnológico con China. El gigante asiático compite con una agresividad comercial que altera el mercado global. España sí tiene una ventaja estratégica: su cadena de valor eólica es completa, potente y exportadora. Pero no es indestructible. Sin medidas europeas que equilibren el terreno de juego y sin una estrategia nacional, la industria puede perder competitividad y empleo. La ventana para reaccionar no será eterna.

Con esta radiografía, el año 2026 se presenta como decisivo. Acelerar la electrificación será imprescindible. El país necesita una red eléctrica actualizada, flexible y capaz de integrar nueva capacidad sin convertirse en un cuello de botella. Esta planificación es tan estratégica como cualquier ley energética. En paralelo, los procedimientos administrativos para la aprobación de los proyectos eólicos deben homogeneizar criterios entre comunidades y aplicar sin ambigüedades la figura europea del Interés Público Superior. Aquí se jugará buena parte del éxito del despliegue renovable.

Otro reto clave es la repotenciación. España cuenta con algunos de los parques eólicos más antiguos de Europa y la mayoría necesita una segunda vida. Repotenciar no es solo cambiar aerogeneradores: significa producir más con menos impacto, reforzar la seguridad del sistema y mantener la actividad industrial. Para que el proceso avance, se requieren incentivos claros, reglas homogéneas y coherencia ambiental entre administraciones. Además, el sector insiste en algo fundamental: la repotenciación debe incentivarse, pero nunca imponerse por calendario; debe responder a criterios técnicos y económicos definidos por cada promotor.

A esto se suma la necesidad de no perder proyectos que llevan años tramitándose. Muchos desarrollos amparados por el RDL 23/2020 siguen paralizados por recursos o litigios. La flexibilidad en los hitos de puesta en marcha será esencial para evitar que proyectos viables acaben caducando por motivos ajenos a su calidad técnica.

El gran salto pendiente es la eólica marina. España tiene industria, puertos, astilleros y tecnología para ser referente mundial en eólica flotante, pero le falta lo más básico: activar el mercado. La Orden Ministerial que debe habilitar la primera subasta piloto aún no ha visto la luz. Si se lanza en 2026, los primeros parques podrían operar en 2033. Si se retrasa, la industria corre el riesgo de perder un tren que no pasa dos veces. España no necesita un mercado enorme, pero sí uno de iniciación, con visibilidad y cronograma.

Diciembre 2025 [Ver Online](#) [Descargar](#)

Nada de esto será viable sin aceptación social. La desinformación, la manipulación, la polarización y algunas campañas organizadas han tensado el debate en varios territorios. El sector asume que el

diálogo temprano, claro y directo es imprescindible. La ciudadanía debe participar, pero también contar con información rigurosa y verificable frente a discursos que buscan confundir.

Finalmente, 2026 exigirá cerrar un marco ambiental equilibrado para la protección de la biodiversidad. Un marco basado en datos, no en estimaciones; en rigor técnico y realismo tecnológico, no en sobrerregulación; y que respete la seguridad jurídica sin efectos retroactivos.

España está ante una bifurcación histórica. Tiene la industria, el recurso, el conocimiento y la capacidad para reforzar su liderazgo europeo. Pero también enfrenta riesgos que pueden frenar ese impulso. El sector eólico espera que 2026 sea un año para afrontar los distintos retos y que sepamos aprovechar la oportunidad para el país.

Artículo escrito por:

Juan Virgilio Márquez , director general de la Asociación Empresarial Eólica (AEE)

BOE: tres proyectos en la segunda semana de enero con 40 MW de fotovoltaica y 45 MW de hibridación

● El Boletín Oficial del Estado publicó en la segunda semana de enero tres proyectos de hibridación



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/19/boe-tres-proyectos-en-la-segunda-semana-de-enero-con-40-mw-de-f...>

Lunes, 19 enero 2026

El Boletín Oficial del Estado publicó en la segunda semana de enero tres proyectos de hibridación

Jose Pedrosa

Imagen: Antonio García, Unsplash

Recopilamos los anuncios más destacados del Boletín Oficial del Estado (BOE) en la segunda semana de enero:

Solicitud de procedimiento simplificado de autorización administrativa previa y autorización administrativa de construcción de la planta solar fotovoltaica Hibridación Torozos A, de 39,9 MW, para su hibridación con el parque eólico existente Torozos A, de 41,8 MW, en el término municipal de Castromonte, provincia de Valladolid, promovida por **Naturgy** .

Estudio de Impacto Ambiental, solicitud de Autorización Administrativa Previa, solicitud de Autorización Administrativa de Construcción y solicitud de Declaración de Utilidad Pública del proyecto de ejecución del parque eólico Hibridación Cofrentes I, de 45 MW, para su hibridación con la planta solar fotovoltaica Cofrentes I, de 154,665 MW, en las provincias de Albacete y Valencia, promovido por **Iberdrola** .

Solicitud de Declaración, en concreto, de Utilidad Pública del proyecto de línea de media tensión de 20 kV y centro de entrega y medida en caseta prefabricada para la evacuación de la planta

fotovoltaica Beato, de 15 MW, en el término municipal de Puerto Real (Cádiz), promovido por **Luxida Solar** .

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

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

Popular content

Castilla y León impulsa el Centro Logístico Comarcal de Biomasa en La Bañeza para prevenir incendios

● En este periodo, SolarTeam importó 68.218 paneles solares



Castilla y León impulsa el Centro Logístico Comarcal de Biomasa en La Bañeza para prevenir incendios

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/bioenergia/castilla-y-le-n-impulsa-el-centro-20260119>

Celia García-Ceca

Lunes, 19 enero 2026

La Junta de Castilla y León, a través de la Consejería de Medio Ambiente, Vivienda y Ordenación del Territorio y de la Sociedad Pública de Infraestructuras y Medio Ambiente (Somacyl), impulsa el **Centro Logístico Comarcal (CLC) de Biomasa Forestal de Castrocontrigo (León)**, una infraestructura estratégica destinada a fomentar el aprovechamiento sostenible de la biomasa, la prevención de incendios forestales y la generación de empleo en el medio rural. El CLC se ubica en el municipio de Castrocontrigo, dentro de la comarca forestal de La Bañeza, y dará servicio en un radio de actuación de 35 kilómetros, abasteciéndose de la biomasa procedente de 35 municipios de la provincia de León y 55 de la provincia de Zamora. El área de influencia del centro alcanza las 384.949 hectáreas forestales, una de las zonas con mayor potencial biomásico y también con elevada incidencia de incendios forestales en la Comunidad.

Las parcelas donde se asienta el centro, con una superficie total de 18.681 metros cuadrados, han sido cedidas a SOMACYL por la Junta Vecinal de Castrocontrigo. La sociedad pública adscrita a la Consejería de Medio Ambiente, Vivienda y Ordenación del Territorio se encargará de su mantenimiento y explotación. El Centro Logístico Comarcal de Castrocontrigo está dimensionado para gestionar un mínimo de 20.000 toneladas anuales de biomasa forestal. La instalación permite la recepción de biomasa en rollo o astillada, su cribado, secado, almacenamiento y posterior distribución a las plantas de consumo, fundamentalmente a las redes de calor con biomasa que gestiona SOMACYL en la provincia de León.

El proyecto incluye la construcción de una nave de 300 metros cuadrados destinada a maquinaria, oficinas y mantenimiento, amplias zonas exteriores para el acopio de madera y astilla, áreas de astillado y cribado, sistemas de pesaje, instalaciones contra incendios y conexión a los servicios municipales de agua, saneamiento y suministro eléctrico. De forma paralela, Somacyl está adquiriendo la maquinaria forestal necesaria —astilladoras, cribadoras, autocargadores, palas cargadoras y camiones— que dará apoyo a este centro y a los otros dos CLC de la provincia de León, ubicados en Llamas de la Ribera y Almanza.

La actuación cuenta con una inversión total de 1.671.164 euros, de los que 738.932 euros corresponden a la ejecución de las obras y 932.232 euros a la adquisición de maquinaria. El proyecto está financiado en un 70 % con fondos europeos de Transición Justa y en un 30 % por la Junta de Castilla y León, a través de Somacyl. El CLC de Castrocontrigo forma parte de la red de Centros Logísticos Comarcales de Biomasa Forestal que Somacyl desarrolla en la provincia de León, junto con los centros de Llamas de la Ribera y Almanza, con una inversión conjunta de 5,33 millones de euros. Esta red permitirá la creación de alrededor de 60 puestos de trabajo directos, principalmente vinculados a las labores de extracción y gestión forestal, además del empleo indirecto asociado al transporte y la logística de la biomasa. El área de influencia conjunta de los tres centros supera las 1,18 millones de hectáreas forestales.

De calderas de gasóleo a gas verde: la rehabilitación de una comunidad que ha logrado un ahorro del 60 %

- Aerotermia, fotovoltaica y calderas alimentadas por gases verdes. Estos han sido los tres ingredientes principales de una obra de rehabilitación integral impulsada por Nedgia.



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/energias-renovables/152561/de-gasoleo-a-gases-v...>

Javier Espada

Lunes, 19 enero 2026

Una comunidad de vecinos de 133 viviendas de Getafe ha pasado de calefactarse con calderas de gasóleo a hacerlo con equipos de última generación preparados para funcionar con biometano. Nos adentramos en los entresijos de este proyecto innovador impulsado por Nedgia y ejecutado por la empresa Envoltermia.

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

Aerotermia , **fotovoltaica** y calderas alimentadas por **gas verde** . Estos han sido los tres ingredientes principales de una **obra de rehabilitación integral** impulsada por **Nedgia** en una comunidad de propietarios de **133 viviendas** en **Getafe** (Madrid). Un proyecto innovador que ya está permitiendo a sus vecinos calentarse con **biometano** y que confirma el **enorme potencial** de los gases verdes en la **descarbonización de edificios** .

Hasta ahora, la comunidad de vecinos contaba con una caldera centralizada de gasóleo con más de **20 años de antigüedad** . Y el reto pasaba por sustituirla por un equipo

de última generación de alta eficiencia preparado para funcionar con biometano. Una actuación que se ha traducido en un **ahorro energético integral de más del 60 % de energía primaria** .

Además de la transformación de la sala de calderas, la actuación integral se ha completado con la **rehabilitación de fachada** con sistema SATE, la **rehabilitación de la cubierta con retirada de amianto** , la impermeabilización y el aislamiento, la sustitución de ventanas de zonas comunes, y la rehabilitación de bajantes de pluviales mediante la proyección interior de polímero plástico.

Todo ello acompañado de una **instalación solar fotovoltaica** para autoconsumo colectivo de **84,6kW** en las cubiertas de los siete edificios de la comunidad, que multiplicarán el uso de energía renovable. De hecho, el **26 % de la generación** se destinará para cubrir parte del consumo eléctrico de la **aeroterminia** , mientras que el resto se repartirá entre las viviendas y las zonas comunes de la mancomunidad.

La reforma, paso a paso

Envoltermia , empresa madrileña de consultoría energética especializada en la rehabilitación de edificios y en la accesibilidad con proyectos llave en mano, ha sido la compañía elegida para **ejecutar el proyecto**.

Con el objetivo de llevar a cabo la reforma de la sala de calderas de la manera más eficiente, Envoltermia ha optado por un conjunto hibridado de equipos de la marca **Wolf** , que incluyen **calderas de condensación y bombas de calor aire-agua** , una solución que destaca por su “máxima eficiencia, sostenibilidad y confort acústico”.

“Estas unidades están diseñadas para ofrecer un **rendimiento óptimo incluso en climas fríos** , con un COP elevado que garantiza un consumo mínimo y un aprovechamiento máximo de la energía renovable”.

Álvaro López, director técnico de Envoltermia

Además, la instalación se ha realizado en **dos secuencias de cinco unidades monoblock** Wolf CHA Monoblock 20/24 cada una, sumando un total de **diez equipos** y dos calderas de condensación Wolf MGK-2 de 630 kW térmicos cada una. De esta manera, la compañía espera cubrir la totalidad de la demanda de ACS con la **aeroterminia** , que también prestará apoyo a la calefacción durante los meses más templados del año, como exponen desde Envoltermia.

Fachada de la comunidad de vecinos ubicada en la calle Delfín de Getafe.

Los grandes retos de la instalación

Tal y como reconoce **Álvaro López** , director técnico de Envoltermia, el principal desafío de la obra ha sido el **plazo de ejecución** . “El inicio de obras estaba condicionado a la resolución favorable de la subvención, pero gracias a nuestros equipos de trabajo hemos conseguido **mejorar el plazo de ejecución** que estaba previsto inicialmente”.

De hecho, los trabajos de la rehabilitación se iniciaron **a mediados de 2025** y estaban completados el pasado el **30 de diciembre** , fecha en la que se puso en funcionamiento la sala de calderas alimentada por biometano.

López subraya que el trabajo de su empresa ha estado centrado en “ofrecer un servicio completo que va desde el primer análisis hasta la ejecución final de la actuación”. Y todo ello con un **compromiso claro** : “mejorar la calidad de vida de las familias que confían en nosotros, **ahorrar en el consumo energético** y revalorizar las viviendas”.

El impulso de los fondos Next Generation

El proyecto de rehabilitación ha salido adelante gracias al impulso de la subvención de los **fondos Next Generation** , que ascendió a los **1,8 millones de euros** . No obstante, para acceder a esta ayuda, la obra ha tenido que cumplir una **serie de requisitos** , tanto técnicos como administrativos:

- **Mejoras sustanciales en eficiencia energética:** Se exige una reducción mínima del 30 % de la energía primaria no renovable (aunque en este caso **se ha alcanzado el 60 %**), además de la disminución de la demanda energética para calefacción y refrigeración según la zona climática (en Madrid se pide al menos un 35 % y se ha superado).
- **Otros requisitos:** El edificio debe ser anterior a 1996, las obras deben iniciarse tras la solicitud de la ayuda, y las empresas ejecutoras deben estar profesionalmente acreditadas para llevar a cabo la rehabilitación.
- **Beneficios adicionales:** Además, se pueden obtener hasta 1.000 € por vivienda o hasta 12.000 € por edificio por la retirada de elementos peligrosos como el amianto.

La instalación se ha realizado en dos secuencias de cinco unidades monoblock Wolf CHA Monoblock 20/24 cada una, sumando un total de diez equipos y dos calderas de condensación Wolf MGK-2.

El potencial del gas verde

El proyecto liderado por Nedgia en Getafe confirma el **potencial del gas verde** en la descarbonización de viviendas y edificios. Y demuestra que se puede avanzar hacia este escenario de descarbonización “ **sin necesidad de realizar grandes inversiones** ni modificar por completo las instalaciones existentes”. Y es que, las calderas de gas natural funcionan con gas verde como biometano sin realizar modificaciones.

“Esta ventaja permite a las familias mantener el mismo confort térmico al que están acostumbradas, sin cambios en el uso ni en la fiabilidad del servicio, ya que las calderas siguen ofreciendo calefacción y ACS con la misma eficiencia, pero utilizando un **combustible renovable** que contribuye a **reducir las emisiones de CO₂** ”, indican desde Nedgia.

Pero el **potencial del gas verde** también puede extenderse hacia los ámbitos **industrial y terciario**. De hecho, el impacto de este tipo de instalaciones para las empresas es **doble** , ya que les permite cumplir con los objetivos de sostenibilidad y normativas medioambientales; y a la vez aprovechar infraestructuras ya existentes, evitando costes elevados.

“En definitiva, el gas verde ofrece una **solución realista, eficiente y sostenible** , que combina lo mejor de dos mundos: la comodidad y fiabilidad de los sistemas actuales con el compromiso medioambiental que exige el futuro”, concluyen desde Nedgia.

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

Dieciséis parques eólicos tienen repotenciaciones aprobadas o pendientes de autorización en Galicia

- Un total de 16 parques eólicos en Galicia tienen proyectos de repotenciación aprobados o pendientes de autorización que, según estima la Xunta.



El parque eólico Mondigo de Recursos de Galicia (RDG).

<https://elperiodicodelaenergia.com/dieciseis-parques-eolicos-tienen-repotenciaciones-aprobadas-o-pendientes...>

Redacción

Lunes, 19 enero 2026

La Xunta está tramitando siete nueva solicitudes que de ser autorizadas permitirían eliminar 222 aerogeneradores de estos proyectos

Un total de 16 parques eólicos en Galicia tienen proyectos de repotenciación aprobados o pendientes de autorización que, según estima la Xunta, incrementarían su producción de los 1.108.000 megavatios al año hasta los 1.495.000, equivalente al consumo eléctrico de 373.000 familias.

En concreto, la Xunta está tramitando siete nueva solicitudes que de ser autorizadas permitirían eliminar 222 aerogeneradores de estos proyectos, pasando de los 259 que tienen a día de hoy a solo 37 y manteniendo la misma potencia de más de 190 megavatios.

Las solicitudes se refieren a los parques de Barbanza I y II, Farelo, Serra da Loba, Monte Treito, Serra do Cando y Monte Seixo Cando.

Además, entre 2024 y 2025 la Xunta aprobó la repotenciación de otros nueve parques eólicos en Galicia, de los cuales tres están en estos momentos en obras, según un informe de las Consellerías de Medio Ambiente y de Economía e Industria que ha sido analizado este lunes en el Consello del Gobierno gallego.

En total, el número de aerogeneradores instalados en estos 16 parques se reduciría de 620 a 111.

El objetivo de estos proyectos es producir a medio plazo más energía renovable pero con un 82% menos de máquinas funcionando y sin necesidad de buscar nuevas localizaciones ni de construir líneas de evacuación adicionales para conectarlos a la red.

Los eólicos para Galicia

La previsión es que gracias a la ejecución de estos 16 proyectos se pueda evitar la emisión de 702.650 toneladas de CO2 anualmente a la atmósfera, las mismas que generarían 562.100 coches circulando durante todo un año.

Estas repotenciaciones consisten en sustituir las máquinas más antiguas instaladas por otras más modernas y eficientes al tener mayor capacidad de barrido de forma que, con muchos menos aerogeneradores, se puede con la misma potencia incrementar en un 35% la producción energética.

Actualmente la potencia eólica instalada en Galicia es de 4.022 MW entre 194 parques en funcionamiento. Sin embargo, de las 140 instalaciones autorizadas y sin operar (incluidos los nueve proyectos de repotenciación), un total de 92 con una potencia de 2.512 MW están afectadas por recursos judiciales.

Ayudas para impulsar la eficiencia energética

La Consellería de Economía e Industria, a través del Instituto Energético de Galicia (Inega), va a lanzar ayudas para fomentar el uso de fuentes de energía renovables y apostar por el **ahorro y la eficiencia energética** en las empresas, administraciones y entidades sin ánimo de lucro.

Se trata de cuatro convocatorias, que se publicará en el Diario Oficial de Galicia (DOG) el próximo 20 de enero, por 17,5 millones de euros con las que se espera movilizar cerca de 52 millones de euros para instalar calderas de biomasa, paneles solares fotovoltaicos o implantar soluciones que reduzcan el consumo y el coste de la factura eléctrica.

El Gobierno aprobará un nuevo Real Decreto para reforzar la prevención y gestión de incendios forestales

- El Gobierno aprobará un nuevo Real Decreto para mejorar la prevención y gestión de incendios forestales cada vez más extremos.



<https://www.ambientum.com/ambientum/cambio-climatico/el-gobierno-aprobara-un-nuevo-real-decreto-para-...>

Ambientum Portal Ambiental

Lunes, 19 enero 2026

El Gobierno de España aprobará en el próximo Consejo de Ministros un nuevo Real Decreto destinado a reforzar la prevención y gestión de incendios forestales, así como la recuperación ante estos, un riesgo creciente agravado por los efectos del cambio climático. Así lo ha anunciado la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen, durante su visita a proyectos de transición justa en la provincia de León.

Contenido del artículo

Toggle

- Un marco común frente a incendios cada vez más extremos
 - Cinco medidas clave para mejorar la coordinación y la seguridad
- Un sistema integrado alineado con la emergencia climática
- Prevención, protección ambiental y resiliencia territorial
- Transición justa y desarrollo sostenible en el territorio

Un marco común frente a incendios cada vez más extremos

La futura norma establecerá un marco común de actuación para mejorar la eficacia, la seguridad y la coordinación entre las distintas administraciones y los dispositivos operativos implicados en la lucha

contra los incendios forestales. El objetivo es anticiparse y responder de forma más eficiente a unos incendios que son cada vez más extensos, rápidos y complejos.

Según ha subrayado la vicepresidenta, la prevención y gestión de incendios forestales deben abordarse durante todo el año. "Los incendios se apagan también en invierno; hay que trabajar los 365 días del año", ha señalado, destacando la necesidad de reforzar la seguridad del personal y la cooperación entre unidades operativas, especialmente en medios, sistemas de comunicación y cartografía.

Cinco medidas clave para mejorar la coordinación y la seguridad

El Real Decreto articula cinco actuaciones fundamentales para fortalecer la respuesta frente a los incendios forestales:

- Calificación homogénea de las unidades de extinción, que permitirá identificar de forma común las capacidades operativas y facilitará la colaboración entre comunidades autónomas y, cuando sea necesario, a nivel internacional.
- Protocolo común para el uso de medios aéreos, con criterios técnicos unificados que incrementen la seguridad y la eficiencia de las operaciones con aeronaves.
- Indicativos de radio unívocos, destinados a armonizar las comunicaciones y reducir el riesgo de errores en situaciones de emergencia.
- Simbología común para mapas operativos, que facilitará la interpretación compartida de la información geoespacial y la toma de decisiones en tiempo real.
- Condiciones mínimas de seguridad y equipos de protección individual (EPI), garantizando la protección del personal interviniente conforme a la normativa de prevención de riesgos laborales.

Un sistema integrado alineado con la emergencia climática

Estas medidas se integran en el sistema común de gestión de emergencias previsto en la Ley de Montes y han sido elaboradas en el seno del Comité de Lucha contra Incendios Forestales, con la participación de todas las administraciones competentes. El enfoque técnico y consensuado de la norma refuerza la cooperación institucional, respetando el marco competencial y mejorando la respuesta conjunta ante incendios de gran magnitud.

El Real Decreto es coherente con los compromisos asumidos en el Pacto de Estado frente a la Emergencia Climática y supone un paso decisivo para consolidar un sistema nacional de gestión de emergencias más resiliente, basado en la prevención, la coordinación y la protección de los ecosistemas.

Prevención, protección ambiental y resiliencia territorial

La aplicación de esta nueva normativa tendrá un impacto positivo en la reducción de los daños ambientales y económicos asociados a los incendios forestales, al tiempo que contribuirá a mejorar la seguridad de la ciudadanía y del personal que trabaja sobre el terreno. La planificación preventiva y

la respuesta operativa coordinada se refuerzan así como pilares clave frente a un fenómeno cada vez más vinculado al cambio climático.

Transición justa y desarrollo sostenible en el territorio

En el marco de su visita a León, la vicepresidenta también ha conocido proyectos de transición justa en La Robla y La Pola de Gordón, orientados a generar nuevas oportunidades económicas en territorios históricamente ligados al carbón. Iniciativas como La Robla Green, centrada en biomasa, captura de CO2, hidrógeno y metanol, o la rehabilitación energética de infraestructuras públicas, muestran cómo la sostenibilidad, la eficiencia energética y la resiliencia territorial pueden avanzar de forma conjunta.

Redacción Ambientum

Fedea estima que alcanzar los objetivos del PNIEC exigiría unos 4.800 millones anuales en subvenciones

- El PNIEC exigiría unas subvenciones de casi 4.800 millones anuales destinadas a las distintas tecnologías para poder alcanzar los objetivos a 2030.



Fedea estima que alcanzar los objetivos del PNIEC exigiría unos 4.800 millones anuales en subvenciones

<https://elperiodicodelaenergia.com/fedea-estima-que-alcanzar-los-objetivos-del-pniec-exigiria-unos-4-800-mill...>

Redacción

Lunes, 19 enero 2026

El PNIEC prevé 167,1 gigavatios (GW) de potencia instalada de generación y electrolización en 2030, un 93% superior a la instalada en 2025

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) exigiría unas subvenciones de casi 4.800 millones de euros anuales destinadas a las distintas tecnologías para poder alcanzar los objetivos de capacidades previstas a 2030 , según un estudio de Fedea.

En concreto, el informe -realizado por Antonio Colomer (NERA), Óscar Arnedillo (NERA), Marcelo Rabinovich (NERA), Diego Rodríguez (UCM y Fedea) y Jorge Sanz(NERA)- dibuja un escenario alternativo al PNIEC para el sector eléctrico que, al tiempo que se construye sobre hipótesis que se consideran más realistas, deja que sea la minimización del coste de suministro la que establezca las capacidades adicionales de generación a instalar.

Así, el estudio considera que, según el cálculo del PNIEC, los precios resultantes del mercado no serían suficientes para cubrir los costes de las instalaciones que la 'hoja de ruta' del Gobierno a 2030 para la **descarbonización** supone que se van a construir. De esta manera, la entrada de las nuevas plantas previstas sólo será posible si se les pagan subvenciones que les permitan cubrir esa falta de rentabilidad.

PNIEC

El PNIEC prevé 167,1 gigavatios (GW) de potencia instalada de generación y electrolización en 2030, un 93% superior a la instalada en 2025.

El 'think tank' cree que ese volumen de entrada en un plazo de cinco años no sólo ignora los problemas asociados a la congestión de la red, sino el hecho de que las paradas forzadas por exceso de producción ('curtailments') y el propio impacto de esas renovables sobre el precio del mercado pueden hacer que las nuevas instalaciones, en realidad, no obtengan ingresos suficientes para cubrir sus costes.

Por ello, Fedea estima que habría que subvencionar 74,4 GW de nueva capacidad con ayudas adicionales a las comprometidas hasta ahora. De ellos, 9,4 GW se corresponden con capacidad de electrolización y 65 GW se corresponden con capacidad de generación.

Así, el estudio subraya que resultaría necesario pagar 4.791 millones de euros cada año a las distintas tecnologías para que realmente se construyeran las capacidades del escenario objetivo del PNIEC oficial.

Eólica terrestre y electrolizadoras

Esas subvenciones estarían concentradas en dos tecnologías: en eólica terrestre y en electrolizadoras, que conjuntamente representarían el 62% de las subvenciones necesarias.

De esta manera, en términos de subvención por unidad de potencia instalada las tecnologías que necesitarían mayor apoyo serían las electrolizadoras (160,7 millones de euros/GW), la termosolar (156,7 millones de euros/GW) y la eólica marina (143,7 millones de euros/GW). En el otro extremo, la subvención unitaria a la solar fotovoltaica centralizada sería de sólo 19 millones de euros/GW instalado.

En el trabajo se asume la disponibilidad en 2030 de las capacidades de generación actualmente instaladas que no habrán finalizado su vida útil en ese año y las ya comprometidas en estos momentos, incluidas las que han recibido financiación pública para facilitar su entrada.

Los autores comparan los resultados de ese escenario alternativo con el recogido en el PNIEC en términos del mix de capacidad y de generación, de las emisiones asociadas y del coste de suministro. En ese cálculo de costes los autores también integran las subvenciones implícitas que permitirían el despliegue deseado de renovables, de almacenamiento y de capacidad de electrólisis planteado en el escenario objetivo del PNIEC.

En la modelización de las capacidades de generación se diferencia entre dos grupos de tecnologías. Para un primer grupo se asume, tal y como se hace en el PNIEC, que las capacidades están predeterminadas y no son el resultado del equilibrio en el mercado eléctrico. Este grupo incluye a las **centrales de ciclo combinado, carbón, nuclear, autoconsumo, cogeneración e hidroeléctrica.**

En el caso de la **nuclear**, se asume que seguirán estando disponibles los 7,1 GW de capacidad de generación actuales, con la extensión así de la autorización de explotación tanto de los dos grupos

de Almaraz como de Ascó I y Cofrentes, frente a los cierres que prevé el PNIEC, reduciendo así la capacidad de esta tecnología a los 3,1 GW a finales de 2030.

Vehículos electrificados

En lo que respecta a la demanda, el informe de Fedea considera que no es realista el supuesto incluido en el PNIEC de un parque de 5,5 millones de vehículos electrificados en 2030, asumiendo un escenario con la mitad de vehículos electrificados para ese año.

El estudio también considera clave para la sostenibilidad económica de las nuevas instalaciones de generación renovable la expansión de la demanda eléctrica.

A ese respecto, llama la atención sobre el hecho de que, aunque el escenario optimizado que se plantea en el trabajo prevé una demanda eléctrica inferior a la del PNIEC oficial -295 teravatios hora (TWh) frente a 339 TWh-, sigue siendo una demanda significativamente superior a la observada en los últimos años, "que permanece muy rezagada frente al escenario objetivo dibujado en el PNIEC".

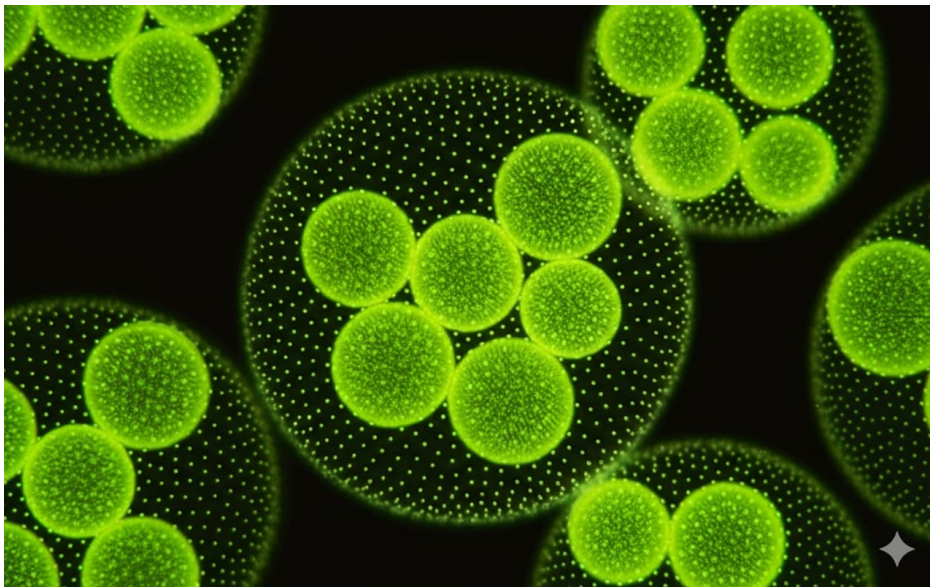
Demanda

Por ello, advierte de que los esfuerzos principales en los próximos años deben estar centrados en el ámbito de la demanda, no de la oferta de generación eléctrica.

En este sentido, señala, por un lado, la necesidad de abordar seriamente una reforma fiscal ambiental en el sector energético que aporte señales de descarbonización eficientes para la industria, favoreciendo así su electrificación, y, por otro, la de facilitar las inversiones en redes para permitir la conexión de la demanda, incluyendo un mecanismo de asignación de puntos de acceso y conexión que evite que se siga produciendo su acaparamiento como consecuencia de una asignación ineficiente.

Investigadores obtienen biomasa de microalgas criadas en aguas procedentes de almazaras

- Científicos de la Universidad de Jaén (UJA) logran descontaminar aguas de almazara mediante una microalga, transformando residuos en biocombustibles y biofertilizantes.



<https://www.ambientum.com/ambientum/agua/investigadores-obtienen-biomasa-de-microalga-criadas-en-agu...>

Ambientum Portal Ambiental

Lunes, 19 enero 2026

Un equipo de investigación de la Universidad de Jaén (UJA) ha logrado un avance significativo en la lucha contra la contaminación industrial, impulsando un modelo de economía circular pionero para el crucial sector del olivar. Científicos del Departamento de Ingeniería Química, Ambiental y de los Materiales han conseguido producir biomasa a partir de una microalga que no solo descontamina eficazmente las aguas residuales de las almazaras, sino que también acumula valiosos bioproductos con potencial de uso industrial.

El proyecto, que ha recibido financiación de la Consejería de Universidad de la Junta de Andalucía a través de Fondos Feder, permite transformar lo que antes era un residuo contaminante en materia prima de alto valor, destinada a industrias como la energética, agrícola o cosmética.

El estudio, titulado *'Production of Bioproducts from Wastewater Treatment Using the Microalga Neochloris oleoabundans'*, y publicado en la revista *Engineering in Life Sciences*, se centró en aprovechar la elevada carga contaminante de los vertidos oleícolas como una fuente rica en nutrientes. Los investigadores lograron un crecimiento controlado de la especie *Neochloris oleoabundans*, un microorganismo conocido por su capacidad de prosperar en entornos hostiles y de convertir desechos en materia prima reutilizable.

Contenido del artículo

Toggle

- Un balance de descontaminación y valor añadido
- Diseño experimental y perspectiva de futuro

Un balance de descontaminación y valor añadido

Los resultados del ensayo son categóricos en la reducción de la contaminación. La microalga demostró ser capaz de reducir entre un 66% y un 94% de los principales compuestos nocivos presentes en las aguas de almazara. Esta drástica disminución en la carga contaminante permite alcanzar una calidad adecuada para la reutilización del agua, un bien de capital importancia en regiones con escasez hídrica.

Como valor añadido a esta biorremediación, la microalga demostró una notable capacidad de acumulación de componentes de interés industrial. La biomasa generada resultó ser excepcionalmente rica, alcanzando hasta un 56% de carbohidratos y un 51% de lípidos, componentes ideales para la producción de biocombustibles como el biodiésel o el bioetanol. Además, presentó un 49,5% de proteínas, aprovechables para la formulación de biofertilizantes o para la alimentación animal.

La coautora del estudio, María Lourdes Martínez-Cartas, investigadora de la UJA, explicó que la trascendencia de esta investigación se extiende más allá de la industria oleícola. La calidad del agua tratada permitiría su vertido a caudales fluviales sin alterar el medio ambiente, habilitándola incluso para el riego de cualquier otro cultivo, impulsando la economía circular de manera integral.

Diseño experimental y perspectiva de futuro

Para abordar el desafío ambiental, el equipo andaluz trabajó con tres tipos de aguas residuales distintas: dos procedentes de la almazara Cruz de Esteban en Mancha Real, Jaén (agua de limpieza de aceitunas y agua de lavado de aceite), a las que se sumó una tercera corriente de agua residual urbana obtenida de la Estación Depuradora de Mengíbar. Los científicos calibraron la composición química de cada muestra, ya que las aguas de la almazara son ricas en compuestos orgánicos y fenólicos que resultan tóxicos en exceso, mientras que las aguas urbanas aportan los nutrientes inorgánicos esenciales, como nitrógeno y fósforo, necesarios para el desarrollo de los microorganismos.

Martínez-Cartas subrayó que el objetivo final es que este proceso pueda ser implementado a escala real, permitiendo a las almazaras beneficiarse de la investigación y crear nuevas oportunidades de negocio paralelas a la producción de aceite. Este proceso no solo ofrece una solución sostenible a la gestión de residuos, sino que, de manera crucial, «da una nueva vida al agua, un bien tan escaso en nuestra región», concluyó la investigadora.

Redacción Ambientum

Los desafíos energéticos del nuevo gobierno chileno

- Chile cuenta con una cartera de proyectos de hidrógeno verde y renovables que suma miles de millones de dólares, pero que hoy tropieza con una burocracia que ralentiza las inversiones.



Los desafíos energéticos del nuevo gobierno chileno

<https://elperiodicodelaenergia.com/los-desafios-energeticos-del-nuevo-gobierno-chileno/>

Danielle Danko

Lunes, 19 enero 2026

La reciente victoria electoral de José Antonio Kast abre un nuevo capítulo para el sector energético en Chile. Tras años de una expansión explosiva de las energías renovables variables, el país se encuentra en una encrucijada: cómo mantener el liderazgo verde sin sacrificar la estabilidad del sistema ni la competitividad de las tarifas. Lo que se espera de este nuevo gobierno no es solo continuidad, sino una reingeniería de la gestión estatal para que el potencial natural se traduzca en desarrollo económico real.

El pilar fundamental de la propuesta de Kast reside en el combate a la "permisología". Chile cuenta con una cartera de proyectos de hidrógeno verde y renovables que suma miles de millones de dólares, pero que hoy tropieza con una burocracia que ralentiza las inversiones. En este sentido, se espera que el nuevo Ejecutivo siga la senda de gobiernos como el de Corea del Sur, donde se ha priorizado la desburocratización para recuperar la soberanía energética. Si la nueva administración logra destrabar estos nudos, Chile tiene la oportunidad única de consolidarse como el hub energético de la región, atrayendo capitales que hoy miran con cautela la estabilidad regulatoria de nuestros vecinos.

Liderazgo

Bajo este nuevo mandato, el liderazgo de Chile en la transición energética puede alcanzar una fase de madurez. La oportunidad no radica solo en instalar más paneles, sino en convertir al país en el principal exportador de moléculas verdes y minerales críticos para la electromovilidad global. La

visión pro-mercado de Kast promete un entorno de certeza jurídica que podría posicionar a Chile como el destino más seguro y eficiente para la inversión extranjera en energía limpia dentro de Latinoamérica, superando la competencia de mercados emergentes gracias a un Estado que actúe como facilitador.

No obstante, el énfasis de la administración Kast parece estar menos centrado en "metas simbólicas" y más en la seguridad del suministro. Esto implica un giro hacia una transición "responsable", donde la salida del carbón sea consecuencia de la mejora en la transmisión y el almacenamiento. Al igual que lo han planteado coaliciones de derecha en Suecia o Finlandia, Kast ha puesto sobre la mesa la necesidad de estudiar la energía nuclear como un respaldo limpio y constante. Esta visión internacional sugiere que la sostenibilidad no debe reñir con la estabilidad de base que el sistema requiere para crecer.

En este nuevo escenario político, es que Santiago será sede, entre el 25 y 26 de marzo, de la cumbre RE+ Cono Sur que reunirá a más de 60 empresas y líderes globales de las energías renovables de todo el mundo. Asistirán no solo para exhibir tecnologías, sino que, a estudiar posibilidades de inversión, convirtiéndose en una gran oportunidad para que el nuevo gobierno dé a conocer sus objetivos sectoriales y atraiga capitales.

Chile tiene la oportunidad de consolidarse como potencia global. Lograrlo dependerá de la capacidad del Estado de convertirse en un facilitador de una energía barata, limpia y, sobre todo, segura.

Danielle Danko es Vicepresidenta de Marketing RE+ Events

Puesta en marcha de una planta piloto agrícola híbrida solar–microhidráulica en Las Catalinas

- La planta combina una instalación fotovoltaica de 24 kWp con una turbina microhidráulica con una potencia aproximada de 9,2 kW, instalada para recuperar la energía asociada al exceso de presión generado cuando el agua procedente de la red de riego llena el embalse de almacenamiento de la finca.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/19/puesta-en-marcha-de-una-planta-piloto-agricola-hibrida-solar-microh...>

Lunes, 19 enero 2026

La planta combina una instalación fotovoltaica de 24 kWp con una turbina microhidráulica con una potencia aproximada de 9,2 kW, instalada para recuperar la energía asociada al exceso de presión generado cuando el agua procedente de la red de riego llena el embalse de almacenamiento de la finca.

Pilar Sánchez Molina

En septiembre se completó la construcción y puesta en operación de la planta piloto agrícola del proyecto HY4RES en la finca Las Catalinas, ubicada dentro de la comunidad de regantes del Valle Inferior, en Andalucía. La instalación constituye un banco de pruebas a escala real para analizar la integración de energía solar fotovoltaica y microhidráulica en sistemas de riego agrícola, con el objetivo de mejorar la eficiencia energética y la gestión sostenible del agua.

La planta piloto incorpora una configuración híbrida que combina una instalación fotovoltaica de 24 kWp diseñada para maximizar el autoconsumo en la explotación, con una turbina microhidráulica con una potencia aproximada de 9,2 kW, instalada para recuperar la energía asociada al exceso de presión generado cuando el agua procedente de la red de riego llena el embalse de almacenamiento de la finca. Según los promotores del proyecto, esta recuperación energética permite transformar una pérdida hidráulica en electricidad útil.

La energía generada se destina principalmente a la alimentación de los sistemas de bombeo para riego. Cuando la producción renovable no es suficiente para cubrir la demanda, el sistema recurre a fuentes convencionales, si bien el planteamiento del proyecto prioriza maximizar el uso de energía renovable y reducir la dependencia externa.

La finca Las Catalinas cuenta con una superficie aproximada de 200 hectáreas dedicadas principalmente al cultivo de patata, zanahoria y melocotón. Aunque la comunidad de regantes del Valle Inferior dispone ya de una planta fotovoltaica de gran escala (6 MWp) para riego, el proyecto HY4RES introduce una aproximación distinta al analizar la viabilidad de sistemas híbridos a escala de explotación agrícola.

Durante las próximas campañas de riego se monitorizará el sistema con varios objetivos técnicos: cuantificar el porcentaje de la demanda energética de riego cubierto por la solución híbrida, analizar la posibilidad de ajustar los horarios de riego para incrementar el autoconsumo, desarrollar modelos predictivos basados en datos para anticipar producción y demanda, y evaluar la sostenibilidad económica y ambiental mediante análisis de ciclo de vida.

La instalación está equipada con instrumentación específica para el seguimiento detallado de su funcionamiento, incluyendo sensores eléctricos, medidores de caudal y presión, sistemas de control y telemetría remota. El fin es registrar en tiempo real los flujos de energía y agua, generando una base de datos que será utilizada para evaluar el rendimiento del sistema y detectar posibles mejoras operativas tras varios meses de funcionamiento.

Los resultados servirán para valorar la replicabilidad de este enfoque en otras explotaciones agrícolas y comunidades de regantes con características similares.

El grupo de investigación de la Universidad de Córdoba (UCO) que participa en el proyecto se ha encargado del diseño de un sistema de gestión que utiliza inteligencia artificial para optimizar y combinar el uso de energía hidráulica y fotovoltaica en explotaciones agrícolas. En concreto, desarrolla sistemas híbridos para el suministro de energía eléctrica a los bombeos de las redes de distribución del agua de riego, así como sistemas predictivos de demanda y producción de energía basados en técnicas de inteligencia artificial.

“Esta tecnología es capaz de predecir tanto la producción de energía renovable como la necesidad que va a tener el sistema a una semana vista y de combinar esas dos predicciones para recomendar el uso más apropiado de la energía disponible”, explica el equipo.

El modelo ha sido entrenado con datos locales de demanda y producción a partir de mediciones en la propia instalación, que cuenta con una planta solar, múltiples sensores y una estación climática, lo que hace que sus predicciones sean más exactas que las de otros sistemas.

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

Qué son las olas de calor: definición y causas

- Las olas de calor son un riesgo extremo para la salud. Aprende a identificar síntomas, cómo hidratarte y a proteger colectivos vulnerables.



<https://www.ambientum.com/ambientum/cambio-climatico/que-son-las-olas-de-calor-definicion-y-causas.asp>

Ambientum Portal Ambiental

Lunes, 19 enero 2026

Las olas de calor se definen como un periodo persistente de temperaturas significativamente elevadas, superando los promedios habituales de una región durante al menos tres días consecutivos. Este fenómeno no es un día caluroso aislado, sino una anomalía climática que conlleva serios riesgos para la salud pública.

Su origen reside en un desequilibrio atmosférico donde áreas de alta presión actúan como bloqueo, atrapando y reteniendo el aire caliente. El cambio climático emerge como el factor crucial, incrementando la frecuencia, duración y severidad de estos eventos. Factores como la humedad elevada, que impide la refrigeración corporal, y los vientos débiles, que dificultan la dispersión del calor, exacerban la situación, a lo que se suma el efecto de isla de calor en las ciudades. La población más vulnerable requiere atención prioritaria ante sus riesgos de deshidratación y golpes de calor.

Contenido del artículo

Toggle

- Cómo se Forman las Olas de Calor: Entendiendo los Mecanismos Atmosféricos
- Impacto de las Olas de Calor en la Salud: Riesgos y Poblaciones Vulnerables
- Prevención y Preparación para las Olas de Calor: Consejos Prácticos para el Hogar
 - Manteniéndose Fresco en el Interior
 - Hidratación y Cuidado Personal
 - Preparación y Emergencias

- Adaptación a las Olas de Calor: Estrategias Comunitarias y Políticas Públicas
- Monitoreo y Predicción de Olas de Calor: Herramientas y Recursos Disponibles
- Mitigación del Cambio Climático: El Rol de las Olas de Calor en la Acción Global

Cómo se Forman las Olas de Calor: Entendiendo los Mecanismos Atmosféricos

Las olas de calor son eventos meteorológicos complejos. Uno de los elementos principales es el desplazamiento de una masa de aire cálido, muchas veces originada en regiones desérticas, que queda atrapada bajo un sistema de alta presión. Esta alta presión crea una inversión térmica que actúa como una “tapa” y evita que el calor ascienda y se disperse.

Durante el verano, el sol incide con mayor intensidad, aumentando la radiación y el calentamiento del suelo. Zonas de cielo despejado permiten que la radiación solar penetre más profundamente, incrementando la temperatura del aire. La humedad, aun siendo incómoda, puede estabilizar ligeramente las temperaturas, aunque cuando es alta dificulta la transpiración.

Los vientos débiles permiten que el aire caliente se acumule, mientras que la topografía (especialmente en zonas montañosas) puede favorecer inversiones térmicas locales. La combinación de estos elementos potencia la aparición de olas de calor. Además, el cambio climático ha incrementado la probabilidad e intensidad de estos episodios según estudios del IPCC.

Impacto de las Olas de Calor en la Salud: Riesgos y Poblaciones Vulnerables

Las olas de calor tienen consecuencias severas para la salud. El golpe de calor es el riesgo más grave: aparece cuando el cuerpo deja de regular su temperatura interna, pudiendo dañar órganos vitales y poniendo en riesgo la vida. La deshidratación es otro problema frecuente, ya que el cuerpo pierde líquidos mediante el sudor; cuando no se recuperan adecuadamente, se producen mareos, dolor de cabeza y, en casos graves, confusión o convulsiones.

El calor extremo agrava enfermedades previas, especialmente cardiovasculares, respiratorias y renales. También puede desestabilizar la glucosa en personas con diabetes o aumentar la presión arterial. El estrés térmico puede intensificar la ansiedad o la depresión.

Los ancianos, los niños pequeños y las personas con bajos ingresos son especialmente vulnerables, ya sea por problemas de salud previos, por dificultad para regular la temperatura corporal o por viviendas mal adaptadas. También corren riesgo quienes trabajan al aire libre.

Las medidas preventivas incluyen una hidratación adecuada, evitar la exposición al sol en horas críticas, usar ropa ligera, duchas frías, permanecer en lugares frescos y prestar especial atención a las personas más vulnerables. Son necesarias además campañas públicas, refugios climáticos y planes de alerta temprana.

Prevención y Preparación para las Olas de Calor: Consejos Prácticos para el Hogar

Manteniéndose Fresco en el Interior

Crear un ambiente fresco en casa es fundamental. La ventilación inteligente consiste en abrir ventanas en las horas frías y cerrarlas durante los picos de calor. Los ventiladores ayudan a la evaporación del sudor, y combinarlos con aire acondicionado aumenta la eficacia. Es importante mantener los filtros limpios y ajustar el termostato entre 24 y 26 °C. Bloquear la radiación directa mediante cortinas o toldos evita que el calor se acumule. También se recomienda evitar el uso del horno y optar por comidas frías.

Hidratación y Cuidado Personal

Beber agua con frecuencia es esencial. Se deben evitar bebidas azucaradas o alcohólicas. La ropa ideal es ligera, holgada y de colores claros. Las duchas frescas ayudan a reducir la temperatura corporal. Las actividades físicas deben limitarse y realizarse en horas frescas. Es importante vigilar a niños, mayores y personas con enfermedades crónicas.

Preparación y Emergencias

Se recomienda un kit de emergencia con agua, alimentos, linterna, radio, botiquín y medicación. También es útil un plan de contacto con familiares, conocer los síntomas de emergencia por calor y estar atento a alertas meteorológicas. Identificar espacios con aire acondicionado como refugio puede resultar vital.

Adaptación a las Olas de Calor: Estrategias Comunitarias y Políticas Públicas

Las olas de calor exigen un enfoque comunitario y político. En el ámbito local, los centros de enfriamiento ofrecen refugio climático. Campañas de educación ayudan a reconocer riesgos y síntomas. Las redes de apoyo vecinal contribuyen a atender a personas vulnerables mediante visitas y suministro de recursos básicos. La creación de espacios verdes reduce el efecto isla de calor urbano.

Desde las políticas públicas, la planificación urbana debe incorporar materiales reflectantes, ventilación natural y vegetación. Los sistemas de alerta temprana deben ser precisos y accesibles. El sector sanitario debe estar preparado con personal formado y recursos adecuados. Ejemplos como Nueva York y Londres muestran la importancia de una respuesta coordinada, basada en infraestructura resiliente y comunicación efectiva.

Monitoreo y Predicción de Olas de Calor: Herramientas y Recursos Disponibles

El monitoreo se basa en estaciones meteorológicas que registran temperatura, humedad y viento. Los modelos numéricos de predicción usan algoritmos que simulan la atmósfera para anticipar el inicio, duración e intensidad de las olas de calor. La inteligencia artificial permite identificar patrones complejos y mejorar la precisión, especialmente en zonas urbanas.

Las herramientas de alerta temprana, incluidas apps y SMS, informan a la población cuando se superan umbrales de temperatura. Otros recursos útiles incluyen mapas de vulnerabilidad, guías de preparación, planes de emergencia y datos de salud poblacional.

La preparación efectiva requiere coordinación entre meteorólogos, urbanistas, epidemiólogos y ciudadanía.

Mitigación del Cambio Climático: El Rol de las Olas de Calor en la Acción Global

Las olas de calor evidencian el impacto del aumento de gases de efecto invernadero. Reducir las emisiones mediante energías renovables, eficiencia energética y gestión sostenible de bosques es esencial. La adaptación incluye sistemas de alerta, infraestructuras resilientes y agricultura resistente al clima.

Las ciudades deben contrarrestar la isla de calor urbana mediante árboles y espacios verdes. Las estrategias globales se apoyan en acuerdos como el Acuerdo de París, que exige cooperación internacional para limitar el calentamiento global.

Redacción Ambientum

Telefónica completa la emisión de dos bonos híbridos verdes por un importe conjunto de 1.750 millones

- Telefónica ha cerrado y desembolsado las dos emisiones de bonos híbridos verdes por un importe conjunto de 1.750 millones que anunció el pasado 12 de enero.



Fachada del edificio de Telefónica en la Gran Vía, a 28 de noviembre de 2025, en Madrid (España).

<https://elperiodicodelaenergia.com/telefonica-completa-la-emision-de-dos-bonos-hibridos-verdes-por-un-imp...>

Redacción

Lunes, 19 enero 2026

Hoy también concluye la recompra de tres bonos híbridos en circulación por un importe conjunto de hasta 2.250 millones

Telefónica ha cerrado y desembolsado este lunes las dos emisiones de bonos híbridos verdes por un importe conjunto de 1.750 millones de euros que anunció el pasado 12 de enero, según ha informado a través de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

"Hoy ha tenido lugar el cierre y desembolso de las siguientes emisiones de obligaciones perpetuas subordinadas de Telefónica Emisiones, con la garantía subordinada de Telefónica: emisión por importe nominal de 900.000.000 de euros, y con la consideración adicional de verde (...) y emisión por importe nominal de 850.000.000 de euros y con la consideración adicional de verde", detalla la comunicación remitida a la CNMV.

Según informó la empresa la semana pasada, el primer tramo de la emisión, de 900 millones de euros y con primera fecha de rescate en enero de 2031, se ha cerrado con un cupón del 4,381% (rendimiento del 4,375%), mientras que el segundo, de 850 millones de euros, contempla una primera fecha de rescate en enero de 2034 y un cupón del 4,881% (rendimiento del 4,875%).

"Telefónica ha logrado mejorar las condiciones de forma significativa. Desde las indicaciones iniciales de cupón del 5% en el tramo corto y del 5,5% en el tramo largo, se ha conseguido reducir en

62,5 puntos básicos en cada tramo hasta fijar el coste definitivo en el 4,375% y 4,875%, respectivamente", señaló la empresa en su comunicado de la semana pasada.

Los bonos híbridos verdes

La emisión de estos dos bonos verdes tiene como objetivo continuar gestionando de forma "proactiva" la deuda de la compañía y mantener una base inversora "diversificada y sólida".

"Los fondos obtenidos serán destinados principalmente a proyectos de transformación y modernización de las redes de telecomunicaciones, tanto fijas como móviles, con el **objetivo de mejorar su eficiencia energética**. Los fondos también podrán asignarse a proyectos relacionados con la implementación del 'Plan de Energía Renovable' de Telefónica, o el desarrollo de productos y **servicios digitales orientados al ahorro energético y de recursos naturales**", según ha explicado la teleco.

En ese sentido, cabe recordar que esta emisión se complementa con una oferta de recompra de tres bonos híbridos en circulación por un importe total de 2.250 millones de euros, cuyo proceso finalizará este lunes a las 17.00 horas, si bien los resultados se conocerán, en principio, mañana, 20 de enero.

"Ambas operaciones, tanto la emisión del híbrido verde como la oferta de recompra, tienen como objetivo continuar gestionando de forma proactiva la deuda de la compañía manteniendo una base inversora diversificada y sólida", ha subrayado la empresa.

Voltalia comienza la construcción de un clúster de 126 MW solar, 300 MW eólica y 100 MW / 200 MWh BESS en Uzbekistán

- En marzo de 2025, Voltalia firmó con el Gobierno uzbeko un acuerdo de compra de energía (PPA) de 25 años para la generación solar y eólica, y un contrato de 15 años para el almacenamiento.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/19/voltalia-comienza-la-construccion-de-un-cluster-de-126-mw-solar-300...>

Lunes, 19 enero 2026

En marzo de 2025, Voltalia firmó con el Gobierno uzbeko un acuerdo de compra de energía (PPA) de 25 años para la generación solar y eólica, y un contrato de 15 años para el almacenamiento.

Pilar Sánchez Molina

Construcción del proyecto fotovoltaico de Sarimay en Uzbekistán, también de Voltalia.

Imagen: Voltalia

La empresa portuguesa Voltalia ha anunciado el inicio de la construcción de un proyecto híbrido en Uzbekistán, el clúster Artemisya, formado por 126 MW fotovoltaicos, 300 MW eólicos y 100 MW / 200 MWh de almacenamiento de energía en baterías (BESS).

En marzo de 2025, Voltalia firmó con el Gobierno uzbeko un acuerdo de compra de energía (PPA) de 25 años para la generación solar y eólica, y un contrato de 15 años para el almacenamiento.

Situado en la región de Bujará, está previsto el clúster híbrido Artemisya entre en operación en 2027 (según el portal web de voltalia. En comunicados publicados en redes se recoge 2028). La construcción del proyecto Artemisya se llevará a cabo en varias fases. La primera fase del proyecto incluye 100 MW de energía eólica y 100 MW / 200 MWh de almacenamiento; y la segunda prevé la construcción de 200 MW adicionales de capacidad eólica y la instalación de 126 MW fotovoltaicos.

La construcción de la primera fase de Artemisya se inició tras la firma de los acuerdos de inversión el 5 de diciembre de 2025.

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



H. Montero. MADRID

La más que probable batalla judicial por la retribución a las redes eléctricas para el próximo periodo 2026-2031 ha entrado en una nueva dimensión tras el aval del Consejo de Estado a las tesis que defienden las eléctricas, que consideran insuficiente el 6,58% que ofrece la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y piden al menos un 7%, una diferencia de 150 millones cada año: 900 millones para el conjunto del periodo retributivo.

El dictamen del organismo que preside la ex ministra socialista Carmen Calvo remarca las graves carencias en la metodología propuesta para la retribución de la distribución eléctrica y señala excesos regulatorios de la CNMC, que considera suficientes los 2.000 millones de euros más que recibirán las compañías por el incremento de la tasa de retribución financiera (TRF).

La entidad que dirige Cani Fernández estima que un aumento en 10 puntos básicos, pasando del 6,58% finalmente aprobado al 6,68%, y dependiendo del escenario finalmente que hubiera de demanda, supondría una retribución a las empresas de entre 210 y 240 millones más en los seis años. Por tanto, elevar la tasa hasta el 7% que reclaman las eléctricas implica unos 900 millones de euros más «que tendrían que pagar los consumidores», según la CNMC.

Sin embargo, el Consejo de Estado asegura que la metodología de la CNMC no acredita que las distribuidoras puedan cubrir costes y obtener una rentabilidad adecuada, el propósito de la TRF.

El informe, lejos de avalar el planteamiento del regulador, identifica deficiencias relevantes

►El informe del Consejo de Estado contra las tesis de la CNMC augura una batalla legal por la retribución a las redes eléctricas

Las eléctricas recargan sus futuras demandas contra Competencia



EUROPA PRESS

Obras de desmantelamiento de la línea de alta tensión Lada-Velilla en Laviana (Asturias)

de justificación económica, ausencia de base legal en algunos incentivos clave e invasión de competencias reservadas al Gobierno. El pronunciamiento llega en un momento especialmente

sensible para el sistema eléctrico, marcado por la electrificación de la economía, el aumento de costes operativos y la necesidad de fuertes inversiones en redes.

Precisamente por ello, el Con-

sejo de Estado subraya que cualquier metodología retributiva debe ajustarse al marco legal vigente y garantizar una rentabilidad adecuada a una actividad considerada de bajo riesgo.

Uno de los reproches centrales del dictamen es que la CNMC no acredita de forma suficiente que la metodología propuesta permita a las distribuidoras cubrir costes y obtener una rentabilidad adecuada, tal y como exige el artículo 14.3 de la Ley del Sector Eléctrico.

El órgano consultivo reconoce que no le corresponde valorar si los límites concretos impuestos a los costes operativos o a la inversión son excesivos. Además, el Consejo de Estado cuestiona que la CNMC dé por hecho que los datos de costes y retribuciones del periodo 2020-2022 se mantendrán estables en el nuevo marco regulatorio. Esto resulta especialmente problemático cuando numerosos actores del sector han

La diferencia entre la retribución que ofrece la CNMC y la que piden las eléctricas son 900 M€

advertido de un incremento significativo de costes futuros.

El segundo gran bloque de críticas afecta al llamado mecanismo de sostenibilidad, mediante el cual la CNMC vincula parte de la retribución de las distribuidoras a la incorporación de nueva demanda y nueva potencia a la red. Según el Consejo de Estado, la CNMC no puede crear incentivos que carezcan de un sustento legal expreso.

El dictamen es claro: los distribuidores no tienen la obligación legal de generar demanda.

El tercer reproche del dictamen del Consejo de Estado apunta a una cuestión institucional de gran calado: la invasión de las competencias del Gobierno para fijar el volumen máximo de inversiones con derecho a retribución a cargo del sistema.



Cumbre secreta de Gates y las eléctricas en Madrid

El fundador de Microsoft cita al sector para hablar de las redes

PAULA MARÍA MADRID

El hotel Four Seasons de Madrid acogió ayer al mediodía una reunión secreta y al más alto nivel entre el magnate Bill Gates, fundador de Microsoft, y las grandes eléctricas españolas. El objetivo del encuentro, al que acudieron directivos de Iberdrola, Redeia o EDP, fue analizar la situación de las redes en España y Portugal en un momento clave para la tecnológica estadounidense, que ha anunciado proyectos de centros de datos por unos 20.000 millones de euros en el territorio ibérico.

La cita se enmarca en un contexto especialmente sensible. Moncloa y Bruselas han estrechado la vigilancia sobre los *data center* por su impacto en la seguridad eléctrica, el acaparamiento de las redes y el precio final de la luz de los ciudadanos. La reunión tuvo lugar bajo las reglas de Chatham House, que permiten a los asistentes usar la información compartida, pero sin revelar la identidad de los participantes, para fomentar la franqueza en discusiones controvertidas. Y la de ayer lo era.

Según ha podido saber EL MUNDO, el orden del día giró en torno al *European Grids Package*, la iniciativa regulatoria clave de Bruselas para expandir las redes eléctricas de los Veintisiete y eliminar los crecientes cuellos de botella que ya están frenando el despliegue de industria y centros de datos en la UE.

Microsoft aprovechó también para poner sobre la mesa las condiciones de inversión y financiación para necesarias para movilizar capital hacia grandes proyectos de red en la península, opera-



El fundador de Microsoft, Bill Gates, en una foto de archivo. EFE

ciones imprescindibles para el desarrollo del parque de centros de datos que la compañía ha proyectado en el territorio.

Entre los asistentes figuraron cargos políticos, empresariales e inversores, además del propio Gates. Por parte de Iberdrola, acudió Hugh

el último momento debido al accidente ferroviario de Adamuz (Córdoba). La tragedia obligó a cancelar una reunión entre Gates y Pedro Sánchez prevista para esa misma tarde.

La llegada de centros de datos ocupa y preocupa en Madrid y en Bruselas. Moncloa está desarrollando un real decreto para obligar a sus promotores a rendir cuentas por su consumo de energía y agua. Aunque favorable al sector, la UE está preparando algunas medidas para «evitar burbujas y disrupciones de precios», según fuentes próximas.

La referencia es EEUU. Según informes recientes, en zonas con mayor concentración de estas instalaciones se han registrado subidas del precio de la electricidad de hasta el 267% en un lustro. En el país, Microsoft ha admitido este efecto y se ha comprometido a asumirlo, pagando tarifas lo suficientemente altas para compensar el coste eléctrico (directo e indirecto) de sus centros.

Iberdrola, EDP y la ministra lusa de Energía, entre los participantes

Elliot, presidente ejecutivo de Iberdrola Energía Internacional y embajador británico en España. También participaron Miguel Stilwell, CEO de EDP, y Maria da Graça Carvalho, ministra de Energía de Portugal.

A la cita estaba convocada Sara Aagesen, ministra de Transición Ecológica, que canceló su asistencia en



CEDIDA POR 'FORBES'

José Bogas, premio Forbes Best Vision of the Future 2026 en Davos

Forbes España ha reconocido a José Bogas, consejero delegado de Endesa, con el premio Forbes Best Vision of the Future 2026, en una ceremonia celebrada ayer en el Hotel Flüela, en Davos (Suiza), durante el Foro Económico Mundial que reúne a líderes empresariales, financieros e institucionales para poner en valor el liderazgo y la visión de largo plazo en la empresa. En la foto, Toni Ruiz, CEO de Mango (ganador de la edición anterior), José Bogas, y Andrés Rodríguez, editor de *Forbes España*.



Imagen de la central nuclear de Almaraz. ALEX ONCIU

Una delegación de eurodiputados evaluará el impacto de cerrar Almaraz

CARMEN MONFORTE
Madrid

Una delegación de eurodiputados de distintos países y grupos políticos del Parlamento Europeo visitará entre el 16 y el 17 de febrero la central nuclear de Almaraz y su entorno para analizar sobre el terreno las consecuencias económicas, sociales y energéticas de su posible cierre, según la plataforma ciudadana Sí Almaraz, Sí al Futuro, que defiende la continuidad de la planta.

La visita se enmarca en el procedimiento abierto tras la admisión a trámite, por parte de la

Comisión de Peticiones del Parlamento Europeo, de la solicitud presentada por dicha plataforma, que alertó del impacto que tendría el cierre de la instalación en el empleo, la cohesión territorial y la seguridad de suministro.

Durante la misión, los eurodiputados mantendrán reuniones con autoridades locales, provinciales y regionales, representantes del Gobierno central, trabajadores de la central y expertos técnicos, además de visitar las propias instalaciones de Almaraz. Previsiblemente, por España acudirán Elena Nevado, eurodiputada (PP) por el Grupo PPE;

Ignacio Sánchez Amor (PSOE) por el Grupo S&D; y Juan Carlos Girauta (Vox), en representación de Grupo Patriotas por Europa en el Parlamento comunitario.

El presidente de la plataforma, Fernando Sánchez, subraya que la visita se produce en un momento clave, con una prórroga que ha sido solicitada por las propietarias de la central (Endesa, Iberdrola y Naturgy), que está pendiente de la decisión del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y el Ministerio de Transición Ecológica.

“Esta visita tiene un objetivo muy claro: recoger información directa, escuchar a todas las partes y evaluar sobre el terreno el impacto real que tendría el cierre de Almaraz, más allá del debate político que ha dominado hasta ahora la discusión. Queremos que Europa conozca la realidad de una instalación segura y el impacto demoledor que tendría su cierre”, explica Sánchez.



IFM se propone casi duplicar su posición en Naturgy y alcanzar un 29,9% en plena reordenación accionarial

PABLO MARTÍN SIMÓN
Madrid

La metamorfosis del capital de Naturgy continuará en los próximos meses. BlackRock dio el pistoletazo de salida en diciembre con la venta del 7,1% que controlaba a través de la gestora es-

pecializada en infraestructuras GIP. La gestora australiana IFM, liderada en España por Jaime Siles, entró en el capital de la *utility* en 2021, y desde entonces ha ido aumentando su participación hasta el actual 15,2%. Ahora, su objetivo es seguir reforzándose con la certeza de que

tanto CVC como los March quieren vender, con la misión de llegar al 29,9%, según fuentes de la banca de inversión. Esto implicaría la compra del 14,7%, porcentaje valorado ahora en unos 3.700 millones de euros. El brazo financiero de Fundación La Caixa, Critería, fue el

primero en mover ficha con la compra de un 2% de la *utility* durante la colocación acelerada efectuada por la mayor gestora del mundo con un descuento del 5% respecto al precio de mercado. Pagó 24,75 euros por acción en una operación que llevó a cabo JPMorgan. Pero hay otro in-

versor con una vocación de largo plazo que está preparado para elevar su posición en cuanto se produzca la oportunidad: la gestora IFM. Las fuentes conocedoras señalan que, a medio plazo, su objetivo es lograr un 29,9%, un porcentaje que la eximiría de tener que lanzar una opa obligatoria, que se activaría si se supera el umbral del 30%. Fuentes de IFM declinaron hacer comentarios sobre esta información.

El momento es idóneo, pues IFM sacará partido de los deseos de vender de otros accionistas.

Apagón de Endesa en La Gomera

- Cero energético en la isla canaria de La Gomera. Endesa es allí la propietaria de la red. Su central térmica de El Palmar, que quema diésel, se ha averiado



Endesa registra un apagón total de 17 minutos en La Gomera

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Endesa registra un apagón total de 17 minutos en La Gomera

<https://www.energias-renovables.com/panorama/endesa-registra-un-apag-n-total-de-20260119>

Antonio Barrero F.

Lunes, 19 enero 2026

Tras lo ocurrido, y según ha explicado Endesa en un comunicado, los técnicos han activado todas las medidas posibles para la reposición de los grupos electrógenos, pudiendo salir de la situación de cero "a los 17 minutos" y recuperando el 20 por ciento de la población el suministro a los 30 minutos. A las 15.02 horas más de 4.000 clientes -informaba la compañía- "han recuperado la normalidad en el suministro eléctrico". El Cabildo de La Gomera ha informado poco después de que, "a las 15.25 horas de este domingo, 18 de enero, el suministro eléctrico se ha restablecido al 100% en la isla". En cuanto a las causas que han provocado este cero energético en la isla, Endesa señala que de momento "se desconocen" y la compañía eléctrica investiga los motivos que lo originaron. La Gomera ya sufrió un cero energético en julio de 2023, producido entonces por un incendio en la Central Eléctrica de El Palmar, en San Sebastián de La Gomera.

[Bajo estas líneas, a la derecha, composición del parque de generación de electricidad de cada una de las islas del archipiélago canario. La tabla aparece en el Anuario Energético de Canarias 2023, último disponible].

La **Dirección General de Emergencias del Gobierno de Canarias**, a partir de la situación acaecida de cero energético en la isla de La Gomera, y en aplicación del Plan Territorial de Emergencia de Protección Civil de la Comunidad Autónoma de Canarias (Plateca), ha establecido una situación de alerta que ha levantado a partir de las 20.00 horas del domingo 18 de enero "una vez se ha restablecido el suministro eléctrico a las 15.13 horas y después de hacer las comprobaciones sobre posibles afectaciones a servicios básicos e infraestructuras críticas, se da por finalizada la situación de alerta".

El presidente del Cabildo insular de la Gomera, Casimiro Curbelo, ha lamentado los efectos negativos que para la población haya podido tener el apagón, así como la mala imagen que un suceso como este pueda derivarse para la isla, pero ha adelantado que espera que en el futuro no se produzcan "entre otras razones, porque ya **el cable entre Tenerife y La Gomera está conectado** y va a empezar a ser operativo en breve. De hecho -ha añadido-, la ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico y el presidente del Gobierno de Canarias vendrán a principios del próximo mes y estaremos todos para inaugurar esa obra, que ha sido muy rápida en su ejecución, y costosa también".

De todas las islas canarias solo están conectadas entre sí las de Lanzarote y Fuerteventura, y, a partir del mes que viene, Tenerife y La Gomera.

Todas las islas, de Endesa

La generación eléctrica convencional con combustibles fósiles tiene lugar en Canarias en las centrales térmicas de Las Salinas, en Puerto del Rosario (Fuerteventura); El Palmar, en San Sebastián de La Gomera (que quema **diésel oil** para generar electricidad); Llanos Blancos, en Valverde, en El Hierro; Punta Grande, en Tegui (Lanzarote); Los Guinchos, en Breña Alta, en La Palma; Caletillas, en Candelaria, y Granadilla de Abona (Tenerife); y Barranco de San Bartolomé de Tirajana y Jinámar, en Gran Canaria. Todas ellas funcionan con derivados del petróleo: fuelóil, gasóleo o diésel.

Todas estas centrales -informa el Cabildo- pertenecen a Endesa, filial de Enel, compañía de titularidad estatal italiana.

La Gomera sufre un nuevo apagón de tres horas debido a una incidencia en su central térmica - Energética 21

- La incidencia afectó a más de 15.000 abonados al mediodía del domingo. Endesa y las autoridades insulares restablecieron el servicio completo a primera hora de la tarde.



La Gomera sufre un nuevo apagón de tres horas debido a una incidencia en su central térmica.

[la gomera](#) [apagón](#) [central térmica](#) [electricidad](#) [vulnerabilidad](#) [interconexión eléctrica](#) [tenerife](#)

<https://energetica21.com/noticia/gomera-sufre-nuevo-apagon-tres-horas-debido-incidencia-central-termica/>

Energética 21

Lunes, 19 enero 2026

La incidencia afectó a más de 15.000 abonados al mediodía del domingo. Endesa y las autoridades insulares restablecieron el servicio completo a primera hora de la tarde.

La isla de La Gomera ha recuperado la normalidad en su sistema eléctrico tras sufrir este domingo, 18 de enero, un cero energético que dejó sin suministro a la totalidad del territorio insular durante aproximadamente tres horas. Según han confirmado el **Cabildo de La Gomera** y la compañía operadora **Endesa**, el flujo eléctrico quedó restablecido al 100% alrededor de las 15:25 horas, tras iniciarse el incidente poco después del mediodía.

El apagón se desencadenó a las 12:13 horas debido a una incidencia técnica en la central térmica de **El Palmar**, ubicada en San Sebastián de La Gomera. La desestabilización de uno de los grupos de generación provocó la parada en cascada del resto de los equipos por motivos de seguridad, interrumpiendo el suministro a los 15.610 clientes de la isla y afectando también a los servicios de telecomunicaciones y cobertura móvil.

Tras el colapso de la red, se activaron de inmediato los protocolos de emergencia. El **Cabildo de La Gomera** puso en marcha el Centro de Coordinación Operativa Insular (CECOPIN) y mantuvo contacto permanente con **Endesa** y el **Gobierno de Canarias** para monitorizar las labores de reposición.

La recuperación del servicio se realizó de forma gradual para garantizar la estabilidad del sistema y evitar nuevas caídas. Los técnicos de la eléctrica lograron arrancar los primeros grupos de emergencia en **El Palmar** minutos después del incidente, permitiendo la reposición paulatina de las líneas de media tensión. Fernando Clavijo, presidente del Ejecutivo regional, y Casimiro Curbelo, presidente del Cabildo, siguieron de cerca el operativo, que permitió solventar la situación en un tiempo reducido en comparación con incidentes anteriores.

La interconexión, de 36 km y 66 kV, garantizará el suministro eléctrico en La Gomera y permitirá una mayor integración de renovables.

Vulnerabilidad del sistema aislado

Este evento pone de nuevo en relieve la fragilidad de los sistemas eléctricos aislados. Se trata del segundo cero energético que sufre la isla en los últimos años, tras el episodio registrado en julio de 2023. Las autoridades han recordado que la solución definitiva para la robustez del suministro pasa por la interconexión eléctrica submarina con Tenerife.

Este proyecto estratégico, cuyo tendido y obras en la subestación de **El Palmar** han avanzado significativamente, tiene prevista su entrada en funcionamiento durante el primer trimestre de 2026. La puesta en marcha de este cable permitirá acabar con el aislamiento energético de La Gomera, facilitando la integración de energías renovables y ofreciendo un respaldo de seguridad desde la red de la isla vecina ante incidencias en la generación local.

El senador de ASG pregunta al Gobierno por apagón en La Gomera, que "no puede normalizarse"

- El senador de la ASG ha registrado varias preguntas dirigidas a Sara Aagesen para conocer las causas del nuevo apagón eléctrico en La Gomera.



La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, Sara Aagesen, interviene durante una sesión plenaria en el Senado.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-senador-de-asg-pregunta-al-gobierno-por-apagon-en-la-gomera-que-n...>

Redacción

Lunes, 19 enero 2026

China reclama "una explicación detallada" sobre lo ocurrido tras el nuevo cero energético en La Gomera

El senador de la **Agrupación Socialista Gomera (ASG)**, **Fabián China**, ha registrado varias **preguntas** dirigidas a la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco), **Sara Aagesen**, para conocer las causas del nuevo apagón eléctrico en la isla colombina.

En un comunicado, China explica que en sus preguntas al Gobierno reclama "una explicación detallada" sobre lo ocurrido tras el nuevo cero energético en La Gomera, un episodio que, asegura, "no puede normalizarse ni asumirse como un riesgo inherente a vivir en un territorio insular".

Recuerda que La Gomera arrastra desde hace años una situación de obsolescencia en sus infraestructuras energéticas, que se traduce en una especial vulnerabilidad del sistema ante cualquier incidencia.

En sus preguntas al Gobierno, el representante de ASG interpela al Ministerio para conocer "qué explicación ofrece" su departamento sobre el apagón registrado el pasado domingo.

El apagón en La Gomera

También se interesa por las actuaciones se van a poner en marcha para agilizar la renovación de las **infraestructuras energéticas** obsoletas en La Gomera y qué planes maneja el ejecutivo para garantizar el suministro eléctrico en las islas con mayores riesgos por el envejecimiento de sus sistemas de generación y distribución.

“Son preguntas que merecen una respuesta urgente”, argumenta el senador de ASG, quien añade que “cada nuevo apagón en Canarias confirma que estamos ante un problema estructural, no ante hechos aislados”.

Fabián Chinaa exige pasar “de los diagnósticos a las decisiones” y fijar “un calendario claro” de inversiones que refuerce la seguridad del suministro eléctrico en las islas que sufren la obsolescencia en las infraestructuras energéticas.

Mientras, el líder de ASG y presidente del Cabildo de La Gomera, **Casimiro Curbelo**, ha insistido este lunes en valorar la coordinación entre las administraciones y entidades para garantizar la activación inmediata de los protocolos de emergencia, lo que hizo que la incidencia tuviese una duración de apenas 17 minutos hasta que se reinició el primer generador eléctrico.

Asimismo, destaca "la profesionalidad y la celeridad de los equipos técnicos", subrayando que la prioridad ha sido, en todo momento, minimizar el impacto en los servicios esenciales y en la actividad diaria de los gomeros y gomeras.

Recalca Curbelo que la gestión de este cero energético "marca una diferencia drástica" respecto al precedente de hace dos años, en concreto, el 30 de julio de 2023, ya que entonces la isla sufrió un apagón general que se prolongó durante días, "afectando gravemente" a la logística insular debido a la complejidad de las reparaciones en la central de El Palmar.

A pesar de la rapidez de la **respuesta** actual, Curbelo señala que la puesta en marcha del cable submarino, prevista para el mes de febrero, supondrá "un hito histórico" para la soberanía energética de La Gomera.

“Esta **infraestructura** permitirá acabar con el aislamiento energético de la isla y servirá como respaldo inmediato ante fallos en la generación eléctrica, evitando que incidentes aislados deriven en ceros energéticos”, añade.



Estas son las mejores cubiertas de Cádiz para instalar comunidades energéticas

- Es el resultado de un estudio sobre los tejados de todas las poblaciones gaditanas, priorizando criterios de impacto social y ambiental



Estas son las mejores cubiertas de Cádiz para instalar comunidades energéticas

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/estas-son-las-mejores-cubiertas-de-c-20260119>

Celia García-Ceca

Lunes, 19 enero 2026

La Diputación de Cádiz ha elaborado un informe en el que se identifican de forma detallada las **119 cubiertas de edificios públicos de la provincia andaluza** que ofrecen mejores posibilidades para crear comunidades energéticas, teniendo en cuenta aspectos clave como la producción de energía estimada, el número potencial de participantes, los ahorros económicos esperados para cada miembro, así como criterios de impacto social y ambiental tales como la lucha contra la pobreza energética, la creación de empleo y el impacto socioeconómico general. La iniciativa forma parte del conjunto de acciones que se han llevado a cabo mediante la Oficina de Transformación Comunitaria (OTC), puesta en marcha por la Diputación de Cádiz para impulsar la transición de la provincia hacia formas de producción de energía más sostenibles y respetuosas con el medioambiente.

El estudio, además, se ha realizado prestando especial atención a los territorios en los que se están desarrollando proyectos relacionados con la Estrategia Regional Andaluza para la Cohesión e Inclusión Social 2023-2027 (ERACIS+) y que, en el caso de los gestionados por la Diputación de Cádiz, se están ejecutando en Medina Sidonia y en Puerto Serrano. Como resultado de este pormenorizado análisis, se han identificado entre una y cinco posibles ubicaciones por cada municipio y entidad local autónoma, según el número de habitantes.

Alcalá de los Gazules: CEIP Al-Kalat y Pabellón Municipal Pico del Campo y

Alcalá del Valle: Polideportivo Jesús González Reina, P13 Fit y

Algar: CEIP Sierra de Cádiz

Algeciras: Estación de Autobuses de San Bernardo, Pabellón Periquito, CEIP Parque del Estrecho, Estacionamiento de la Menacha y CEIP Adalides

Algodonales: Colegio de San José y Colegio Príncipe de Asturias

Arcos de la Frontera: Polideportivos Arcos, Edificios Multiusos Arcos, CEIP Riofrío y CEIP El Santiscal

Barbate: CEIP Bahía de Barbate, Edificios Multiusos Barbate 1 y Edificios Multiusos Barbate 2

Benalup-Casas Viejas: CEIP Padre Muriel y La Veleta. Coworking Cultural

Benaocaz: Piscina Pública

Bornos: CEIP San Fernando y Centro de Salud Bornos

Cádiz: CEIP Gadir, Estación de Autobuses Cádiz, Forus Cádiz, CEIP Profesor Tierno Galván y Cash and Carry

Castellar de la Frontera: Pabellón Municipal Castellar

Chiclana de la Frontera: Polideportivo Municipal Santa Ana, Pabellón Ciudad de Chiclana, CEIP Sancti Petri, CEIP La Barrosa y CDP San Juan Bosco

Chipiona: Pabellón Municipal Manuel Castaño y Archivo Municipal Chipiona

Conil de la Frontera: CEIP Francisco Fernández Pózar, CEIP Los Bateles y Serodys Conil

El Bosque: CEIP Albarracín

El Gastor: Colegio Nuestra Señora del Rosario

El Puerto de Santa María: La Salle Santa Natalia, Pabellón de Deportes Angelita Alta, CEIP Sagrado Corazón de Jesús, CEIP Marqués de Santa Cruz y Colegio Esclavas

El Torno: Centro Cultural Manuel Giráldez Giráldez

Espera: CEIP Antonio Machado

Estella del Marqués: CEIP Pablo Picasso

Facinas: Campo de Fútbol

Grazalema: Pabellón Polideportivo Municipal

Guadalcacín: CEIP Guadaluz

Jerez de la Frontera: CEIP Sagrada Familia, Polideportivo José María Ruiz-Mateos, Palacio de Deportes, Piscina Municipal Manuel Mestre y Campus UCA Jerez

Jimena de la Frontera: Club de Pádel y Tenis y Campo Municipal de Fútbol Jorge Rocha

La Barca de la Florida: Polideportivo Municipal Víctor Cortés

La Línea de la Concepción: Estadio Municipal Ciudad de La Línea, CEIP Carlos V, CEIP La Atunara, Colegio FEC Sagrado Corazón y Pabellón Municipal Padre Diego

Los Barrios: Pabellón Soldado Samuel Aguilar, Piscina Municipal Villa Los Barrios y Colegio Público Don Luís Lamadrid

Medina Sidonia: CEIP Ángel Ruiz Enciso y CEIP Antonio Machado

Nueva Jarilla: Caseta Municipal

Olvera: Caseta Municipal (recinto ferial) y Pabellón Municipal Olvera

Paterna de Rivera: Piscina Municipal Paterna y Centro Cultural Municipal

Prado del Rey: CEPR Pablo Olavide y Municipal 4 Vientos

Puerto Real: Colegio Bahía, Pistas Deportivas Paseo Marítimo y Sala Barrio Río San Pedro

Puerto Serrano: Edificio Multiusos Puerto Serrano y CEIP Blas Infante

Rota: Polideportivo Antonio Barriento 'Chispa' y Recinto Ferial – Caseta Municipal

San Fernando: CEIP Los Esteros, Pabellón Parque, Pabellón Deportivo Enrique Márquez Muñoz, CEIP Juan Sebastián Elcano y CEIP Padre José Casal Carrillo

San Isidro del Guadalete: Colegio San Isidro

San José del Valle: Edificio Multiusos San José

San Martín del Tesorillo: Pabellón de Deportes Rafael Jurado

San Roque: Polideportivo Municipal de la Bahía, Polideportivo Municipal Los Olivillos y Pabellón Municipal Ciudad de San Roque

Sanlúcar de Barrameda: Pabellón Sanlúcar, CEIP Maestra Caridad Ruiz, CEIP Maestro José Sabio, CEIP Albaicín y CEIP Virgen de la Caridad

Setenil de las Bodegas: CEIP Virgen del Carmen

Tahivilla: Nave Municipal de Obras y Servicios

Tarifa: Polideportivo Municipal Tarifa y CEIP Guzmán el Bueno

Torre Alháuquime: CEIP Sagrado Corazón de Jesús

Torreceda: Edificios Multiusos Torreceda

Trebujena: Caseta Municipal Trebujena y Nave Industrial Trebujena

Ubrique: CEIP Ramón Crossa y CEIP Benafélix

Vejer de la Frontera: Complejo Deportivo Vejer y CEIP Virgen de la Oliva

Villaluenga del Rosario: Piscina Municipal Villaluenga

Villamartín: Polideportivo Municipal Villamartín y CEIP Elio Antonio de Nebrija

Zahara de la Sierra: Pabellón Municipal Zahara

Zahara de los Atunes: CEIP Miguel de Cervantes

Sobre el informe

El citado informe estará a disposición de todas las personas interesadas en la página web de la Oficina de Transformación Comunitaria de la Diputación de Cádiz , junto a otros recursos útiles como la calculadora fotovoltaica, una herramienta para conocer el potencial de las cubiertas de los edificios de la provincia y facilitar así el primer paso para crear comunidades energéticas. También está disponible la plataforma virtual One Stop Shop (OSS), desde la que se ofrece información actualizada, recursos prácticos y un espacio de conexión entre personas interesadas en esta forma de producción energética.

La Oficina de Transformación Comunitaria de la Provincia de Cádiz es un proyecto impulsado por la Diputación de Cádiz a través de la Agencia Provincial de la Energía. Ha contado con una inversión de 331.000 euros, cofinanciados mediante recursos propios de la Diputación y fondos europeos Next Generation. Como consecuencia de esta labor, se están creando ya comunidades energéticas en Bornos, Trebujena, Cádiz, Villaluenga, Puerto Real y Alcalá del Valle. Además, hay interés en desarrollar iniciativas de energía compartida en otras localidades de la provincia.

Jornada sobre comunidades energéticas

La Diputación de Cádiz, a través de la Agencia Provincial de la Energía, celebrará este martes 20 de enero un **'Taller sobre la factura eléctrica' en Chiclana** . La iniciativa, promovida por la institución provincial con la colaboración del Ayuntamiento y la empresa consultora Penta-C, pretende ofrecer a quienes asistan información para comprender la factura de la luz así como las ventajas de las comunidades energéticas.

La actividad se desarrollará en el Hub de Innovación Social y Digital de Chiclana (calle Severo Ochoa, s/n, junto al centro juvenil Box), a partir de las cinco de la tarde. Durante hora y media, se ofrecerán contenidos que permitirán identificar los conceptos que aparecen en la factura eléctrica que más influyen en el precio, consejos para reducir el consumo y ahorrar en el recibo de la luz, y revisar qué opciones existen en el mercado eléctrico. Una de esas opciones son las comunidades energéticas (agrupaciones de personas físicas o jurídicas que generan y comparten energía producida de forma sostenible).

En concreto, acerca de las comunidades energéticas se explicará qué son, cómo funcionan, qué ventajas tienen para vecinos y vecinas de Chiclana y cómo pueden convertirse en una oportunidad para producir y compartir energía renovable de forma local, sostenible y justa. La asistencia es gratuita hasta completar aforo. El plazo de inscripción ya está abierto. Las personas interesadas pueden reservar su plaza rellenando el **formulario virtual** que aparece en el siguiente enlace.

Las comunidades autónomas se blindan frente a apagones con normas 'exprés' para desplegar baterías en sus territorios

● Más de un millar de megavatios en proyectos de almacenamiento avanzan en España.



Las comunidades autónomas se blindan frente a apagones con normas 'exprés' para desplegar baterías en sus territorios

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-comunidades-autonomas-se-blindan-frente-a-apagones-con-normas-ex...>

Sandra Acosta

Lunes, 19 enero 2026

Más de un millar de megavatios en proyectos de almacenamiento avanzan en España

Las comunidades autónomas españolas han activado una carrera legislativa y administrativa sin precedentes para liderar el despliegue del almacenamiento energético, especialmente de grandes baterías y sistemas de bombeo, convertidos ya en un pilar crítico del sistema eléctrico. Los episodios de inestabilidad registrados en el primer semestre de 2025 y, sobre todo, el apagón masivo del 28 de abril que dejó sin suministro a gran parte del país, han acelerado la reacción de los gobiernos regionales.

A través de reformas legales y administrativas de carácter urgente, las autonomías **buscan dotar a la red de mayor flexibilidad, resiliencia y capacidad de respuesta**. El reto ya no se limita a producir energía renovable, sino a garantizar que pueda almacenarse y gestionarse de forma eficaz para evitar colapsos que paralicen el transporte, la industria y los servicios esenciales.

Reformas legales y administrativas

Cataluña ha sido una de las comunidades más contundentes en su reacción. El apagón del 28 de abril de 2025 actuó como detonante político. En respuesta, el Govern aprobó el Decreto Ley 22/2025,

concebido específicamente para reforzar la resiliencia del sistema eléctrico catalán. La norma **declara las instalaciones de almacenamiento de energía eléctrica como de interés público superior y simplifica de forma drástica los trámites administrativos**, especialmente en el caso de la hibridación de instalaciones existentes. Gracias a este marco, parques renovables ya operativos pueden incorporar baterías con ampliaciones de hasta el 25 % de su potencia mediante procedimientos acelerados. La Generalitat busca que el almacenamiento deje de ser un complemento y pase a convertirse en una pieza central del sistema, situando a Cataluña entre las regiones con mayor volumen de proyectos, con **cerca de 975 MW en solicitudes en tramitación**.

En el norte, el Principado de Asturias ha optado por una vía distinta, centrada en la ordenación territorial. El modelo asturiano **prioriza su implantación en suelos no urbanizables con pasado minero o industrial**, combinando planificación energética y regeneración de espacios degradados. Esta estrategia ha permitido canalizar la inversión y dar seguridad jurídica a los promotores, situando a Asturias como uno de los grandes polos del almacenamiento en España, con **alrededor de 949 MW en diferentes fases de tramitación** y una posición de liderazgo en proyectos independientes o “stand alone”.

El impulso normativo se extiende al arco mediterráneo y al sur del país, donde el almacenamiento **se ha integrado en reformas más amplias de simplificación administrativa y política industrial**. En la Comunidad Valenciana, el Decreto Ley 14/2025 ha eliminado buena parte de las trabas burocráticas que ralentizaban los proyectos energéticos, apostando por agilizar los considerados estratégicos para la seguridad del mercado eléctrico. Andalucía, por su parte, ha incorporado el almacenamiento a su Ley 4/2025 de fomento industrial y modernización de los espacios productivos, considerando estas **infraestructuras esenciales para garantizar un suministro estable** en los parques industriales y evitar que la actividad económica se vea afectada por fluctuaciones o caídas de la red.

Galicia también ha reforzado su marco regulatorio con la Ley 5/2025 de medidas fiscales y administrativas, poniendo el foco en la **eficiencia del sistema**. La norma gallega fomenta la compartición de infraestructuras de evacuación eléctrica, especialmente en parques eólicos, para **evitar duplicidades** y facilitar que los nuevos proyectos incorporen almacenamiento de forma integrada, reduciendo costes, minimizando el impacto ambiental y acelerando la transición hacia un sistema más flexible y robusto.

Capacidad de tramitación

El resultado del movimiento coordinado de las comunidades autónomas empieza a reflejarse en los datos de capacidad en tramitación y en la asignación de fondos públicos para almacenamiento energético. A finales de 2025 existen cientos de proyectos de almacenamiento en distintas fases de tramitación, que suman varios gigavatios de potencia total en autorización y permisos administrativos.

En ese contexto, **Extremadura encabeza el ranking nacional**, con aproximadamente 1.300 MW de proyectos en proceso de permisos ambientales y administrativos. Le siguen Cataluña, con cerca de 975 MW, y Asturias, con alrededor de 949 MW, consolidándose como puntos calientes para nuevas instalaciones de almacenamiento de energía. Estas cifras incluyen tanto proyectos híbridos con

energías renovables como sistemas independientes. Además, otras regiones como Castilla-La Mancha y Andalucía mantienen carteras significativas, superando los 600 MW.

Las medidas temporales en seguridad del sistema eléctrico decaen a la espera de otro escudo inminente

- Vencen medidas temporales de CNMC para estabilizar tensiones eléctricas, a la espera de alternativa consensuada con el sector.



Las medidas temporales en seguridad del sistema eléctrico decaen a la espera de otro escudo inminente

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-medidas-temporales-del-sistema-electrico-decaen-a-la-espera-de-otro-...>

Redacción

Lunes, 19 enero 2026

Vencen medidas temporales de CNMC para estabilizar tensiones eléctricas, a la espera de alternativa consensuada con el sector

El plazo máximo de aplicación de las medidas temporales aprobadas por la **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)**, a petición de Red Eléctrica, para reducir las oscilaciones de tensión del sistema eléctrico concluye este lunes, aunque se espera una alternativa de carácter inminente.

Esta semana, el organismo ha cerrado la audiencia pública del nuevo escudo propuesto por el operador del sistema para hacer definitivas las modificaciones aprobadas en octubre -con algunos cambios-, visto su "impacto positivo" en la estabilidad de las tensiones y que no han influido de forma negativa en los costes.

Se tratan de los **procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2**.

Tras dar el visto bueno a su modificación temporal el pasado 20 de octubre después de observarse variaciones de tensión en el sistema eléctrico peninsular -aunque dentro de los márgenes establecidos- en esos días, la CNMC accedió a prorrogar los cambios en dos ocasiones, como informó el 18 de noviembre y el 4 de diciembre.

Sin prórrogas

Sin embargo, la normativa contempla que estas medidas sólo pueden prorrogarse cada 15 días durante tres meses, previa petición del operador del sistema. Así, el plazo máximo finaliza el 19 de enero.

A diferencia de la ocasión anterior, Red Eléctrica sí que sometió a consulta pública, entre el 19 de noviembre y el 10 de diciembre, el texto en el que planteaba mantener estos cambios transitorios tras su vencimiento e integrarlos definitivamente en los procedimientos de operación, pero con ciertas variaciones.

Además, la propuesta fue debatida por el conjunto del sector, incluido el operador del mercado (OMIE) y la CNMC, en una reunión celebrada a comienzos de diciembre, con lo que se presupone consenso en las medidas que, posteriormente, Competencia ha sacado a audiencia.

De hecho, una de las novedades es que el operador del sistema ha renunciado a reducir el plazo para presentar ofertas de restricciones, ante el rechazo de otros actores.

A tenor de Red Eléctrica, las medidas, junto con la implementación progresiva de la participación de las renovables en el nuevo servicio de control de tensión, "contribuirán a que el sistema esté mejor preparado para hacer frente a periodos de la próxima primavera".

Entonces se cumplirá un año desde el inédito apagón en la España peninsular y Portugal del pasado 28 de abril.

Sin "impacto negativo" sobre el mercado

Por su parte, la CNMC explica que si en un primer momento aprobó los cambios con carácter temporal fue debido a la "urgencia de la tramitación, la falta de debate en el sector (sin consulta pública del operador del sistema) y el riesgo de que las modificaciones afectaran negativamente al mercado".

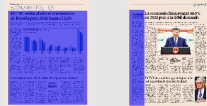
Pero, sobre todo, por la posibilidad de que las variaciones de tensión que los justificaban "pudieran tener un origen estacional, por la menor demanda del periodo otoñal", una circunstancia que podía mejorar con el incremento del consumo en invierno y la menor potencia solar propia de estas fechas.

Desde octubre, la CNMC ha vigilado "estrechamente" el impacto de estas iniciativas, tanto sobre las variaciones de tensión como sobre el mercado eléctrico.

De este análisis "no se ha constatado un aumento de los costes de restricciones o banda de regulación secundaria que soporta la demanda", ni tampoco un "impacto negativo sobre el desempeño del mercado".

En cualquier caso, el borrador abre la puerta a que las modificaciones puedan ser revisadas más adelante "en tanto se desarrollen otras soluciones de medio plazo" que contribuyan a reducir las variaciones bruscas de tensión.

Las medidas entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial del Estado (BOE).



El FMI revisa al alza el crecimiento de España para 2026 hasta el 2,3%

EN EL 'TOP 4' DE ECONOMÍAS DESARROLLADAS QUE MÁS CRECEN/ La fortaleza del mercado laboral y el sector servicios, sobre todo el turismo, tiran de la actividad económica española. La fuerte inversión privada en nuevas tecnologías ya da sus réditos.

Andrés Stumpf. Bruselas

España crece y lo va a seguir haciendo. Con fuerza. Al menos, eso es lo que anticipa el Fondo Monetario Internacional (FMI) en la última revisión de sus perspectivas macroeconómicas.

El organismo internacional, que en esta ocasión publicó los resultados de su análisis en Bruselas en vez de en Washington, ha revisado al alza el avance del PIB esperado para España en 2026 hasta el 2,3%, tres décimas por encima de lo que reflejaban sus cálculos en otoño. Lo mismo ocurre para 2027, un ejercicio en el que se espera un crecimiento del 1,9% tras una revisión al alza de dos décimas.

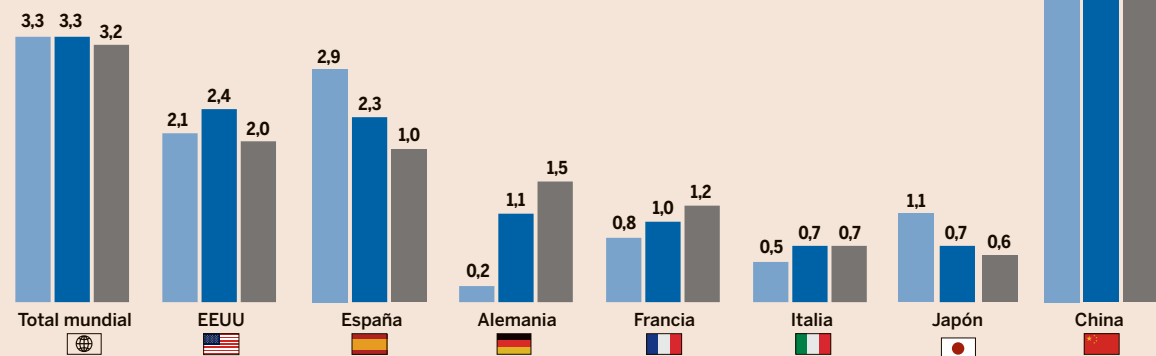
Con estos números sobre la mesa, España estaría en el Top 4 de las economías que crecen con más fuerza este año. En este apartado, solo la superarían gigantes como China (4,5%) y Estados Unidos (2,8%) además de Polonia (3,5%) de entre los países desarrollados sobre los que el FMI aporta estimaciones en su informe.

Como en anteriores ocasiones, los expertos aluden a la mayor fuerza del mercado laboral español y a la resiliencia del turismo como los principales motores del nuevo crecimiento, algo a lo que se le suma la inmigración. Pero el

LA ECONOMÍA MUNDIAL MANTIENE EL PULSO

Previsiones de crecimiento del PIB. Variación interanual, en %.

■ 2025 ■ 2026 ■ 2027



Expansión

Fuente: FMI

fuerte impulso en la actividad trasciende ya esos elementos y el organismo internacional ha detectado numerosos indicadores que apuntan a un fuerte consumo e inversión privados. Entre otros elementos, la adopción de nuevas tecnologías destaca entre las mejoras.

Tanto es así, que los expertos del FMI mencionan a España entre los países beneficiados recientemente por la inversión en tecnología junto con Reino Unido, aunque am-

bos por detrás de los logros cosechados por Estados Unidos.

El FMI, además, espera que esta tendencia se mantenga en el tiempo y alude a la elevada tasa de ahorro en España, que considera que podrá seguir alimentando el consumo privado en los próximos años, apuntalando el crecimiento de la economía.

España se sitúa, además, muy lejos del resto de grandes países de la zona euro. El

avance de la economía previsto para este año más que duplica el de Alemania (1,1%) y Francia (1%) y casi triplica el de Italia (0,7%).

De hecho, para el FMI, el impulso de España e Irlanda es clave en la solidez que ha demostrado la zona euro en su conjunto, que aguanta el tirón con un crecimiento del 1,3% previsto para este año.

En su nuevo análisis sobre las perspectivas económicas globales, el organismo inter-

nacional asegura que la economía global ha mostrado resiliencia ante los focos de incertidumbre manifestados.

El FMI anticipa un crecimiento global del 3,3%, idéntico al del año pasado, aunque para las economías desarrolladas es de prácticamente la mitad, del 1,8%.

Comercio

Pero la realidad que describe el FMI en su último informe podría estar a punto de saltar

por los aires en este mundo cambiante.

Los expertos del organismo han basado sus predicciones en un entorno comercial relativamente benigno que toma como dado que la situación comercial de diciembre permanece inalterada a pesar de que reconocían que “el frágil equilibrio de las políticas comerciales contemplado en el escenario base podría sufrir disrupciones”.

Donald Trump, con su pre-

Una decepción en la IA, entre las mayores amenazas

A. Stumpf. Bruselas

El mundo ha volcado sus esperanzas en la Inteligencia Artificial, esa tecnología revolucionaria que está llamada a propulsar la competitividad de las empresas y los trabajadores como nunca antes se ha visto. Las inversiones fluyen como una riada hacia la investigación y el desarrollo de la IA con el objetivo de acelerar la adopción de la tecnología y disfrutar cuanto antes de sus ventajas, pero es precisamente ese optimismo el que puede haberse convertido en un arma de doble filo.

El Fondo Monetario Internacional (FMI) considera

que una decepción en el despliegue de la IA podría convertirse en una de las principales amenazas para el panorama económico global. Según señala, esto se debe a que las expectativas sobre las empresas de inteligencia artificial son extremadamente elevadas, por lo que la confianza de los inversores podría deteriorarse si estas no son capaces de generar rápido ganancias acordes con sus elevadas valoraciones”.

Si bien la actividad industrial sigue siendo moderada, la inversión en tecnología como porcentaje de la producción económica de EEUU

donde el FMI señala que se concentra el mayor desarrollo en IA del mundo, ha aumentado al nivel más alto desde 2001. Se trata de una fecha que todavía resuena en la mente de los inversores, que quedó marcada con cicatrices por el estallido de la burbuja de las *puntocom*.

Sobrevaloración

El FMI considera que las señales de burbuja no son tan claras en esta ocasión como en el pasado, pero sí ve cierta sobrevaloración y considera que el mercado se encuentra en un punto mucho más sensible. “La vulnerabilidad ge-

Los expertos ven sobrevaloración, aunque no a los niveles de la crisis de las ‘puntocom’

neral del crecimiento macroeconómico mundial a un ajuste de las acciones tecnológicas podría ser sustancial”, alertan desde el organismo internacional, que sugieren que la sobrevaloración que puede detectarse es todavía “sólo la mitad de la observada durante el episodio de las *puntocom*”.

Los expertos del FMI es-

pecifican que la mayor resiliencia se debe a la progresividad del aumento de las valoraciones, más sostenida en el tiempo, pero también al hecho de que las compañías que lideran esta revolución tecnológica generan sólidos beneficios, frente a la crisis de hace más de dos décadas que se caracterizó por empresas muy pequeñas y en desarrollo que incurrieran en abultadas pérdidas. “Si bien las valoraciones del mercado en relación con la producción económica se han expandido a un ritmo similar en ambos episodios, el aumento de la relación precio-beneficio ha

sido más moderado en el auge actual, debido a unas ganancias más robustas”, destacan en su último informe, en el que han dedicado un capítulo especial a la inteligencia artificial.

Por el momento, la adopción de esta tecnología ha tenido efectos positivos sobre las economías, la inversión y la actividad empresarial en general. Aunque el grueso se ha concentrado en Estados Unidos, el FMI destaca que también se ha detectado cierto efecto contagio en términos de impulso económico en otros países, especialmente de Asia.



Los expertos del FMI ven margen para que el consumo privado siga apuntalando a la economía en el futuro

sión sobre Groenlandia, ha anunciado aranceles sobre ocho países europeos que enviaron tropas a la isla al considerar que se interponían en sus intentos por hacerse con su control. Estos aranceles, del 10% a partir del 1 de febrero y del 25% a partir de julio si no se ha llegado a un acuerdo, podrían acabar con la paz comercial firmada en verano.

Los aranceles del pasado ya estaban haciendo mella en la confianza de la economía global y pesan sobre algunos sectores en particular, como el acero y el aluminio. Sin embargo, el FMI anticipaba que esta situación se difuminaría a lo largo del año, una premisa que ahora podría tener que revisar. El economista jefe del FMI, Pierre-Olivier Gourinchas, indicó en ese sentido que en sus pronósticos del pasado octubre la institución ya simuló un escenario de escalada arancelaria que restaría unas tres décimas al crecimiento global, lo que “se trata de un efecto considerable”.

“Si entramos en una fase de escalada y políticas de ojo por ojo, eso sin duda tendría un efecto aún más adverso en la economía, tanto a través de canales directos como a través de la confianza, la inversión y potencialmente a través de una revisión de los precios de los mercados”, aseveró el economista francés.

La institución aboga por que todas las partes intenten encontrar una solución que mantenga abierto el sistema de comercio, que mantenga reglas estables y predecibles y permita a las empresas tomar decisiones de inversión e implementarlas.

“El entorno actual no es propicio para ello”, reconoció Gourinchas, que añadió que “pediríamos a todas las partes que encuentren una solución amistosa a la situación”, ya que en una guerra comercial “no hay ganadores”, puesto que subir los aranceles perjudicará tanto al país que los impone, pero también a otros países.

En cualquier caso, el FMI destacó ayer que no son prescriptores sobre lo que deben hacer los países con su política comercial y doméstica y prefirieron mostrarse prudentes en relación a si Europa debería tomar represalias o no ante las amenazas de Trump.



La economía china avanzó un 5% en 2025 pese a la débil demanda

PIB/ La segunda economía del mundo alcanzó la meta establecida por el Ejecutivo gracias, principalmente, al sector servicios. Los expertos avisan de que hay que estimular la demanda interna.

A.Ormaetxea. Madrid

La economía de China, la segunda mayor del mundo, registró una expansión del 5% en el conjunto de 2025, según informó ayer la Oficina Nacional de Estadística (ONE). El avance del producto Interior Bruto (PIB) chino durante el año pasado cumplió, por lo tanto, con los objetivos establecidos por el ejecutivo que lidera Xi Jinping, que fijó la meta de crecimiento para 2025 “en el entorno del 5%.

En cifras, el PIB de China alcanzó el año pasado los 140,2 billones de yuanes (17,3 billones de euros), con una expansión anual del 3,9% en el sector primario y del 4,5% en la industria, mientras que el crecimiento del sector servicios alcanzó el 5,4%.

“En términos generales, la economía nacional mantuvo un ritmo de progreso constante en 2025 a pesar de las múltiples presiones, y el desarrollo de alta calidad registró nuevos logros”, destacó la Oficina estadística china en la presentación de los datos.

Sin embargo, los funcionarios advirtieron de que “el impacto de los cambios en el entorno externo es cada vez mayor” y el contraste entre la fortaleza de la oferta y la débil demanda en el mercado interno “es prominente”, mientras que aún persisten nume-



El presidente de China, Xi Jinping.

rosos problemas desde hace tiempo y aparecen nuevos desafíos en el desarrollo económico.

Crecimiento trimestral

En datos trimestrales, entre octubre y diciembre el crecimiento del PIB de China fue del 1,2%; en el trimestre anterior la expansión fue del 1,1%. En el segundo trimestre, la economía china también creció un 1,1% trimestral, mientras que en los tres primeros

La oficina de estadística china destacó la debilidad de la demanda interna

meses de 2025 el avance fue del 1,2%. En comparación con el cuarto trimestre de 2024, la expansión del PIB chino fue del 4,5%, después del crecimiento interanual del 4,8% registrado en el tercer trimestre,

del 5,2% en el segundo y del 5,4% en los tres primeros meses de 2025.

“Debemos adoptar políticas macroeconómicas más proactivas y eficaces, continuar expandiendo la demanda interna, mejorar la oferta, optimizar la asignación de nuevos recursos y optimizar el uso de los existentes”, destacó la oficina estadística del gigante asiático.

En este sentido, desde Oxford Economics, Sheana Yue,

economista principal para China, considera –en declaraciones recogidas por *Europa Press*– que el repunte del cuarto trimestre del año fue impulsado por una actividad industrial más sólida y un aumento de las exportaciones, mientras que la previsión de un “apoyo fiscal entrante significativo” para impulsar el plan quinquenal diseñado por el ejecutivo sugiere que es probable que la inversión en segmentos manufactureros alineados con los objetivos políticos mejore este año.

“Esto podría proporcionar cierta compensación al todavía abismal sector interno”, señaló ayer Yue, recordando que las condiciones siguen siendo particularmente frágiles en los sectores vinculados a la vivienda y al consumo. “Es probable que el impulso del lado de la oferta sea el principal ancla del crecimiento en 2026”, añadió.

Por otra parte, Chi Lo, estratega sénior de mercado para Asia Pacífico en BNP Paribas Asset Management, aseguró –en declaraciones a *Associated Press*– que “la estabilización, no necesariamente la recuperación, del mercado inmobiliario doméstico es clave para revivir la confianza pública y, por ende, el crecimiento del consumo de los hogares y la inversión privada”.



El croata Boris Vujcic sustituirá a Guindos en la vicepresidencia del BCE

CROACIA, CON DOS AÑOS DE PERTENENCIA EN EL EURO, SE HACE CON EL PUESTO/ Salta la sorpresa en la votación que da el pistoletazo de salida a la renovación de gran parte del Comité Ejecutivo del BCE.

Andrés Stumpf. Bruselas

Gana Boris Vujcic. De entre los seis candidatos, finalmente ha sido el gobernador del Banco de Croacia el que ha logrado convencer a los ministros de Finanzas de la zona euro durante la reunión del Eurogrupo y será el próximo vicepresidente del Banco Central Europeo (BCE).

La elección de Vujcic ha sido una auténtica sorpresa, pues se consideraba uno de los candidatos con menos probabilidades para imponerse en la dura votación por el escaso tiempo que lleva Croacia formando parte de la zona euro. Tras apenas dos años utilizando la moneda comunitaria, el país se hace con uno de los cargos más relevantes de la autoridad monetaria europea.

Vujcic accederá al puesto el próximo 1 de junio, una vez que el mandato no renovable de ocho años del español llegue a su fin. El nuevo vicepresidente convivirá algo más de un año con Christine Lagarde, pero pronto, en la primera mitad de 2027, conocerá el nombre del presidente o la presidenta que le acompañará durante la mayor parte de su tiempo en Fráncfort.

El triunfo del aspirante croata no cierra ninguna puerta a los candidatos barajados para la presidencia de la institución monetaria, entre los que se encuentran el español Pablo Hernández de Cos, pero también el neerlandés Klaas Knot y, por parte de Alemania, Isabel Schnabel y Joachim Nagel (ver información adjunta).

La elección del vicepresi-



Boris Vujcic, gobernador del Banco de Croacia, será vicepresidente del Banco Central Europeo.

Llega un halcón con 25 años de trayectoria como gobernador o subgobernador de un banco central

dente era considerada clave, pues es el pistoletazo de salida de a la renovación de gran parte del Comité Ejecutivo el próximo año, una carrera en la que los contrapesos geográficos son muy relevantes.

Para hacerse con el cargo, Vujcic ha tenido que lograr una mayoría reforzada de 16 de los 21 países del euro que representen al menos un 65% de la población de la eurozona. La elección ha sido especialmente reñida teniendo en

cuenta que por primera vez confluían seis candidatos diferentes para una misma posición. Pese a ello, la voluntad de los ministros de Finanzas de avanzar rápido con las votaciones resultó clave para agilizar el proceso.

En un primer momento se retiraron Madis Müller (Estonia) y Rimantas Šadžius (Lituania) para apoyar la candidatura del otro aspirante de los países bálticos, Mārtiņš Kazāks (Letonia) que, sin embargo, también cayó en la siguiente ronda junto con el portugués Mário Centeno (Portugal), los dos favoritos del Parlamento Europeo. Finalmente, cuando ya solo quedaban dos aspirantes, la balanza se inclinó por Vujcic



Luis de Guindos, actual vicepresidente del BCE.

Vence al portugués Centeno y al letón Kazāks, los favoritos del Parlamento Europeo

en su mano a mano con Olli Rehn (Finlandia), conocido por haber sido comisario europeo de Asuntos Económicos y Monetarios en los momentos más duros de la crisis de deuda soberana.

En un Consejo de Gobierno del BCE con miembros con experiencia en la política, Vujcic se ha impuesto con una dilatada trayectoria en la banca central. El futuro vicepresidente del BCE cuenta con 25 años de experiencia

entre los roles de gobernador del Banco de Croacia y subgobernador, un trabajo en el que ha vivido en primera plana tanto el acceso del país a la Unión Europea como la adopción del euro.

En lo que respecta a la política monetaria, Vujcic es considerado uno de los halcones, es decir, un miembro del ala dura que prefiere imponer unas condiciones de financiación más estrictas para mantener controlada la inflación incluso a costa de sacrificar una parte del crecimiento económico. Pese a ello, dentro de ese grupo no está considerado de los más extremos y, en el momento actual, apuesta por mantener sin cambios los tipos de interés en el 2%.