



Resumen de prensa 11/12/2025

11/12/2025

Índice

UNEF

La Oficina Verde acogerá una jornada sobre autoconsumo colectivo y comunidades energéticas el 17 de diciembre	4
Las XVIII Jornadas de Renovables abordarán almacenamiento y seguridad eléctrica	6

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

Acciona Energía arranca las operaciones en una planta solar de Australia de 383 millones de euros	8
Acciona Energía conecta en Australia el megaparque solar Aldoga	10
GES firma contratos por 200 millones para construir plantas solares	11
GES cierra cuatro nuevos contratos solares en España por un importe cercano a los 200 millones	12
GES se adjudica la construcción de 343 MW fotovoltaicos en España con cuatro nuevos contratos EPC por valor de 196 millones	14
Construyen en Cartagena una planta fotovoltaica de 4,4 MW para 540 puntos de recarga	16
De naves logísticas a hubs energéticos sostenibles: claves de integrar autoconsumo fotovoltaico y baterías	18
EEUU añade 11,7 GW de nueva capacidad solar consiguiendo el mejor tercer trimestre de la historia	21
Eiffage Energía Sistemas inaugura en Granada el súper Clúster Solar Caparacena	23
El BOE publica los criterios técnicos que transformarán la conexión de demanda y almacenamiento	25
El módulo de almacenamiento de energía en el parque solar de Cáceres costará 92,6 millones	27
Estados Unidos incrementa en un 20% la potencia FV instalada	29
Ferrer encarga a Acciona Energía su autoconsumo: 432 kWp para descarbonizar su planta en Girona	32
Iberdrola invierte 252 millones en sus dos primeras plantas fotovoltaicas en la Comunidad Valenciana	34
La energía solar en EEUU se dispara con un tercer trimestre histórico	36
La Guardia Civil desarticula una organización especializada en el robo de camiones en Guadalajara, Madrid y Toledo	39
Málaga licita un proyecto fotovoltaico de 11,9 MWp para la Universidad	41
NextEra firma acuerdos de energía limpia con Google y Meta	43
Nordic Solar elige el sistema de almacenamiento PowerTitan 2.0 de Sungrow para sus parques FV de Lituania	45
Nuevo proyecto fotovoltaico de generación urbana de 200 kW en Llinars del Vallès	48
Scatec, financiación noruega de renovables en mercados emergentes	50
Soletrax suministrará 48 megavatios de tecnología solar a una planta española "utility-scale"	53

LAS RENOVABLES

Sonnedix cierra la primera venta de garantías de origen con Volkswagen	58
Appa Renovables pide que el modo reforzado del sistema eléctrico no se mantenga de forma indefinida	59
El Congreso Nacional de Energías Renovables abre hoy sus puertas en Madrid	61
RWE completa la repotenciación de Muel (Zaragoza): sustituye 27 aerogeneradores antiguos por 3 de última generación	64
RWE pone en marcha su parque eólico de Muel, en Aragón	66
A Cañiza firma un convenio por un desarrollo sostenible	68
Azora amplía a 20 MW su data center en Madrid y arranca las obras de otro centro en Barcelona	69
Carrefour estrena en Valencia el primer sistema de almacenamiento con baterías en un hipermercado español	71
Caso de estudio de región industrial: Euskadi	73
Castilla y León, líder renovable pero con riesgo de perder energía por la falta de red	76
Colonial SFL y Andbank compran el edificio que alberga la sede de Naturgy en Madrid por 80 millones de euros	79
Diego Díaz López integra al almacén Herma para consolidar su presencia en Málaga	81
Entrevista a Yon Senent, head of development iberia (Sonnedix)	83
España cerrará el 2025 con 22 plantas de biometano en operación	85
Gran Bretaña establece un nuevo récord de generación eólica	88
La Comisión Europea presenta un plan de 1,2 billones de euros para la red eléctrica	90
La eficiencia energética en edificios se dispara como prioridad de inversión	92
La electrificación de calor industrial: la oportunidad olvidada de España	94
La eólica gallega defiende su papel para mantener vivas las aldeas y limpio el monte	96
La producción europea de biogás y biometano alcanza los 22.000 millones de metros cúbicos en 2024	97
Norvento TECHnPower lanza nXL, la gama de convertidores que proporcionan hasta 9 MVA en tan solo 20 pies	101
Santiago Gómez Ramoa. "La industria que venga buscando energía renovable, barata y estable se quedará durante décadas"	103
Toyota teje lazos con proveedores de energía europeos para carga inteligente de vehículos electrificados	107

LAS OTRAS ENERGÍAS

Bruselas impulsa autopistas energéticas para conectar a España y presiona a París	109
Las eléctricas alertan de que España se queda atrás en la inversión en redes	111
BlackRock inicia la operación salida de Naturgy al vender un 7,1% valorado en 1.800 millones	112

El gas TTF marca su nivel más bajo en 20 meses y empuja a los mercados eléctricos europeos a la baja	113
El gas TTF marca su nivel más bajo en veinte meses y presiona a la baja a los mercados eléctricos europeos	118
La UE acelerará a la mitad de tiempo la tramitación de los grandes proyectos de infraestructuras energéticas	123

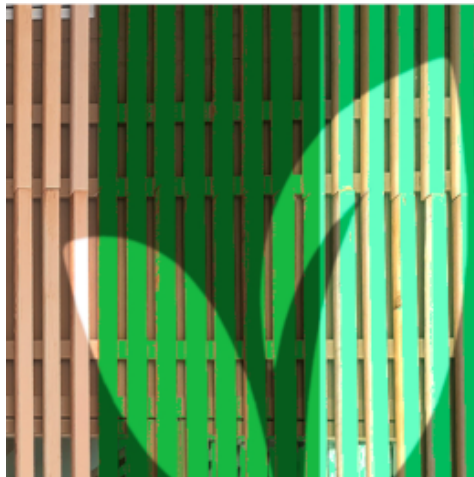
LA ECONOMÍA

Los expertos de Trabajo recomiendan subir el SMI entre un 3,1% y un 4,7%	125
Una Reserva Federal dividida rebaja los tipos 0,25 puntos por miedo al deterioro laboral	126
La subida del salario mínimo para cubrir el IPC cuesta 1.500 millones	127



Asociación Nacional de Empresas de Rehabilitación y Reforma - La Oficina Verde acogerá una jornada sobre autoconsumo colectivo y comunidades energéticas el 17 de diciembre

- La Oficina Verde acogerá una jornada sobre autoconsumo colectivo y comunidades energéticas el 17 de diciembre - Pioneros en rehabilitación y reforma

[ANERR](#)[Autoconsumo](#)[Oficina Vere](#)[Reforma](#)[Rehabilitación](#)[Sostenibilidad](#)[transición Energética](#)[Vivienda](#)<https://www.anerr.es/la-oficina-verde-acogera-una-jornada-sobre-autoconsumo-colectivo-y-comunidades-ener...>

Comunicacion

Miércoles, 10 diciembre 2025

La Oficina Verde del Ayuntamiento de Madrid celebrará el próximo 17 de diciembre de 2025, a las 11:00 horas, una jornada dedicada al autoconsumo colectivo y a las comunidades energéticas, un ámbito en plena expansión dentro de las políticas de transición energética y participación ciudadana.

El encuentro, que tendrá lugar en la sede de la Oficina Verde, situada en la calle Bustamante, 30, contará con la participación de cuatro asociaciones de referencia en el sector: ANESE, APPA Renovables, CERES y UNEF, todas ellas implicadas en impulsar modelos energéticos más sostenibles, eficientes y colaborativos.

Durante la sesión se abordarán aspectos clave como la normativa vigente, la implantación del autoconsumo en el sector residencial, la gestión digital de comunidades energéticas y las diferencias entre los modelos de comunidad energética y autoconsumo colectivo. Entre los ponentes figuran expertos en regulación, formación, herramientas digitales y electrificación procedentes de cada una de las entidades participantes.

La jornada se podrá seguir tanto de forma presencial como online, a través de la plataforma Microsoft Teams. Para quienes deseen asistir físicamente, la organización solicita confirmar asistencia mediante correo electrónico a oficinaverde@madrid.es.

Con esta iniciativa, la Oficina Verde refuerza su papel como espacio de divulgación y apoyo a la ciudadanía en el avance hacia un modelo energético más sostenible, descentralizado y participativo.

Las XVIII Jornadas de Renovables abordarán almacenamiento y seguridad eléctrica

- La cita online y gratuita del 11 de diciembre reunirá a administración y líderes del sector para analizar los retos del horizonte 2030.



<https://economia3.com/2025/12/10/709869-las-xviii-jornadas-de-renovables-abordaran-almacenamiento-y-seg...>

Redacción E3

Miércoles, 10 diciembre 2025

Ciencia...

La cita online y gratuita del 11 de diciembre reunirá a administración y líderes del sector para analizar la descarbonización, la integración de renovables y los retos del horizonte 2030.

Redacción E3 Publicado a 10/12/2025 9:39

La transición hacia un modelo energético descarbonizado, competitivo y seguro centrará el debate de las **XVIII Jornadas sobre Energías Renovables**, que se celebrarán el jueves 11 de diciembre de 2025, en formato online y con inscripción gratuita. El encuentro reunirá a representantes de la administración pública, grandes compañías energéticas, asociaciones sectoriales y empresas tecnológicas para analizar los principales retos del sector en el horizonte 2030.

La jornada se inaugurará con la bienvenida institucional a cargo de la **Generalitat Valenciana**, la asociación **AVAESEN** y la **Universitat Politècnica de València (UPV)**, entidad coordinadora del encuentro. A continuación tendrá lugar la conferencia de **Ander Muelas**, presidente de **Endurance**, quien abordará la situación actual y las perspectivas del sector energético.

Uno de los ejes centrales del programa será el debate moderado por **Salma Cantos** sobre el equilibrio entre la urgencia climática y la seguridad del sistema eléctrico, protagonizado por **Iberdrola** , **Statkraft** , **Contigo Energía** y **Valfortec** . Tal y como señala Cantos: *«Las energías renovables son un objetivo europeo prioritario y de desarrollo sostenible. El ordenamiento debe contribuir a su consecución mediante el justo equilibrio entre el fomento, el respeto al territorio, la seguridad jurídica y los principios de mínima y buena regulación»* .

El almacenamiento energético tendrá un papel destacado como vector clave para el desarrollo de una industria sostenible en Europa. Expertos de empresas como **Power Electronics** , **Fronius** , **Hybrid Energy Storage Solutions** y **Kenergy** , junto a la asociación **AEPIBAL** , debatirán sobre los desafíos tecnológicos, industriales y regulatorios necesarios para aprovechar esta oportunidad estratégica.

Pavener analizará cómo la transición energética y las nuevas tecnologías renovables están transformando el sector, demostrando que, incluso en un contexto de incertidumbre, «volverá a salir el sol». A través de proyectos reales —fotovoltaica en suelo y flotante, bombeo, almacenamiento y digitalización— se mostrará cómo las soluciones innovadoras permiten eficiencia, resiliencia y un futuro energético más sostenible.

El programa también abordará el impacto del nuevo proyecto de Real Decreto en el autoconsumo y el almacenamiento distribuido, con la participación de **Jonsok** , **Huawei** , **Prosolia** , **Cubierta Solar** y **UNEF** .

«Vamos a analizar las nuevas oportunidades de integración que nos ofrece el Autoconsumo para 2026, con las últimas tecnologías, modelos de gestión y retos operativos» , apunta **José Rodríguez** , Director General de Jonsok, que será el responsable de moderar esta interesante mesa redonda. Las principales tendencias e innovaciones en energías renovables que marcarán la segunda fase de la transición energética serán analizadas por **Cajamar** , **Andersen** , **Nedgia** , **Inderen** y **Renovalia Energy Group** .

La clausura correrá a cargo de **BP** , con una ponencia sobre el futuro del refino y la transición hacia combustibles renovables, poniendo el broche final a una jornada de reflexión estratégica para el sector.

Las XVIII Jornadas sobre Energías Renovables están dirigidas a profesionales de la energía, industria, administración pública, ingeniería, consultoría e innovación, y se consolidan como un foro de referencia para analizar el presente y futuro del modelo energético.

Inscripción gratuita: A través de www.encuentros.upv.es

Redacción E3Equipo de redacción de Economía 3

Acciona Energía arranca las operaciones en una planta solar de Australia de 383 millones de euros

- Acciona Energía ha completado la puesta en marcha y el inicio de la operación comercial de la planta fotovoltaica Aldoga, situada en la costa central de Queensland (Australia), de 480 megavatios pico (MWp) y con una inversión total de 670 millones de dólares australianos (383 millones de euros).



Planta solar de Acciona Energía.

<https://elperiodicodelaenergia.com/acciona-energia-arranca-las-operaciones-en-una-planta-solar-de-australia-d...>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

Ningún comentario

Acciona Energía ha completado la puesta en marcha y el inicio de la operación comercial de la planta fotovoltaica Aldoga, situada en la costa central de Queensland (Australia), de 480 megavatios pico (MWp) y con una inversión total de 670 millones de dólares australianos (383 millones de euros).

Esta planta solar generará electricidad limpia equivalente al consumo anual de aproximadamente 185.000 hogares y evitará alrededor de 934.000 toneladas de emisiones de CO2 cada año, un impacto comparable a retirar 360.000 vehículos de combustión de las carreteras, según detalla la compañía en un comunicado.

Toda la producción renovable de la instalación se suministrará a la compañía estatal Stanwell Corporation, en virtud de un acuerdo de compraventa de energía (PPA, por sus siglas en inglés) a 15 años, contribuyendo a acelerar la descarbonización de la región.

La construcción de Aldoga generó 350 empleos locales en los periodos de mayor actividad y supuso la adquisición de hasta 150 millones de dólares (90 millones de euros) en materiales, componentes y servicios a empresas y proveedores locales.

El proyecto de Acciona Energía

La planta solar también ha contribuido a la mejora de infraestructuras, como la carretera Flynn Road, además de financiar proyectos en ámbitos como la educación, la sanidad y el desarrollo cultural de la zona.

El redactor recomienda

- **Acciona Energía instalará un sistema de descarbonización para la farmacéutica Ferrer**
- **Acciona Energía cierra la venta de 440 MW eólicos en España a Opdenenergy por 530 millones de euros**
- **Acciona Energía vende dos activos renovables en Sudáfrica por 255 millones y obtiene plusvalía de 65 millones**

Asimismo, Acciona Energía ha puesto en marcha un programa de subvenciones para apoyar iniciativas de una variedad de organizaciones, que van desde centros educativos y servicios de emergencia hasta asociaciones vecinales y colectivos culturales. También ha lanzado un programa de inversión --Legacy Investment Programme-- destinado a respaldar proyectos de mayor envergadura y duración.

La compañía cuenta ya con casi 2 gigavatios (GW) de potencia renovable instalada o en construcción, entre proyectos eólicos y solares. Actualmente está completando la puesta en marcha del parque eólico MacIntyre (923 MW), en Queensland, uno de los mayores de todo el hemisferio sur.



Acciona Energía conecta en Australia el megaparque solar Aldoga

- ACCIONA Energía ha completado con éxito la puesta en marcha y el inicio de la operación comercial de la planta fotovoltaica Aldoga (480MWp), en Australia



Acciona Energía conecta en Australia el megaparque solar Aldoga

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Acciona Energía conecta en Australia el megaparque solar Aldoga

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/acciona-energ-a-conecta-en-australia-el-20251210>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 10 diciembre 2025

El parque se encuentra en la costa central de Queensland (Australia) y suministrará toda su producción eléctrica a la compañía estatal Stanwell Corporation, en virtud de un acuerdo de compraventa de energía (Power Purchase Agreement, o PPA, por sus siglas en inglés) a 15 años. Según reza el comunicado que ha difundido la compañía española, la construcción de Aldoga generó 350 empleos locales en los periodos de mayor actividad y supuso la adquisición de hasta 150 millones de dólares australianos (90 millones de euros) en materiales, componentes y servicios a empresas y proveedores locales. En el marco de su compromiso en materia de responsabilidad social corporativa, Acciona Energía ha puesto en marcha un "programa de subvenciones" para apoyar iniciativas de una amplia variedad de organizaciones, que van "desde centros educativos y servicios de emergencia hasta asociaciones vecinales y colectivos culturales". Además, la compañía ha lanzado un programa de inversión (Legacy Investment Programme) destinado a respaldar proyectos de mayor envergadura y duración.

Acciona Energía considera Australia como "país estratégico". La compañía cuenta ya con casi dos gigavatios (2.000 megavatios) de potencia renovable "instalada o en construcción", entre proyectos eólicos y solares. Y actualmente está completando la puesta en marcha del parque eólico MacIntyre (923 megavatios), en Queensland, uno de los mayores de todo el hemisferio sur.

Según reza su perfil corporativo, Acciona Energía cuenta a día de hoy con 15.100 megavatios renovables y presencia en 24 países.



GES firma contratos por 200 millones para construir plantas solares

Se construirán en
Palencia, Teruel,
Ciudad Real y Burgos

Aida M. Pereda BILBAO.

GES cierra el último cuatrimestre del año con cuatro nuevos contratos por un valor total de 196,42 millones de euros. El grupo llevará a cabo los servicios de ingeniería y aprovisionamiento, así como la construcción y la puesta en marcha

de cuatro plantas solares fotovoltaicas en Palencia, Teruel, Ciudad Real y Burgos, con el objetivo de sumar 343,26 megavatios de potencia eléctrica a la red.

Con más de tres décadas de experiencia en el mercado eólico, GES se introdujo posteriormente en la construcción de plantas solares fotovoltaicas. Ejecutó su primer proyecto en España de este tipo en el año 2004. No obstante, el grupo espera consolidar la energía fotovoltaica como “la tecnología más rele-

vante para la unidad de negocio de construcción de GES”, ya que en 2025 prevé rondar el 70% de la facturación, mientras que la ralentización que están experimentando los proyectos eólicos está frenando su avance en el mercado, advierten desde la compañía.

“Gracias a la estrategia de diversificación del negocio que emprendimos en los últimos años, la compañía está siendo flexible para mantener una senda de crecimiento estable con una importante participación

del negocio solar y la expansión y posicionamiento en nuevos mercados fuera de España”, asegura José Luis García Donoso, director general de la compañía.

Diversificación tecnológica

Es por eso que la diversificación tecnológica es una de las prioridades estratégicas de GES. Durante este año, la compañía ha avanzado en su incursión en sistemas de almacenamiento en baterías (BESS), firmando acuerdos de colaboración

con fabricantes líderes para el mantenimiento de los equipos, adjudicándose contratos de hibridación con baterías de plantas solares operativas en España y ejecutando su mayor proyecto BOP BESS hasta la fecha, con 340MW x 4h en Chile. Además, ha constituido una nueva unidad de negocio especializada en ingeniería y construcción de líneas de alta tensión, anticipando la evolución del mercado y su creciente demanda en los próximos años.

GES cierra cuatro nuevos contratos solares en España por un importe cercano a los 200 millones

- GES ha anunciado la firma de cuatro contratos para la construcción de plantas solares fotovoltaicas por un importe de 196,42 millones y una potencia de 343 MW.



GES construirá cuatro plantas solares en Burgos, Palencia, Ciudad Real y Teruel.

<https://elperiodicodelaenergia.com/ges-cierra-cuatro-nuevos-contratos-solares-en-espana-por-un-importe-cerc...>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

Ningún comentario

Global Energy Services (GES) ha anunciado la firma, estos últimos meses del año, de cuatro contratos para la construcción de plantas solares fotovoltaicas por un importe de 196,42 millones y una potencia de 343,26 MWp, una de ellas en Burgos y otra en Palencia, ante "la ralentización de proyectos eólicos" en España.

Así lo explica en una nota la empresa española de construcción, montaje y mantenimiento de proyectos de energías renovables, que añade que las nuevas **plantas fotovoltaicas**, ubicadas en **Palencia, Teruel, Ciudad Real y Burgos**, proporcionarán energía renovable a más de 168.000 hogares y evitarán la emisión de más de 192.000 toneladas de CO2 al año.

En 2025, la energía fotovoltaica será la tecnología más relevante para la unidad de negocio de construcción de la compañía, que calcula que aportará cerca del 70% de la facturación, frente a la ralentización de proyectos eólicos, añade la nota.

GES, en España

Desde la constructora advierten de que si las administraciones no toman medidas para acelerar las autorizaciones y resolver recursos durante el desarrollo de los proyectos eólicos, la inversión seguirá

ralentizándose debido a la incertidumbre, además de que España no cumplirá los objetivos del **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**.

El redactor recomienda

- **GES se alía con Envision para desplegar baterías por España y resto de Europa**
- **José Luis García Donoso (GES): “La fotovoltaica está bajando el ritmo, pero el almacenamiento nos va a ayudar”**
- **GES y RINA se asocian para desarrollar el prototipo de una innovadora batería de hidrógeno**

En sus más de treinta años de trayectoria, la empresa ha construido **15,2 gigavatios (GW) de potencia eólica y +3,1 GW en energía fotovoltaica** con proyectos en España y otros veinte países en EMEA (Europa, Oriente Próximo y África) y Sudamérica.

GES se adjudica la construcción de 343 MW fotovoltaicos en España con cuatro nuevos contratos EPC por valor de 196 millones - Energética 21

● La compañía refuerza su cartera solar con proyectos en Palencia, Teruel, Ciudad Real y Burgos.



GES se adjudica la construcción de 343 MW fotovoltaicos en España con cuatro nuevos contratos EPC por valor de 196 millones.

[construcción fotovoltaica](#)[energía renovable](#)[energía solar](#)[ges](#)[adjudicaciones epc](#)[plantas fotovoltaicas](#)[ingeniería](#)

<https://energetica21.com/noticia/ges-adjudica-construccion-343-mw-fotovoltaicos-espana-cuatro-nuevos-contr...>

Energética 21

Miércoles, 10 diciembre 2025

La compañía refuerza su cartera solar con proyectos en Palencia, Teruel, Ciudad Real y Burgos.

Global Energy Services (GES) ha cerrado el año con un fuerte impulso en su división solar. La compañía ha anunciado la firma de cuatro nuevos contratos bajo modalidad EPC (ingeniería, aprovisionamiento y construcción) para levantar plantas fotovoltaicas que suman una potencia total de **343,26 MWp** . El importe global de estas adjudicaciones asciende a **196,42 millones de euros** .

Los proyectos se ubicarán en **Palencia, Teruel, Ciudad Real y Burgos** . Según detalla la empresa, dos de estos acuerdos se han cerrado con nuevos clientes, lo que consolida su posición como epecista de referencia para los desarrolladores en el mercado nacional. Una vez operativas, estas infraestructuras suministrarán energía renovable equivalente al consumo de 168.000 hogares, evitando la emisión de más de 192.000 toneladas de CO2 al año.

Estas adjudicaciones confirman el cambio de mix tecnológico en la actividad constructora de GES. En 2025, la energía fotovoltaica supondrá cerca del **70% de la facturación** de su unidad de construcción. Este dato contrasta con su trayectoria histórica ligada al viento, sector en el que acumula más de 30 años de experiencia.

El motivo de este viraje es la ralentización de los desarrollos eólicos. Carlos Charray, director de Contratación de GES, advierte sobre la situación: "Tenemos más de 1 GW de proyectos eólicos en cartera que comenzarán en los próximos meses conforme se superen los hitos pendientes de tramitación, que están siendo el cuello de botella en el avance de esta tecnología en nuestro país". Charray alerta de que, sin medidas administrativas para acelerar autorizaciones, "seguirá ralentizándose la inversión a consecuencia de la incertidumbre".

Para mantener la estabilidad del negocio, GES ha apostado por la diversificación tecnológica. José Luis García Donoso, director general de la compañía, destaca que esta estrategia les permite ser "flexibles para mantener una senda de crecimiento estable".

En esta línea, la empresa ha avanzado significativamente en almacenamiento (BESS), ejecutando su mayor proyecto BOP hasta la fecha en Chile (340 MW x 4h) y firmando contratos de hibridación en España. Asimismo, GES ha constituido una nueva unidad de negocio especializada en ingeniería y construcción de **líneas de alta tensión**, anticipándose a la creciente demanda de refuerzo de redes prevista para los próximos años.

Construyen en Cartagena una planta fotovoltaica de 4,4 MW para 540 puntos de recarga

- Eranovum prevé una generación de 7.800 MWh al año para alimentar sus 540 puntos de recarga distribuidos por la Comunidad Valenciana, Cataluña, Murcia y Castilla-La Mancha.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/10/construyen-en-cartagena-una-planta-fotovoltaica-de-44-mw-para-540...>

Miércoles, 10 diciembre 2025

Eranovum prevé una generación de 7.800 MWh al año para alimentar sus 540 puntos de recarga distribuidos por la Comunidad Valenciana, Cataluña, Murcia y Castilla-La Mancha.

Jose Pedrosa

La Guía en Cartagena (Murcia)

Imagen: Eranovum

Eranovum, operador de infraestructuras de recarga de vehículo eléctrico y productor independiente de energía renovable, está construyendo la planta fotovoltaica La Guía, de 4,40 MW, ubicada en Cartagena (Murcia).

Eranovum explicó a **pv magazine** que la planta cuenta con 6.244 paneles de 710 Wp, del fabricante chino Tongwei, modelo 710W-TWMHF-132 cell, y 14 inversores de 352 kVA, del fabricante chino Sungrow SG350HX.

Los módulos están instalados sobre una estructura soporte tipo fija 2V biposte 20°, 232 mesas en total, en una superficie de 5 hectáreas.

Con una producción estimada de 7.800 MWh al año, la instalación suministrará energía renovable a 540 puntos de recarga distribuidos por la Comunidad Valenciana, Cataluña, Murcia y Castilla-La

Mancha.

El proyecto se ha diseñado con la vista puesta en el futuro, incorporando la posibilidad de instalar un sistema de almacenamiento con baterías.

La Guía es la primera planta de Eranovum que destina su energía a la movilidad eléctrica. La compañía prevé replicar este modelo híbrido —que combina energía solar y recarga— en nuevas plantas con características similares, la próxima de las cuales podría iniciar construcción en el primer semestre de 2026.

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

Popular content



De naves logísticas a hubs energéticos sostenibles: claves de integrar autoconsumo fotovoltaico y baterías

- El sector logístico representa uno de los mayores consumidores de electricidad dentro del ámbito industrial, lo que ha obligado a dar un paso adelante y modernizar energéticamente centros y maneras de trabajar. Wattkraft destaca las principales ventajas que tiene la conversión de sus naves y espacios de trabajo a hu...



<https://www.pv-magazine.es/comunicados/de-naves-logisticas-a-hubs-energeticos-sostenibles-claves-de-integr...>
pv magazine

Miércoles, 10 diciembre 2025

Las naves logísticas están experimentando una transformación estratégica que va más allá del almacenamiento y la distribución de mercancías. Gracias a la instalación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo combinados con baterías de almacenamiento, estas instalaciones se convierten en auténticos hubs energéticos, capaces de generar su propia electricidad, mejorar su sostenibilidad y reducir su dependencia de la red.

En España, el sector logístico representa uno de los mayores consumidores de electricidad dentro del ámbito industrial. Diversos estudios señalan que una nave logística de tamaño medio puede llegar a consumir incluso más de 1.000 MWh al año. Esta cifra se traduce en costes significativos y en un elevado impacto medioambiental. Además, la contaminación causada por los procesos logísticos tiene un impacto importante en el medio ambiente, especialmente por las emisiones de dióxido de carbono derivadas del transporte de mercancías. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE), el transporte de mercancías genera alrededor del 10 % de las emisiones mundiales, principalmente por el tráfico de camiones. Ante esta realidad, el autoconsumo se presenta como una solución rentable y sostenible.

“La transformación de las naves logísticas en hubs energéticos permite a las empresas reducir costes, mejorar su eficiencia y generar un impacto positivo en el medio ambiente, al tiempo que refuerzan su estrategia de sostenibilidad corporativa”, señala Jaime Amor, Business Development Manager en Wattkraft Iberia.

Ventajas del autoconsumo híbrido en naves logísticas

Atendiendo a la experiencia de Wattkraft, especialista en la distribución de soluciones de autoconsumo industrial y Value Added Partner de Huawei para la distribución de sus productos FusionSolar en España, estas instalaciones ofrecen múltiples beneficios. Desde el ahorro económico hasta la mejora de la sostenibilidad y la independencia energética.

- **Ahorro económico inmediato:** La instalación de paneles solares permite reducir notablemente los importes de la factura eléctrica, dependiendo del tamaño del proyecto y del perfil de consumo.
- **Independencia energética:** La combinación de generación fotovoltaica con baterías (BESS, por sus siglas en inglés) asegura que la nave siga operativa incluso en periodos con clima menos favorable para la producción de energía solar o frente a interrupciones de la red eléctrica. *"El autoconsumo híbrido permite a las empresas planificar sus operaciones con total autonomía y estabilidad energética"*, añade Jaime Amor, Business Development Manager en Wattkraft Iberia.
- **Versatilidad:** las baterías actuales ofrecen múltiples funciones, actuando como una navaja suiza. Gracias a ellas es posible, entre otras cuestiones, el autoconsumo inteligente, que carga cuando hay un excedente de energía solar y descarga en las horas pico según los precios de OMIE o el denominado 'peak shaving', que cubre y apoya picos de demanda, volcando energía y evitando sobrepasar la potencia contratada de la red.
- **Sostenibilidad y responsabilidad corporativa:** Además de reducir la huella de carbono, estas instalaciones mejoran la imagen de la empresa frente a clientes, proveedores y la sociedad en general. Cada kWh producido evita aproximadamente 0,5kg de CO₂, contribuyendo a cumplir objetivos de descarbonización. Este enfoque se integra dentro de la estrategia de **logística verde**, que busca minimizar el impacto ambiental de toda la cadena logística, desde el almacenaje hasta la distribución y transporte de mercancías.
- **Revalorización del inmueble:** Una nave equipada con sistemas fotovoltaicos y baterías incrementa su valor de mercado y se vuelve más atractiva para futuros arrendatarios o compradores.
- **Preparación para la electrificación de flotas:** Las naves que integran BESS y autoconsumo están mejor preparadas para instalar cargadores de vehículos eléctricos sin necesidad de costosos aumentos de potencia o reformas en la red interior, además de que reduce su exposición a la volatilidad del precio eléctrico y puede planificar con mayor precisión sus costes operativos a largo plazo.

Instalaciones cada vez más rentables y seguras

Transformar una nave logística en un hub energético mediante autoconsumo fotovoltaico e integración de baterías no solo representa eficiencia y sostenibilidad, sino que abre la puerta a nuevas oportunidades de negocio. Las empresas pueden aprovechar su infraestructura energética propia para desarrollar servicios adicionales, como la venta de excedentes a otros operadores o la implementación de sistemas de carga para flotas eléctricas, posicionándose como referentes en innovación dentro del sector logístico.

Otro de los principales aspectos a tener en cuenta a la hora de dar este paso adelante es la seguridad y la vida útil de las instalaciones, que marcarán el retorno de la inversión. *“Actualmente, los productos de Huawei con los que trabajamos en Wattkraft se sitúan a la vanguardia del sector en materia de seguridad. Cuentan con todas las garantías y tecnologías necesarias, como baterías de LFP, monitorización a través de IA, etc. Esto garantiza su funcionamiento preciso durante años, favoreciendo así también el retorno de la inversión y el mayor aprovechamiento posible de la energía renovable. Con esta combinación de ahorro económico, incentivos fiscales y reducción de emisiones, las empresas logísticas pueden transformar su infraestructura actual en auténticos hubs energéticos que benefician la actividad y también al negocio”,* concluye Jaime Amor, Business Development Manager en Wattkraft Iberia.

EEUU añade 11,7 GW de nueva capacidad solar consiguiendo el mejor tercer trimestre de la historia

- A pesar de los espectaculares datos de la energía solar, los obstáculos políticos y de permisos ponen en riesgo 73 GW de proyectos solares, según la SEIA y Woodmac.



EEUU añade 11,7 GW de nueva capacidad solar consiguiendo el mejor tercer trimestre de la historia

<https://elperiodicodelaenergia.com/eeuu-anade-11-7-gw-de-nueva-capacidad-solar-consiguiendo-el-mejor-ter...>

José A. Roca

Miércoles, 10 diciembre 2025

A pesar de los espectaculares datos de la energía solar, los obstáculos políticos y de permisos ponen en riesgo 73 GW de proyectos solares, según la SEIA y Woodmac

La industria solar de Estados Unidos instaló 11,7 gigavatios (GW) de nueva capacidad en el tercer trimestre de 2025, marcando el tercer trimestre más grande registrado y llevando las instalaciones totales de este año a más de 30 GW. A pesar de las acciones en Washington dirigidas contra la energía limpia, la solar y el almacenamiento representan el 85 % de toda la nueva energía añadida a la red en los primeros nueve meses de la Administración Trump.

Según el informe *U.S. Solar Market Insight Q4 2025*, publicado por la **Asociación de Industrias de Energía Solar (SEIA)** y **Wood Mackenzie**, el 73 % de toda la capacidad solar instalada este año se ha construido en estados ganados por el presidente Trump, incluidos 8 de los 10 estados principales en nuevas instalaciones: Texas, Indiana, Florida, Arizona, Ohio, Utah, Kentucky y Arkansas. Utah subió al top 10 este trimestre con dos proyectos a escala de servicios públicos que entraron en operación y suman más de 1 GW de capacidad.

El memorando de julio del **Departamento del Interior (DOI)**, por sus siglas en inglés) y otras acciones federales para frenar proyectos solares y de almacenamiento a escala de servicios públicos han generado una importante incertidumbre empresarial. Ante la ausencia de claridad del DOI sobre los plazos de permisos o aprobaciones de proyectos, las previsiones del informe sobre el despliegue de

energía solar a escala de servicios públicos hasta 2030 se mantienen prácticamente sin cambios respecto al trimestre anterior.

Trimestre récord

“Este trimestre récord para el despliegue solar muestra que el mercado sigue recurriendo a la energía solar para satisfacer la creciente demanda”, dijo Abigail Ross Hopper, presidenta y directora ejecutiva de SEIA. “El notable crecimiento en Texas, Indiana, Utah y otros estados ganados por el presidente Trump demuestra lo decisivamente que el mercado se está inclinando hacia la energía solar.

“Pero, a menos que esta administración cambie de rumbo, el futuro de la energía solar y el almacenamiento —limpios, asequibles y confiables— quedará congelado por la incertidumbre, y los estadounidenses seguirán viendo aumentar sus facturas de electricidad. El auge manufacturero de Estados Unidos, nuestra competitividad global y miles de millones de dólares en inversión privada están en juego”, añadió.

Con la apertura de dos nuevas plantas de fabricación de módulos solares en Luisiana y Carolina del Sur, que suman 4,7 GW, Estados Unidos ha añadido 17,7 GW de nueva capacidad de fabricación de módulos en 2025. Con la apertura de una nueva planta de obleas en Míchigan en el tercer trimestre, el país ya puede fabricar todos los componentes principales de la cadena de suministro de módulos solares.

Previsiones y potencial

“Esperamos que se instalen 250 gigavatios de energía solar entre 2025 y 2030. Pero la industria solar estadounidense tiene aún más potencial”, dijo Michelle Davis, directora de investigación solar en Wood Mackenzie y autora principal del informe.

“Wood Mackenzie está siguiendo incrementos sustanciales en la demanda eléctrica en todo el país. La industria solar estaría bien posicionada para cubrir una mayor parte de esta nueva demanda si se alivianaran las restricciones actuales, lo que representaría un escenario al alza para nuestro pronóstico”, añadió.

El mes pasado, SEIA publicó un análisis de los datos de la EIA que muestra que más de 73 GW de proyectos solares tienen permisos pendientes y son vulnerables a retrasos o cancelaciones motivadas políticamente.

Eiffage Energía Sistemas inaugura en Granada el súper Clúster Solar Caparacena

- Inaugurado el Cluster Caparacena: tres parques solares fotovoltaicos construidos por Eiffage Energía Sistemas (para Eni Plenitude) que suman 150 megavatios pico



Eiffage Energía Sistemas inaugura en Granada el súper Clúster Solar Caparacena

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/eiffage-energ-a-sistemas-inaugura-el-s-20251210>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 10 diciembre 2025

El Clúster Caparacena está compuesto por tres plantas fotovoltaicas de 50 MWp cada una, ubicadas en los municipios de Chimeneas y Ventas de Huelma (Granada), sobre una superficie total de 264 hectáreas. **Eiffage Energía Sistemas** se ha ocupado de la ejecución completa de la obra (entrega llave en mano). El proyecto de obra ha incluido -concreta la empresa- la ingeniería de detalle y estudios preliminares; el movimiento de tierras y obra civil (zanjas, drenajes, caminos internos y externos, vallados, cimentaciones); la instalación de seguidores, inversores de strings y centros de seccionamiento; el tendido de cableado eléctrico aéreo y subterráneo; el montaje electromecánico de los parques; y pruebas finales y puesta en marcha.

La actuación de Eiffage Energía Sistemas incluye además la construcción de la subestación elevadora FV Caparacena de 30/220 kV, "que permite evacuar la energía generada a través de una línea subterránea de media tensión, garantizando la adecuada integración de la producción renovable en la red eléctrica".

La compañía detalla su estrategia

«Durante la construcción del Clúster Caparacena, Eiffage Energía Sistemas ha priorizado la contratación de subcontratas locales, especialmente en áreas como movimiento de tierras, obra civil, transporte, gestión de residuos y servicios auxiliares. Este enfoque ha generado un impacto positivo directo en la economía local, impulsando la actividad de negocios vinculados a la hostelería, suministro de áridos, alimentación y servicios eléctricos»

Por otro lado, el proyecto de Caparacenaincluye -avanzan desde la empresa- medidas medioambientales y compensatorias, como repoblación con especies autóctonas; o la instalación de refugios para insectos polinizadores y estructuras especiales para quirópteros, incluyendo áreas habilitadas para murciélagos, cuyo papel es clave en el control natural de insectos. "Asimismo, se habilitarán bebederos y puntos de agua para la fauna silvestre, junto con otras medidas orientadas a favorecer la resiliencia del ecosistema, en colaboración con los ayuntamientos".

Eiffage Energía Sistemas ya había colaborado con Eni Plenitud en el parque eólico El Monte (Torrejuncillo del Rey, Cuenca) de 104,5 MW, en funcionamiento desde 2022.

El BOE publica los criterios técnicos que transformarán la conexión de demanda y almacenamiento

- España estrena las nuevas reglas de acceso a la red: la CNMC redefine la capacidad de acceso, fija nuevos límites, criterios de cortocircuito y mapas mensuales desde febrero de 2026.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/10/el-boe-publica-los-criterios-tecnicos-que-transformaran-la-conexion-d...>

Miércoles, 10 diciembre 2025

España estrena las nuevas reglas de acceso a la red: la CNMC redefine la capacidad de acceso, fija nuevos límites, criterios de cortocircuito y mapas mensuales desde febrero de 2026.

Pilar Sánchez Molina

El boletín oficial del Estado (BOE) publica este miércoles la Resolución de 1 de diciembre de 2025 de la Comisión nacional de los mercados y la competencia (CNMC), por la que se establecen las especificaciones de detalle (EEDD) para la determinación de la capacidad de acceso de la demanda a las redes de transporte de electricidad.

Esta resolución define los criterios y metodología técnica para calcular la capacidad de acceso a la red de transporte para instalaciones de demanda (consumo, autoconsumo con generación, almacenamiento en modo demanda), ya sean nuevas o modificaciones de permisos anteriores.

Las normas serán de aplicación tanto a consumidores directos conectados a la red de transporte, a operadores de distribución que soliciten permisos de acceso/conexión, como a instalaciones de almacenamiento o autoconsumo con demanda.

A partir de esta resolución, los gestores de la red de transporte deberán publicar mensualmente “mapas de capacidad de acceso” con información sobre capacidad disponible, ocupada y admisible en cada nudo y zona. La fecha de publicación de los mapas de capacidad de demanda en el transporte será el 2 de febrero de 2026, y se publicará con carácter mensual.

Si una solicitud supere ciertos umbrales — por ejemplo, si la demanda solicitada representa más del 10 % de la potencia de cortocircuito del nudo en horario punta o supera ciertos MW de consumo— será necesario un informe de aceptabilidad por parte del gestor de la red de transporte, incluso si la conexión se realiza desde distribución.

Capacidad de acceso

Se definen formalmente los conceptos de capacidad de acceso de demanda por nudo (subestación de transporte) y por zona.

La resolución también distingue entre capacidad de acceso firme (para consumidores, autoconsumo con generación, redes de distribución) y capacidad de acceso flexible para instalaciones de almacenamiento en modo demanda.

Los límites generales de potencia para generación y almacenamiento en el sistema peninsular son de 600 MW para 400 kV; y de 400 MW para 220 kV.

También en el sistema peninsular se establecen los siguientes límites de potencia:

No obstante se especifica que «los valores de potencia máxima por posición regulados en este apartado podrán ser excepcionalmente superados siempre que no se comprometa la seguridad del sistema».

Para evaluar solicitudes, se introduce un criterio de potencia de cortocircuito (CAWSCR) que limita la potencia total admisible en cada nudo o zona cuando la demanda conectada puede afectar la seguridad eléctrica.

También se contempla un criterio dinámico para asegurar la estabilidad del sistema ante variaciones de carga: la capacidad concedida debe garantizar que no se vulneren los requisitos de estabilidad transitoria o dinámica.

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

Popular content

El módulo de almacenamiento de energía en el parque solar de Cáceres costará 92,6 millones

- La hibridación proyectada cuenta con una potencia instalada en baterías de 95 MW y una capacidad de almacenamiento útil de 392,16 MWh en un sistema de 4h.



El módulo de almacenamiento de energía en el parque solar de Cáceres costará 92,6 millones

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-modulo-de-almacenamiento-de-energia-en-el-parque-solar-de-caceres-c...>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

La hibridación proyectada cuenta con una potencia instalada en baterías de 95 MW y una capacidad de almacenamiento útil de 392,16 MWh en un sistema de 4h

El Ministerio de Política Territorial y Memoria Democrática ha sometido a información pública la solicitud de autorización administrativa previa y la **autorización administrativa de construcción de un módulo de almacenamiento de energía eléctrica mediante un sistema de baterías para su hibridación con un parque fotovoltaico ya existente en Cáceres, el FV Arenales**, lo que supondrá una inversión de más de 92,6 millones de euros.

El anuncio del Área de Industria y Energía de la Delegación del Gobierno en Extremadura se ha publicado este miércoles en el Boletín Oficial del Estado (BOE).

La instalación, promovida por la empresa **Parque Solar Cáceres, S.L.** , ocupará una superficie de 2,649 hectáreas.

El almacenamiento

La hibridación proyectada cuenta con una potencia instalada en baterías de 95 MW y una capacidad de almacenamiento útil de 392,16 MWh en un sistema de 4h.

De acuerdo a la capacidad de acceso a la red eléctrica autorizada, la potencia total evacuada en el punto de conexión no podrá superar los 106 MW.

El sistema de almacenamiento será hibridado con la actual planta fotovoltaica Arenales de 123 MW, operativa desde 2022 , lo que supondrá una potencia nominal total de 218 MW .

Estados Unidos incrementa en un 20% la potencia FV instalada

- Solar y almacenamiento alcanzan un contundente 85% de toda la nueva capacidad en lo que va de año, lo que confirma el cambio en la matriz eléctrica de EEUU.



Estados Unidos incrementa en un 20% la potencia FV instalada

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Estados Unidos incrementa en un 20% la potencia FV instalada

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/estados-unidos-incrementa-en-un-20-la-20251210>

Manuel Moncada

Miércoles, 10 diciembre 2025

El tercer trimestre de 2025 deja claro que Estados Unidos vive un momento de expansión sin precedentes en energía solar. La capacidad instalada crece a un ritmo histórico, la manufactura nacional alcanza un nuevo nivel de integración y la solar continúa dominando las nuevas incorporaciones a la red eléctrica.

Que Estados Unidos haya incrementado en un 20% la potencia FV instalada en el verano de 2025 (entre julio y septiembre) es un hito que ha quedado reflejado también en el balance energético nacional, ya que la energía solar representó el 58% de toda la nueva capacidad de generación eléctrica añadida al país entre enero y septiembre, superando los 30 GW instalados. Además, si se suma el almacenamiento energético, ambas tecnologías alcanzan un contundente 85% de toda la nueva capacidad en lo que va del año, confirmando un cambio estructural en la matriz eléctrica de Estados Unidos. Buenas noticias desde el territorio Trump.

Una industria que fabrica más en casa

Por otro lado, el tercer trimestre ha estado marcado por un hito industrial, ya que se han sumado 4,7 GW de nueva capacidad de fabricación de módulos solares, elevando la capacidad total del país a 60,1 GW. A esto se añade la entrada en operación de una nueva fábrica de oblea solar (wafer) de Corning en Michigan, lo que permite completar, por primera vez en más de una década, la cadena de

valor completa del módulo solar en territorio estadounidense: polisilicio, lingotes, obleas, células y módulos. Desde Europa podríamos tomar buena nota de esto.

Aun así, la producción efectiva todavía se queda corta frente a la demanda interna, un recordatorio de que la independencia industrial aún es parcial. Por otro lado, la FV estadounidense muestra ritmos dispares según el segmento y con un motor principal: el utility-scale (las grandes plantas en suelo).

Freno inesperado en residencial

El sector residencial instaló 1.088 MW, un descenso del 4% anual y trimestral. A pesar del auge de ventas motivado por la carrera para asegurar créditos fiscales antes de su expiración, las limitaciones de equipos -especialmente módulos- están frenando las instalaciones. Lo que debía ser un cierre de año explosivo se enfrenta a un embudo logístico que compromete calendarios y expectativas.

El sector comercial se mantiene

El segmento comercial alcanzó 554 MW, un 9% más que en 2024, aunque un 12% menos que el trimestre anterior. California sigue siendo su gran motor gracias al remanente de proyectos bajo el esquema NEM 2.0, pero el impulso regulatorio que sostenía el crecimiento empezó a perder fuerza en este Q3.

Modesto crecimiento en comunidades energéticas

En Estados Unidos describen a las comunidades energéticas como "proyectos solares comunitarios" en los que múltiples clientes residenciales y no residenciales pueden suscribirse a la energía producida por un proyecto solar local y recibir créditos en sus facturas de servicios públicos. Pues bien, la energía solar comunitaria registró 267 MW, una caída del 21% interanual, aunque con un repunte del 12% respecto al trimestre previo. Entre los hitos destaca la entrada en operación de los primeros proyectos del programa de Nuevo México, cuatro años después de su aprobación legislativa.

Utility-scale: el gigante que tira del carro

Con 9,7 GW instalados, los proyectos solares a gran escala crecieron un 26% interanual y un 68% frente al Q2. California, Texas y Utah superaron cada una el gigavatio instalado en el trimestre, consolidando el dominio del segmento que sostiene la mayor parte del crecimiento actual del país.

Un marco político incierto

El informe subraya que, tras la aprobación de la One Big Beautiful Bill Act (OBBBA), el sector opera en un entorno de reglas incompletas. En concreto, aún persisten dudas sobre el futuro de los procesos de permisos federales, aún sin definición clara, y la guía del Departamento del Tesoro sobre los requisitos FEOC, que determinará qué fabricantes pueden acceder a créditos fiscales clave. Ambos elementos generan cautela entre desarrolladores y fabricantes, que siguen ajustando estrategias ante posibles cambios regulatorios de amplio impacto.

Que Estados Unidos haya incrementado en un 20% la potencia FV instalada en el verano de 2025 (entre julio y septiembre) es un hito que se ha alcanzado, no obstante, tras un inicio de año irregular. Sin embargo, el informe apunta que es muy probable que el sector llegue al tramo final de 2025 con la moral alta, lo que hace esperar un robusto cierre.

Horizonte 2030

El escenario base proyecta 246 GW instalados entre 2025 y 2030, una cifra prácticamente idéntica a la prevista en el trimestre anterior. Los analistas han elevado las expectativas para los segmentos comercial y comunitario gracias a una mejor visibilidad de proyectos en camino, pero han recortado la previsión residencial, nuevamente por la persistente escasez de módulos.

En el caso del utility-scale, las proyecciones se mantienen estables, ya que los riesgos por permisos federales ya estaban descontados, aunque el sector sigue siendo vulnerable ante los retrasos que podrían modificar futuros calendarios de construcción.

A pesar de un verano solar con pocos precedentes, la velocidad del avance no debe ocultar sus vulnerabilidades: la política federal aún está en juego, la cadena de suministro no se ha estabilizado y los segmentos residenciales y comunitarios muestran síntomas de fatiga. El reto para los próximos cinco años será convertir el actual impulso en un crecimiento sostenido, capaz de sostener el protagonismo que la energía solar ya ocupa en la transición energética del país.

Informe 'US Solar Market Insight – Executive Summary Q4 2025'

Ferrer encarga a Acciona Energía su autoconsumo: 432 kWp para descarbonizar su planta en Girona - Energética 21

- La farmacéutica Ferrer da un nuevo paso en su Plan de Transición Climática con la puesta en marcha de una instalación fotovoltaica de autoconsumo.



Ferrer encarga a Acciona Energía su autoconsumo: 432 kWp para descarbonizar su planta en Girona.

[autoconsumo](#) [fotovoltaico](#) [energía renovable](#) [reducción de emisiones](#) [descarbonización](#) [planta industrial](#)

<https://energetica21.com/noticia/ferrer-encarga-acciona-energia-autoconsumo-432-kwp-descarbonizar-planta-...>

Energética 21

Miércoles, 10 diciembre 2025

La farmacéutica Ferrer da un nuevo paso en su Plan de Transición Climática con la puesta en marcha de una instalación fotovoltaica de autoconsumo.

La descarbonización de la industria farmacéutica sigue sumando hitos. **Ferrer** ha seleccionado a **Acciona Energía** para la ejecución de un sistema de autoconsumo fotovoltaico en sus instalaciones de Sant Feliu de Buixalleu (Girona). El proyecto, que ya está en marcha, consiste en una planta de **432 kWp** de potencia instalada sobre la cubierta del edificio, aprovechando la superficie disponible para maximizar la eficiencia energética del complejo.

El principal impacto operativo de esta infraestructura será la capacidad de **cubrir la totalidad del consumo eléctrico** del centro con energía 100% renovable, lo que reducirá drásticamente las emisiones de CO2 asociadas a su actividad industrial. Esta actuación se enmarca dentro del **Plan de Transición Climática** de Ferrer, diseñado para reducir la huella de carbono tanto en sus operaciones directas como en su cadena de valor, alineándose con los estándares de su certificación B Corp.

El peso del sector farmacéutico en la transición Para Acciona Energía, este contrato refuerza su posición en un sector estratégico. La industria farmacéutica, caracterizada por una elevada demanda energética y altos requisitos de calidad de suministro, es clave en la transición hacia modelos bajos

en carbono. Actualmente, la compañía suministra más de **575 GWh de electricidad renovable al año** a empresas de este sector, evitando la emisión de 46.000 toneladas de CO2 anuales.

Con una cartera de 15,1 GW renovables a nivel global, Acciona Energía continúa desplegando soluciones a medida para clientes corporativos que buscan no solo estabilidad de costes, sino cumplir con exigentes criterios ESG (ambientales, sociales y de gobernanza).

Iberdrola invierte 252 millones en sus dos primeras plantas fotovoltaicas en la Comunidad Valenciana

- Los parques Cofrentes I (184 MW) y Ayora 1 (182 MW) de Iberdrola, ambos en la provincia de Valencia, generarán más de 650.000 megavatios hora al año de energía limpia.



Proyecto Wine Solar de Iberdrola.

<https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-invierte-252-millones-en-sus-dos-primeras-plantas-fotovoltaicas-e...>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

Iberdrola ha iniciado la construcción de sus primeras dos plantas fotovoltaicas en la Comunidad Valenciana que van a suponer una inversión de 252 millones de euros y sumarán una potencia de 366 megavatios (MW), lo que va a contribuir a incrementar la autonomía energética de la Comunidad.

Los parques Cofrentes I (184 MW) y Ayora 1 (182 MW), ambos en la provincia de Valencia, generarán más de 650.000 megavatios hora al año de energía limpia, competitiva y autóctona capaces de abastecer a aproximadamente 200.000 hogares y evitar la emisión a la atmósfera de 52.000 toneladas de CO2 al año, según un comunicado de la compañía.

La construcción de estas instalaciones renovables "va a suponer una dinamización para el tejido empresarial local y comarcal del **valle de Ayora-Cofrentes**, ya que se emplearán en periodos punta a unos 1.300 trabajadores, gran parte de ellos de la zona".

La compañía está en contacto con los ayuntamientos del entorno para impartir durante las próximas semanas cursos de formación para que desempleados de la zona se puedan incorporar a los trabajos.

Además, también se ha contado con proveedores nacionales como **Ingeteam, Eiffage, Ormazabal, Mesa, OHLA**, entre otros, "lo que implica el fortalecimiento de un ecosistema empresarial nacional en el sector de las energías renovables".

Las inversiones solares de Iberdrola

La puesta en marcha de las plantas fotovoltaicas, prevista para finales de 2026, conllevará también la creación de **puestos de trabajo local** para tareas de gestión y mantenimiento, a lo que habrá que sumar el beneficio para los propietarios de los terrenos en los que se van a instalar las infraestructuras, así como a los ayuntamientos que las acogen, por lo que la implantación de las instalaciones "va a contribuir al desarrollo económico de la comarca".

La compañía, que está llevando a cabo inversiones fotovoltaicas de forma selectiva, ligadas a acuerdos de venta de energía renovable (PPA) y con socios inversores, cuenta en la Comunidad con una potencia instalada de generación de más de 4.840 MW de los que más de 3.000 MW son libres de emisiones de CO2, en la que cabe resaltar el aprovechamiento hidroeléctrico de Cortes-La Muela, que alberga la mayor central de bombeo de Europa, un almacenamiento energético que supone una garantía para el suministro del sistema eléctrico, junto con la central nuclear de Cofrentes.

Las instalaciones de **Cofrentes I** y **Ayora 1** cuentan con diferentes proyectos para potenciar la convivencia con la biodiversidad entre los que se incluyen un plan de información y educación medioambiental sobre energías renovables, mantenimiento de vegetación relevante y corredores para la mejora de la conectividad, así como charcas para aumentar y mejorar los hábitats acuáticos de la zona para refugio de animales.

También se van a llevar a cabo compensaciones de superficies de hábitats de interés comunitario, que va a suponer la recuperación de terrenos abandonados cercanos a la ubicación de las instalaciones.

Se contemplan además plantaciones perimetrales agroforestales, entre otras medidas, para la integración paisajística de las plantas fotovoltaicas.

Para hacer seguimiento de la evolución del entorno de las nuevas instalaciones, se van a realizar sendos estudios de seguimiento de fauna, en el caso de **Cofrentes I** sobre el uso del territorio realizado por las águilas real y perdicera, en colaboración con la Universitat de València y, en el caso de Ayora 1, sobre aves esteparias de la zona, además de la creación de una reserva de fauna de más de 90 hectáreas.

Estas actuaciones forman parte del **Programa Convive** de Iberdrola, que nace con el objetivo de "ser un plan de mejora continua que integra todas las iniciativas y alianzas para la convivencia entre energías renovables y su contribución al desarrollo socioeconómico y a la conservación de la biodiversidad".

La energía solar en EEUU se dispara con un tercer trimestre histórico

- Solar y almacenamiento alcanzan un contundente 85% de toda la nueva capacidad en lo que va de año, lo que confirma el cambio en la matriz eléctrica de EEUU.



Estados Unidos incrementa en un 20% la potencia FV instalada

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Estados Unidos incrementa en un 20% la potencia FV instalada

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/estados-unidos-incrementa-en-un-20-la-20251210>

Manuel Moncada

Miércoles, 10 diciembre 2025

El tercer trimestre de 2025 deja claro que Estados Unidos vive un momento de expansión sin precedentes en energía solar. La capacidad instalada crece a un ritmo histórico, la manufactura nacional alcanza un nuevo nivel de integración y la solar continúa dominando las nuevas incorporaciones a la red eléctrica.

Que Estados Unidos haya incrementado en un 20% la potencia FV instalada en el verano de 2025 (entre julio y septiembre) es un hito que ha quedado reflejado también en el balance energético nacional, ya que la energía solar representó el 58% de toda la nueva capacidad de generación eléctrica añadida al país entre enero y septiembre, superando los 30 GW instalados. Además, si se suma el almacenamiento energético, ambas tecnologías alcanzan un contundente 85% de toda la nueva capacidad en lo que va del año, confirmando un cambio estructural en la matriz eléctrica de Estados Unidos. Buenas noticias desde el territorio Trump.

Una industria que fabrica más en casa

Por otro lado, el tercer trimestre ha estado marcado por un hito industrial, ya que se han sumado 4,7 GW de nueva capacidad de fabricación de módulos solares, elevando la capacidad total del país a 60,1 GW. A esto se añade la entrada en operación de una nueva fábrica de oblea solar (wafer) de Corning en Michigan, lo que permite completar, por primera vez en más de una década, la cadena de

valor completa del módulo solar en territorio estadounidense: polisilicio, lingotes, obleas, células y módulos. Desde Europa podríamos tomar buena nota de esto.

Aun así, la producción efectiva todavía se queda corta frente a la demanda interna, un recordatorio de que la independencia industrial aún es parcial. Por otro lado, la FV estadounidense muestra ritmos dispares según el segmento y con un motor principal: el utility-scale (las grandes plantas en suelo).

Freno inesperado en residencial

El sector residencial instaló 1.088 MW, un descenso del 4% anual y trimestral. A pesar del auge de ventas motivado por la carrera para asegurar créditos fiscales antes de su expiración, las limitaciones de equipos -especialmente módulos- están frenando las instalaciones. Lo que debía ser un cierre de año explosivo se enfrenta a un embudo logístico que compromete calendarios y expectativas.

El sector comercial se mantiene

El segmento comercial alcanzó 554 MW, un 9% más que en 2024, aunque un 12% menos que el trimestre anterior. California sigue siendo su gran motor gracias al remanente de proyectos bajo el esquema NEM 2.0, pero el impulso regulatorio que sostenía el crecimiento empezó a perder fuerza en este Q3.

Modesto crecimiento en comunidades energéticas

En Estados Unidos describen a las comunidades energéticas como "proyectos solares comunitarios" en los que múltiples clientes residenciales y no residenciales pueden suscribirse a la energía producida por un proyecto solar local y recibir créditos en sus facturas de servicios públicos. Pues bien, la energía solar comunitaria registró 267 MW, una caída del 21% interanual, aunque con un repunte del 12% respecto al trimestre previo. Entre los hitos destaca la entrada en operación de los primeros proyectos del programa de Nuevo México, cuatro años después de su aprobación legislativa.

Utility-scale: el gigante que tira del carro

Con 9,7 GW instalados, los proyectos solares a gran escala crecieron un 26% interanual y un 68% frente al Q2. California, Texas y Utah superaron cada una el gigavatio instalado en el trimestre, consolidando el dominio del segmento que sostiene la mayor parte del crecimiento actual del país.

Un marco político incierto

El informe subraya que, tras la aprobación de la One Big Beautiful Bill Act (OBBBA), el sector opera en un entorno de reglas incompletas. En concreto, aún persisten dudas sobre el futuro de los procesos de permisos federales, aún sin definición clara, y la guía del Departamento del Tesoro sobre los requisitos FEOC, que determinará qué fabricantes pueden acceder a créditos fiscales clave. Ambos elementos generan cautela entre desarrolladores y fabricantes, que siguen ajustando estrategias ante posibles cambios regulatorios de amplio impacto.

Que Estados Unidos haya incrementado en un 20% la potencia FV instalada en el verano de 2025 (entre julio y septiembre) es un hito que se ha alcanzado, no obstante, tras un inicio de año irregular. Sin embargo, el informe apunta que es muy probable que el sector llegue al tramo final de 2025 con la moral alta, lo que hace esperar un robusto cierre.

Horizonte 2030

El escenario base proyecta 246 GW instalados entre 2025 y 2030, una cifra prácticamente idéntica a la prevista en el trimestre anterior. Los analistas han elevado las expectativas para los segmentos comercial y comunitario gracias a una mejor visibilidad de proyectos en camino, pero han recortado la previsión residencial, nuevamente por la persistente escasez de módulos.

En el caso del utility-scale, las proyecciones se mantienen estables, ya que los riesgos por permisos federales ya estaban descontados, aunque el sector sigue siendo vulnerable ante los retrasos que podrían modificar futuros calendarios de construcción.

A pesar de un verano solar con pocos precedentes, la velocidad del avance no debe ocultar sus vulnerabilidades: la política federal aún está en juego, la cadena de suministro no se ha estabilizado y los segmentos residenciales y comunitarios muestran síntomas de fatiga. El reto para los próximos cinco años será convertir el actual impulso en un crecimiento sostenido, capaz de sostener el protagonismo que la energía solar ya ocupa en la transición energética del país.

Informe 'US Solar Market Insight – Executive Summary Q4 2025'



La Guardia Civil desarticula una organización especializada en el robo de camiones en Guadalajara, Madrid y Toledo

- La Guardia Civil ha detenido a doce personas pertenecientes a una organización criminal dedicada al robo en el interior de camiones...



<https://logistica.cdecomunicacion.es/carretera/157776/la-guardia-civil-desarticula-una-organizacion-especializa...>

Eleazar Ramos

Miércoles, 10 diciembre 2025

Facebook

La **Guardia Civil** ha detenido a doce personas pertenecientes a una organización criminal dedicada al robo en el interior de camiones en **Guadalajara, Madrid y Toledo**, dentro de la operación **Hispan**. La investigación ha permitido esclarecer **22 delitos** y recuperar mercancía valorada en **800.000 euros**, además de intervenir tres camiones de gran tonelaje y un turismo.

Según la información trasladada por el cuerpo, la actuación se inició tras detectar un incremento de robos en áreas logísticas y de servicio de **Ocaña (Toledo)**. Durante las primeras diligencias, los agentes confirmaron que el grupo actuaba de forma estructurada, con un reparto definido de funciones y una movilidad continua entre provincias para seleccionar los puntos donde cometer los robos.

Por otro lado, los investigadores detallan que los autores se reunían en áreas de servicio próximas a Madrid y se desplazaban desde allí a los lugares elegidos. Su método consistía en **cortar las lonas de los camiones y sustraer mercancías de alto valor**, entre ellas productos farmacéuticos, cobre, electrodomésticos y artículos de automoción. Tras la sustracción, almacenaban los bienes durante un tiempo para evitar su trazabilidad antes de distribuirlos en el mercado clandestino.

En la primera fase se intervinieron dos camiones: uno con **292 baterías de automoción** y otro con productos farmacéuticos valorados en **531.000 euros**. En fases posteriores, los agentes localizaron

cambios en la operativa del grupo, que pasó a ocultar los camiones en polígonos industriales y a almacenar la mercancía robada en **trasteros de alquiler** en la Comunidad de Madrid. La operación concluyó con seis nuevas detenciones y la aprehensión de 466 baterías, 730 placas fotovoltaicas y otros materiales.

Robos a camiones: una tendencia que preocupa al sector logístico

La operación *Hispan* se suma a una problemática que el sector viene señalando en los últimos años.

A finales de 2023, *C de Comunicación* publicó un análisis que recogía los datos del **Colegio**

Profesional de Criminología de Madrid, donde se registraron **712 incidentes** de robo a camiones entre 2019 y 2023, con pérdidas superiores a **15 millones de euros**.

Los robos se concentraban principalmente en corredores como la AP-7, AP-2, C-25 y N-II, y afectaban sobre todo a Cataluña, seguida de Madrid y Andalucía.

El estudio también mostraba que cerca del **60 % de los robos** se producían en **aparcamientos no clasificados**, con especial vulnerabilidad para vehículos estacionados durante descansos reglamentarios. El *modus operandi* más habitual consistía en cortar lonas y forzar accesos, un patrón que coincide con la operativa descrita por la Guardia Civil en la operación actual.

El sector lleva años reclamando un aumento de **áreas de descanso seguras**, después de que la Comisión Europea aprobara un estándar específico que España aún cumple de manera muy limitada.

Compartir:

Málaga licita un proyecto fotovoltaico de 11,9 MWp para la Universidad

- El contrato tiene un valor estimado de 45,3 millones de euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 7 de enero, y el plazo de ejecución de las obras será de 138 meses.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/10/malaga-licita-un-proyecto-fotovoltaico-de-119-mwp-para-la-universid...>

Miércoles, 10 diciembre 2025

El contrato tiene un valor estimado de 45,3 millones de euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 7 de enero, y el plazo de ejecución de las obras será de 138 meses.

Jose Pedrosa

Imagen: Dad Hotel

La Universidad de Málaga ha abierto una licitación para el contrato mixto de suministro de energía eléctrica, así como para la instalación y explotación de sistemas solares fotovoltaicos en su campus.

El contrato tiene un valor estimado de 45,3 millones de euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 7 de enero, y el plazo de ejecución de las obras será de 138 meses.

El diseño teórico de la instalación contempla 11,9 MWp de potencia fotovoltaica en distintos espacios universitarios, con una generación estimada de 17.732 MWh anuales, de los cuales se prevé autoconsumir aproximadamente 16.759 MWh al año.

El sistema de generación fotovoltaica se desarrollará bajo un modelo de autoconsumo, que podrá ser colectivo o incluso adoptar la figura de comunidad energética, sin alterar el objeto del contrato.

Esto se debe a que, actualmente, todos los puntos de consumo pertenecen a un mismo titular, la Universidad de Málaga, y el conjunto de edificios interconectados por un tramo de anillo y sus

derivaciones se comportará como un único punto de suministro.

Este proyecto no está financiado directamente por 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

NextEra firma acuerdos de energía limpia con Google y Meta

● Las asociaciones abarcan campus de centros de datos, PPA e innovación de redes impulsada por IA



Centro de Datos.

<https://elperiodicodelaenergia.com/nextera-firma-acuerdos-de-energia-limpa-con-google-y-meta/>

José A. Roca

Miércoles, 10 diciembre 2025

Las asociaciones abarcan campus de centros de datos, PPA e innovación de redes impulsada por IA

NextEra Energy ha ampliado sus alianzas tecnológicas y de energía limpia con **Google** y **Meta** a través de nuevos acuerdos que abarcan múltiples gigavatios de energía, desarrollos de centros de datos y transformación digital.

La colaboración con Google permitirá a los socios desarrollar conjuntamente múltiples campus de centros de datos a escala de gigavatios en EEUU y trabajar en la implementación de IA en toda la empresa, afirmó el presidente y director ejecutivo de NextEra Energy, John Ketchum.

El director ejecutivo de Google Cloud, Thomas Kurian, agregó que el trabajo incluye operaciones de campo mejoradas con inteligencia artificial y herramientas de pronóstico de la red, y se espera que el primer producto comercial esté en Google Cloud Marketplace a mediados de 2026.

El anuncio se basa en la relación existente entre las empresas, que incluye aproximadamente 3,5 GW en operación o contratados y recientes acuerdos de compra de energía a largo plazo en Iowa y Oklahoma.

NextEra Energy Resources y Meta han alcanzado por separado alrededor de 2,5 GW de contratos de energía limpia en 13 proyectos programados para entrar en funcionamiento entre 2026 y 2028, según

los socios.

Los acuerdos incluyen 2,1 GW de energía solar en ERCOT, SPP y MISO, así como 190 MW de energía solar y 168 MW de almacenamiento en Nuevo México respaldados por la Tarifa 36B de PNM, dijo la gobernadora de Nuevo México, Michelle Lujan Grisham.

Urvi Parekh, director de energía de Meta, afirmó: “Estamos orgullosos de continuar nuestra colaboración con NextEra Energy Resources para avanzar en la infraestructura energética y las soluciones de almacenamiento”.

El presidente y director ejecutivo de NextEra Energy Resources, Brian Bolster, agregó que los acuerdos se basan en casi 500 MW de proyectos operativos ya respaldados por Meta y reflejan un compromiso compartido con el liderazgo energético estadounidense.

Nordic Solar elige el sistema de almacenamiento PowerTitan 2.0 de Sungrow para sus parques FV de Lituania

- El fabricante de inversores Sungrow firma un acuerdo marco con Nordic Solar para suministrarle sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) a dos parques FV



Firma acuerdo marco de colaboración Sungrow - Nordic Solar para la implementación de soluciones de almacenamiento de electricidad en baterías en parques solares fotovoltaicos de Lituania

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/almacenamiento/nordic-solar-elige-la-soluci-n-de-20251210>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 10 diciembre 2025

Los dos parques solares fotovoltaicos de Nordic Solar, a los que se añadirán sendos sistemas de almacenamiento PowerTitan 2.0 (de cuarenta y ochenta megavatios hora, respectivamente), ya se encuentran en funcionamiento. Cada una de las dos instalaciones FV integrará unidades del BESS (battery energy storage system) **PowerTitan 2.0** de Sungrow, "lo que mejorará -explica el fabricante- la estabilidad de la red al redistribuir la generación, optimizar el uso de los activos existentes, reducir el curtailment [vertidos] y proporcionar servicios adicionales a la red, además de apoyar los objetivos de Lituania en materia de energías renovables". Sungrow calcula que los proyectos BESS (de almacenamiento de la electricidad solar en baterías) estarán operativos antes de finales de 2026.

Sungrow explica su solución

«La tecnología pionera de PowerTitan 2.0 reduce significativamente tanto los gastos de inversión (CapEx) como los gastos operativos (OpEx). El diseño de bloque AC-DC todo en uno del PowerTitan 2.0, con módulos de batería y PCS preensamblados, garantiza una integración perfecta, lo que reduce significativamente el tiempo de instalación. Con el PowerTitan 2.0, el proyecto se ajusta al mercado eléctrico de la UE y participa activamente en el equilibrio de la red, los servicios auxiliares y el mercado eléctrico mayorista, lo que garantiza ventajas competitivas para las partes interesadas»

Fuat Volkan Cebe, director de operaciones (COO) de Nordic Solar : "estos proyectos son pasos importantes para mejorar la flexibilidad y el valor de nuestro portfolio solar actual mediante la integración del almacenamiento en las plantas

fotovoltaicas en funcionamiento. Las fiables soluciones técnicas y el enfoque colaborativo de Sungrow han sido muy valiosos en el proceso, y esperamos seguir trabajando juntos. Los proyectos refuerzan nuestros esfuerzos por desarrollar activos energéticos eficientes y preparados para el futuro en toda Europa"

Lituania quiere reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero en un 70% para 2030 y alcanzar la neutralidad climática en 2050. El país -explican desde Sungrow- está expandiendo rápidamente las energías renovables, con planes para que "toda la electricidad producida" sea verde para 2030 "y que las energías renovables representen el 100% del consumo final de energía para 2050". En ese sentido, el fabricante de inversores considera que la integración de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala (BESS) en las plantas fotovoltaicas existentes "es un paso crucial hacia la modernización de la red, la independencia energética y la consecución de estos objetivos".

Moritz Rolf, vicepresidente de Sungrow Europe : "el rápido progreso de Lituania en materia de energías renovables es inspirador, y estamos encantados de apoyar a Nordic Solar en la entrega de soluciones de almacenamiento fiables y flexibles que ayudarán al país a alcanzar sus ambiciosos objetivos. La integración de nuestros BESS en instalaciones lituanas establecerá nuevos estándares de eficiencia y sostenibilidad"

Los protagonistas

Fundada en 1997, Sungrow ha sido reconocida por BloombergNEF como la empresa de inversores fotovoltaicos y para el almacenamiento de energía más bancable del mundo. Según reza su perfil corporativo, la compañía cuenta con el respaldo de una red de 520 puntos de servicio.

El principal producto de **Sungrow** son sus inversores fotovoltaicos, que han sido acreditados por TÜV, CSA, SGS y otras autoridades internacionales, y ha vendido en más de 180 países y regiones de todo el mundo: "la capacidad instalada acumulada de inversores y convertidores de Sungrow en todo el mundo supera los 870 gigavatios" (dato de la compañía a junio de 2025).

Con sede en Hefei, ciudad-prefectura en la provincia de Anhui, en la República Popular China, Sungrow cuenta con un centro estatal de investigación posdoctoral, una base experimental de industrialización de alta tecnología, un centro tecnológico empresarial nacional, un centro de diseño industrial nacional y una "planta de producción ecológica nacional".

Nordic Solar, por su parte, es una empresa energética escandinava que desarrolla, construye y opera parques solares y sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) a escala utility en toda Europa. "Nos centramos -cuenta desde su perfil corporativo- en la producción de electricidad renovable con fiabilidad a largo plazo y una operación que abarca toda la cadena de valor".

Nordic Solar gestiona todo el ciclo de vida del proyecto: desde la identificación del emplazamiento y la obtención de permisos, hasta el diseño, la supervisión de la construcción, las operaciones y la gestión de activos.

Artículos relacionados

- **Sungrow suministra sus sistemas PowerTitan 2.0 al mayor proyecto de almacenamiento en baterías del Reino Unido**

Nuevo proyecto fotovoltaico de generación urbana de 200 kW en Llinars del Vallès

- Som Energia explicó a pv magazine que la instalación, situada en una nave del polígono Llinars Park, cuenta con 480 paneles solares de 585 Wp divididos en dos sistemas de 100 kW cada uno.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/10/nuevo-proyecto-fotovoltaico-de-generacion-urbana-de-200-kw-en-lli...>

Miércoles, 10 diciembre 2025

Som Energia explicó a pv magazine que la instalación, situada en una nave del polígono Llinars Park, cuenta con 480 paneles solares de 585 Wp divididos en dos sistemas de 100 kW cada uno.

Jose Pedrosa

Imagen: Som Energia

La cooperativa de energía catalana Som Energia ha finalizado la instalación del nuevo proyecto de Generación Urbana (GURB), ubicado en Llinars del Vallès (Barcelona), que dará cobertura principalmente a Cardedeu. Se trata del segundo proyecto de generación urbana que pone en marcha, después del de Mataró, y se prevé que entre en funcionamiento durante el primer trimestre de 2026.

Som Energia explicó a **pv magazine** que la instalación, situada en una nave del polígono Llinars Park, cuenta con 480 paneles solares de 585 Wp divididos en dos sistemas, cada uno con un inversor de 100 kW. Los paneles están montados en estructura coplanar metálica en cubierta, con una inclinación de 3º y orientación sudeste y noroeste.

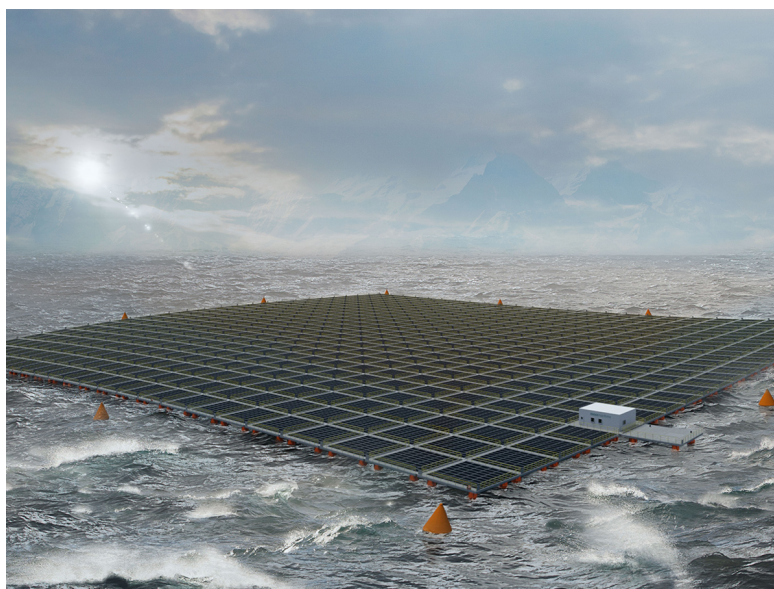
La cooperativa calcula que puede dar servicio a entre 250 y 300 viviendas y empresas de Cardedeu y de una parte de Llinars del Vallès, dentro de un radio de 2 km, gracias a una generación total estimada de las dos instalaciones de 300.000 kWh anuales.

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

Scatec, financiación noruega de renovables en mercados emergentes

- La acción del operador noruego lo ha hecho mejor que otros valores de renovables europeos, a pesar de los riesgos de su cartera. La entrada de un socio financiero ha sido clave.



Scatec, financiación noruega de renovables en mercados emergentes

<https://elperiodicodelaenergia.com/scatec-financiacion-noruega-de-renovables-en-mercados-emergentes/>

José Javier Ruiz

Miércoles, 10 diciembre 2025

La acción del operador noruego lo ha hecho mejor que otros valores de renovables europeos, a pesar de los riesgos de su cartera. La entrada de un socio financiero ha sido clave

Las acciones de la desarrolladora de renovables noruega **Scatec** llevan una revalorización acumulada hasta hoy del 28%, mucho mejor que otros pequeños desarrolladores, como la francesa Voltalia, cuyas acciones llevan una caída del 3,5% en el año o como el 17% de caída acumulada de Orron Energy. La española Grenergy sigue a la cabeza con un 121% de revalorización en el año.

La compañía fue fundada por el emprendedor noruego Alf Bjørseth en el 2007 y salió a Bolsa en el 2014. Está participada por la petrolera noruega Equinor con un 16,2%, y por el fondo estatal de pensiones noruego con un 9,3%. A pesar de su origen nórdico, casi toda su cartera de proyectos está fuera de Europa, principalmente África, Oriente Medio, Sureste de Asia y Latinoamérica. Sus mercados objetivo son países con importante recurso solar, con crecimiento de demanda altos y con objetivos concretos de descarbonización.

Otra peculiaridad es que el 9% de los 4,2 gigavatios brutos que gestiona están localizados en Ucrania. La acción se vio muy afectada con la invasión de Ucrania en febrero del 2022. El precio tocó fondo en octubre del 2023, después de haber caído un 54%. Por la misma regla de tres, avances en el proceso de paz de Ucrania podrían tener un impacto en la acción.

Cómo financiar un plan de crecimiento ambicioso

Al igual que ocurre en muchas pequeñas desarrolladoras de renovables europeas, la gran duda de los inversores ha sido cómo financiará Scatec su crecimiento, sin tener que acudir al mercado para captar capital. Esta cuestión es clave teniendo en cuenta que la compañía tiene planes de crecimiento ambiciosos: quiere doblar tamaño hasta llegar por encima de los 9 gigavatios de capacidad bruta gestionada a finales de la década. De los nuevos proyectos, 5,4 gigavatios ya están asegurados, incluidos 2 gigavatios en construcción.

Scatec quiere financiar 1.000 millones de coronas en inversiones anuales directas en el capital de sus proyectos, apalancados hasta un 75% del coste del proyecto. Esta nueva actividad inversora contrasta con un objetivo de 750 millones de coronas de inversiones anuales antes de su última presentación de resultados.

El fondo noruego Norfund se ha convertido en un socio estable de algunos proyectos

Una de las estrategias de financiación ha sido buscar socios financieros que participen en el 50% del capital de sus principales proyectos. Este es el caso del fondo noruego Norfund, que se ha involucrado en varios proyectos hasta el momento.

Sin ir más lejos, Scatec firmó el lunes pasado un acuerdo con Norfund y con EDF Power Solutions para venderles una participación accionarial en el proyecto híbrido de energía solar de 1,1 GW y almacenamiento en baterías de 100 megavatios de Obelisk, en Egipto. Obelisk es su mayor proyecto de construcción propia hasta la fecha.

Igualmente, el pasado mes de septiembre, Norfund se comprometía a adquirir una participación minoritaria su proyecto de 130 megavatios solares en Colombia. Una semana antes la operadora noruega había firmado un contrato de compraventa de energía (PPA) a 15 años con BTG Pactual Comercializadora de Energía.

Norfund no es accionista de Scatec, pero ha estado ligado a la reciente historia de la compañía. En octubre del 2020, el fondo noruego le vendió el 100% de la participación en la empresa hidráulica SN Power, doblando de esta manera su tamaño.

La rotación de activos también ayudará a financiar proyectos

Scatec comenzó una política de rotación de activos en el 2023 y ha mantenido esta política hasta el día de hoy, con un plan de desinversiones de 4.000 millones de coronas hasta el 2027, evitando ampliaciones de capital y manteniendo un nivel alto de autofinanciación de sus planes de crecimiento.

En la última presentación de resultados trimestrales, el consejero delegado, Terje Pilskog, anunció un nuevo plan de desinversiones de 3.400 millones de coronas noruegas entre el 2026 y el 2030, incluidos 1.400 millones de coronas no ejecutados del plan anterior, para reducir deuda corporativa hasta los 4.000 millones de coronas en el 2030, desde los 6.700 millones de coronas a finales del tercer trimestre del 2025.

Scatec ofrece ciertas garantías a sus accionistas

Su cartera implica grandes riesgos, no solo en la operación, sino también en la construcción. Algo puede ir mal, como ha sido el caso de las paradas forzosas de su planta solar brasileña Mendubim este año, donde tiene únicamente un 30% de participación. Sin embargo, su cartera global tiene una cobertura residual de 14 años más en PPA, con una exposición de únicamente el 23% a precios de mercado. Además, en algunos países como Honduras, Pakistán o Laos, los PPA que cobran están denominados en dólares estadounidenses, o bien el PPA es actualizado a la inflación del país anualmente como en Brasil, Honduras o Sudáfrica.

Scatec tiene criterios estrictos de inversión en proyectos. Aunque sus proyecciones implican una tasa interna de retorno sobre capital del 15% de media (llega hasta el 30%, si se incluye su margen en la construcción del proyecto), como mínimo piden una rentabilidad equivalente a 1,2 veces el coste ponderado medio del capital a invertir en un determinado país. Además, por el alto apalancamiento de los proyectos, la presencia de socios financieros y los márgenes que obtiene en la construcción del proyecto, su exposición como accionista a un proyecto puede reducirse hasta el 4.5% del total del capital invertido.



Soletrax suministrará 48 megavatios de tecnología solar a una planta española "utility-scale"

- Soletrax suministrará 48 MW de tecnología solar en un proyecto en España. El contrato incluye estructuras fijas y seguidores 1P para una planta utility-scale



Soletrax suministrará 48 megavatios de tecnología solar a una planta española "utility-scale"

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

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/soletrax-suministrar--48-megavatios-de-tecnolog-20251210>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 10 diciembre 2025

El acuerdo -concreta la empresa- contempla el suministro de trece megavatios en estructura fija (13 MW) y treinta y cinco en seguidores solares 1P monofila (35 MW). El suministro comienza este mismo mes y se extenderá hasta marzo del año que viene. La ejecución por parte del desarrollador está prevista "a lo largo de 2026, con finalización estimada a final de año". El proyecto -explican desde Soletrax- tendrá además un efecto positivo "en el entorno local, con una previsión de creación de aproximadamente 120 empleos directos e indirectos". La empresa estima por otro lado que la generación de electricidad limpia por parte del parque evitará la emisión 22.000 toneladas de CO₂ al año, que es la cantidad de gases de efecto invernadero que emitiría una central térmica que queme combustibles fósiles para producir una cantidad equivalente de electricidad (equivalente a la que va a generar el parque solar FV suministrado por Soletrax).

Miguel Giné, CEO de Soletrax : "cada proyecto firmado con clientes de referencia nos permite afianzar nuestro track record y demuestra que la fiabilidad, la ingeniería y el producto propio son la base para convertirnos en un socio tecnológico clave en el segmento utility-scale"

Soletrax es una compañía española especializada en el diseño y suministro de seguidores solares de un eje y estructuras fijas para plantas fotovoltaicas de gran escala. Según reza su perfil corporativo, la empresa, que parte desde "un fuerte foco en ingeniería y desarrollo de producto", ha desarrollado

soluciones propias como TrxOne y FixOne. La empresa diseña además "equipos a medida" para maximizar la generación y la fiabilidad "con OpEx reducido". Soletrax declara un plan de entregas comprometido superior a 4.000 megavatios "entre 2024 y 2029" (entorno utility scale o plantas de gran tamaño).

Artículos relacionados

La startup española SoleTrax revienta el mercado de los seguidores solares con un contrato de 4.000 megavatios

Win-Win para la red: Sungrow y Nordic Solar firman un acuerdo marco, comenzando con dos proyectos híbridos BESS en...

- Copenhague, Dinamarca, 10 de diciembre – Copenhague, Dinamarca, 10 de diciembre. Sungrow, líder mundial en tecnología de energías renovables, anuncia la firma de un acuerdo marco con Nordic Solar para la puesta en marcha de dos proyectos de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en...



<https://www.pv-magazine.es/comunicados/win-win-para-la-red-sungrow-y-nordic-solar-firman-un-acuerdo-mar...>
pv magazine

Miércoles, 10 diciembre 2025

Copenhague, Dinamarca, 10 de diciembre – Copenhague, Dinamarca, 10 de diciembre. Sungrow, líder mundial en tecnología de energías renovables, anuncia la firma de un acuerdo marco con Nordic Solar para la puesta en marcha de dos proyectos de sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en Lituania, con una capacidad total de 120 MWh. Bajo el nuevo acuerdo, Sungrow suministrará su solución PowerTitan 2.0 a las plantas fotovoltaicas existentes operadas por Nordic Solar. Esta colaboración subraya el compromiso de ambas empresas con la aceleración de la transición energética en los países bálticos.

«Estos proyectos son pasos importantes para mejorar la flexibilidad y el valor de nuestro portfolio solar actual mediante la integración del almacenamiento en las plantas fotovoltaicas en funcionamiento. Las fiables soluciones técnicas y el enfoque colaborativo de Sungrow han sido muy valiosos en el proceso, y esperamos seguir trabajando juntos. Los proyectos refuerzan nuestros esfuerzos por desarrollar activos energéticos eficientes y preparados para el futuro en toda Europa», afirma Fuat Volkan Cebe, COO de Nordic Solar.

La transición energética en Lituania

Lituania ha fijado unos ambiciosos objetivos climáticos, con el fin de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en un 70 % para 2030 y alcanzar la neutralidad climática para 2050. El país

está expandiendo rápidamente las energías renovables, con planes para que toda la electricidad producida sea verde para 2030 y que las energías renovables representen el 100 % del consumo final de energía para 2050. La integración de sistemas de almacenamiento de energía a gran escala (BESS) en las plantas fotovoltaicas existentes es un paso crucial hacia la modernización de la red, la independencia energética y la consecución de estos objetivos.

“El rápido progreso de Lituania en materia de energías renovables es inspirador, y estamos encantados de apoyar a Nordic Solar en la entrega de soluciones de almacenamiento fiables y flexibles que ayudarán al país a alcanzar sus ambiciosos objetivos. La integración de nuestros BESS en instalaciones lituanas establecerá nuevos estándares de eficiencia y sostenibilidad”, afirmó Moritz Rolf, vicepresidente de Sungrow Europe y responsable de DACH, Benelux, los países nórdicos y Turquía.

Dos proyectos pioneros

Los dos proyectos en Lituania añadirán 40 MWh y 80 MWh de BESS a plantas fotovoltaicas que ya están en funcionamiento. Estos proyectos integrarán unidades del BESS PowerTitan 2.0 de Sungrow a los sistemas fotovoltaicos ya instalados, lo que mejorará la estabilidad de la red al redistribuir la generación, optimizar el uso de los activos existentes, reducir el *curtailment* y proporcionar servicios adicionales a la red, además de apoyar los objetivos de Lituania en materia de energías renovables. Se espera que los proyectos BESS estén operativos antes de finales de 2026.

Solución BESS Todo en uno

La tecnología pionera de PowerTitan 2.0 reduce significativamente tanto los gastos de inversión (CAPEX) como los gastos operativos (OPEX). El diseño de bloque AC-DC todo en uno del PowerTitan 2.0, con módulos de batería y PCS preensamblados, garantiza una integración perfecta, lo que reduce significativamente el tiempo de instalación. Con el PowerTitan 2.0, el proyecto se ajusta al mercado eléctrico de la UE y participa activamente en el equilibrio de la red, los servicios auxiliares y el mercado eléctrico mayorista, lo que garantiza ventajas competitivas para las partes interesadas.

++++

Acerca de Sungrow

Sungrow, líder mundial en tecnología de energías renovables, lleva más de 28 años siendo pionera en soluciones energéticas sostenibles. En junio de 2025, Sungrow había instalado 870 GW de convertidores electrónicos de potencia en todo el mundo. La empresa está reconocida como la empresa de inversores fotovoltaicos y almacenamiento de energía más bancable del mundo (BloombergNEF). Sus innovaciones impulsan proyectos de energía limpia en todo el mundo, con el respaldo de una red de 520 puntos de servicio que garantizan una excelente experiencia al cliente. En Sungrow, nos comprometemos a tender puentes hacia un futuro sostenible mediante tecnología de vanguardia y un servicio inigualable. Visite: www.sungrowpower.com

Acerca de Nordic Solar

Nordic Solar es una empresa energética escandinava que desarrolla, construye y opera parques solares y sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS) a escala utility en toda Europa. Nos centramos en la producción de electricidad renovable con fiabilidad a largo plazo y una

operación que abarca toda la cadena de valor. Gestionamos todo el ciclo de vida del proyecto: desde la identificación del emplazamiento y la obtención de permisos, hasta el diseño, la supervisión de la construcción, las operaciones y la gestión de activos, garantizando una entrega sólida, transparente y predecible.

Contacto de prensa Sungrow:

Victor Valencia

PR & Marketing Nordics

E-Mail: v.valencia@sungrow-emea.com

Tfno: +46 736 84 12 04

Contacto de prensa Nordic Solar:

Mette Just Elkjær

Director ESG, Impact and Communication

E-Mail: mej@nordicsolar.eu

Tfno: +45 20 30 15 44



Sonnedix cierra la primera venta de garantías de origen con Volkswagen

Comprará104 GWh anuales durante los próximos diez años

Rubén Esteller MADRID.

Sonnedix ha firmado un acuerdo con VW Kraftwerk, filial del Grupo Volkswagen, para el suministro de Garantías de Origen de electricidad renovable generada en España para apoyar al grupo automovilístico en la descarbonización

de sus operaciones europeas. Estos certificados renovables procederán del complejo fotovoltaico Sonnedix Covatillas –que incluye las plantas Covatillas 1, 5 y 6– ubicado en los municipios de Minglanilla, Graja de Iniesta y Puebla del Salvador (Cuenca). Recientemente inaugurado, el complejo de 150 MW es uno de los desarrollos solares más importantes de Sonnedix en la región ibérica. Con este acuerdo, Sonnedix entregará 104 GWh de certificados de

energía renovable anualmente durante un periodo de 10 años. Este volumen equivale al consumo eléctrico anual de aproximadamente 25.000 hogares y supone una reducción de unas 37.000 toneladas de emisiones de CO2. Se trata del primer acuerdo de venta a largo plazo de Garantías de Origen de Sonnedix, reforzando su posición como socio estratégico para grandes corporaciones que buscan descarbonizarse. Se suma a otros acuerdos relevantes, como el con-

trato de compraventa de energía a largo plazo (PPA) con Renfe para suministrar 420 GWh de energía renovable anualmente para operaciones ferroviarias. Axel Thiemann, CEO de Sonnedix, ha afirmado: “Las empresas globales necesitan soluciones renovables certificadas y fiables que estén alineadas con sus compromisos climáticos. Este acuerdo con VW Kraftwerk GmbH demuestra nuestra capacidad para diseñar una gama de productos y servicios energéticos

para nuestros clientes, desde contratos de energía a medida hasta la venta de GOs, aportando valor inmediato y contribuyendo a la descarbonización de sectores clave, como el de la automoción”. Gerson González, director general de Sonnedix España, añade: “España se ha convertido en un centro estratégico para el suministro renovable en Europa, y proyectos como Covatillas son un claro ejemplo. En Sonnedix, ponemos al cliente en el centro”.

Appa Renovables pide que el modo reforzado del sistema eléctrico no se mantenga de forma indefinida

- Appa Renovables ha señalado que no pueden mantener "de forma indefinida" el el modo reforzado porque existe una sobrerrepresentación de combustibles fósiles.



El presidente de APPA Renovables, Santiago Gómez.

<https://elperiodicodelaenergia.com/appa-renovables-pide-que-el-modo-reforzado-del-sistema-electrico-no-se-...>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

Santiago Gómez, presidente de la asociación de empresas **Appa Renovables**, ha señalado que **no pueden resignarse a mantener "de forma indefinida" una manera de operar el sistema en la que existe una sobrerrepresentación de combustibles fósiles**, en referencia al modo reforzado con el que se trabaja tras el inédito apagón del pasado 28 de abril.

"Debemos recordar que tiene un coste, que limita las renovables e incrementa los vertidos", ha señalado Gómez en la inauguración del Congreso Renovables 2025 que organiza Appa.

En este sentido, ha apuntado que este modo reforzado -en el que opera el sistema eléctrico tras el inédito apagón del pasado 28 de abril con una mayor presencia de ciclos combinados- supone un encarecimiento de la energía y de los costes energéticos para la industria.

Appa Renovables y el modo reforzado

Gómez ha asegurado que el cero energético del 28 de abril, recordó que estamos en un momento "clave" y ha señalado que un único episodio como este ha bastado para reabrir un debate profundo sobre la resiliencia de las renovables, así como sobre el papel de estas fuentes de energía en el futuro.

"Queremos ser parte de esa solución", ha dicho, y ha añadido que el reto de la integración de estas energías dentro del sistema es "muy grande", pero que no se puede fallar y se debe actuar rápido.

"El sector renovable es el primer interesado en que el sistema funcione", ha indicado, y ha destacado "la rápida respuesta" que algunas renovables pueden dar al sistema.

Por otra parte, Gómez ha puesto de relieve que dentro de la transición energética no solo hay que centrarse en la instalación de generación renovable, sino que hay que apostar por la electrificación.

Además, ha considerado que es necesaria una "auténtica industrialización" basada en **renovables** en **España** , donde el precio de la energía es uno de los más bajos de **Europa** .

"Las renovables deben convertirse en una ventaja competitiva para la industria española", ha remarcado, antes de apuntar que la industria que venga buscando energía barata y estable se quedará durante años.



El Congreso Nacional de Energías Renovables abre hoy sus puertas en Madrid

- XI Congreso Nacional de Energías Renovables. Organiza la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Renovables). Inaugura Joan Groizard (Miteco)



El Congreso Nacional de Energías Renovables abre hoy sus puertas en Madrid

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

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-congreso-nacional-de-energ-as-renovables-20251210>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 10 diciembre 2025

"Nuestro país, así como el resto de la Unión Europea, vive el momento más convulso de su historia en lo que a los mercados energéticos se refiere", apuntan desde APPA Renovables. "Tras años de desarrollo -continúa la Asociación-, las renovables han alcanzado la competitividad, con la eólica y la fotovoltaica como mejores ejemplos; eso sí, su integración en el mix energético será fundamental para reducir la dependencia energética de las importaciones fósiles". Pues bien, a partir de ese análisis de base, la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) convoca hoy su noveno congreso nacional, en el que **más de medio centenar** de expertos, profesionales, empresarios del sector y cargos de diferentes órganos de la Administración General del Estado van a analizar la situación presente y "los cambios que están previstos para los próximos años en nuestra Transición Energética". La organización espera la asistencia de más de 400 profesionales del sector, así como representantes de administraciones autonómicas, grupos parlamentarios, el operador del sistema eléctrico nacional (REE), el regulador (CNMC) o el operador del mercado ibérico de electricidad (OMIE). Energías Renovables ha **entrevistado al presidente de APPA, Santiago Gómez Ramos**, para conocer las claves de esta cita. Además, publicamos hace apenas unas semanas un amplio análisis del último **Estudio Macroeconómico de APPA sobre el sector renovable nacional**.

Este es el programa completo de hoy

10.00–10.20

Apertura y Bienvenida

Joan Groizard. Secretario de Estado de Energía, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

Santiago Gómez Ramos. Presidente, APPA Renovables

10.20–11.40

Mesa inaugural: renovables ante el reto de la transición energética

Moderado por: José María González Moya. Director General, APPA Renovables

Arantza Ezpeleta. CEO, Acciona Energía

Loreto Ordóñez. CEO, Engie

Alberto García Feijóo. CEO, FE Energy

Álvaro Pérez de Lema. CEO, Saeta Yield

Carmen Becerril. Presidenta, OMIE

12.20-13.20

Las renovables ante un mercado eléctrico en transformación (precios cero, negativos y PPAs)

Moderado por: María Fernández. exVicepresidenta, CNMC

Jesús Ferrero. Subdirector General de Energías Renovables, MITECO

Javier Revuelta. Senior Principal, AFRY

David Pérez. Director del área de Consultoría, Agere Energy & Infrastructure Partners

Antonio Delgado. CEO, Aleasoft

David Soler Soneira. Director General, Grupo Invesyde

13.20–14.20

Operación del sistema: vertidos, rampas y restricciones. Futuros concursos de generación y demanda

Moderado por: Cristina Rivero. Directora General, Club Español de la Energía

Carlos Redondo. Subdirector General de Energía Eléctrica, MITECO

María José Samaniego. Subdirectora de Energía Eléctrica, CNMC

Juan Bola Merino. Director de Operación en Tiempo Real, Red Eléctrica de España

César Rodríguez Llorca. Director Corporativo de Gestión de Energía, Nexus Energía

15.30-16.30

Cómo rentabilizar el almacenamiento en un escenario de baja demanda

Moderado por: Daniel Fernández. Director de RRLL, Comunicación, ESG y Regulación, Engie España

Fátima García Señán. Subdirectora General de Almacenamiento y Flexibilidad, MITECO

Carmen López Ocón. Directora de Energías Renovables y Mercado Eléctrico, IDAE

Marcos Valles. Partner Quinto Armónico, Grupo INCOSA

Luis Miguel Álvarez. VP Development Emea & Latam, Matrix Renewables

Luis Castro. Partner, Head of Energy and Energy Transition, Osborne Clarke

16.30-17.30

Hibridación, repotenciación y firmeza del parque renovable

Moderado por: Irene Bartol. Secretaria General, ASEME

Carlos Mínguez. Socio, Andersen Tax & Legal Iberia

Raquel Igualá. Sales Manager Utility Projects Iberia & Italy, GoodWe
José Ángel Castro. Director de Regulación, Magnon Green Energy

17.30–18.30

Nueva regulación del autoconsumo y del almacenamiento distribuido

Moderado por: Patricia Aláez. Responsable de Consultoría, Haz Energía

Daniel Rodríguez del Río. Jefe División Suministro Energético, AENA

Ana López Bilbao. Chief Sales Officer, Eltex solar

Álvaro Ryan. Responsable de Regulación, i-DE

Jose Antonio Blanco. Director de Desarrollo de Negocio, Plug N Play

Jesús Sombrero del Sol. Sales Manager en Distribución para España y Portugal,
SMA Ibéric

Mercedes Casado. Head of Wind and PV Development, RWE Renewables Iberia

Rodrigo Álvarez. Director de Desarrollo de Negocio, Statkraft

20.00 horas

Cóctel Congreso. Fortuny Home Club: calle Fortuny, 34

Puedes encontrar aquí, el **Programa completo del IX Congreso Nacional de Energías Renovables**

Artículos relacionados

- Entrevista a Santiago Gómez Ramos, presidente de APPA Renovables: " **Los bombeos hidráulicos deben ser la columna vertebral del almacenamiento en España** " (la fotografía con la que APPA ha ilustrado la portada de su web del Congreso **es esta**)
- España importa más del 80% de la energía que necesita, el El Estudio Macro de las Energías Renovables de APPA, **en 16 titulares**

RWE completa la repotenciación de Muel (Zaragoza): sustituye 27 aerogeneradores antiguos por 3 de última generación - Energética 21

- La compañía ha puesto en marcha su renovado parque eólico en Zaragoza tras un proceso de construcción de ocho meses.



RWE completa la repotenciación de Muel (Zaragoza): sustituye 27 aerogeneradores antiguos por 3 de última generación.

[repotenciación](#) [rwe](#) [muel](#) [aerogeneradores](#) [renovables](#) [energía](#) [modernización](#) [turbinas](#) [eficiencia](#)

<https://energetica21.com/noticia/rwe-completa-repotenciacion-muel-zaragoza-sustituye-27-aerogeneradores-a...>

Energética 21

Miércoles, 10 diciembre 2025

La compañía ha puesto en marcha su renovado parque eólico en Zaragoza tras un proceso de construcción de ocho meses.

RWE ha culminado con éxito la repotenciación del parque eólico de Muel (Zaragoza), un proyecto emblemático que ilustra el potencial de la modernización de activos renovables en España. En un plazo de solo ocho meses, la compañía ha desmantelado los **27 aerogeneradores originales** (modelo Nordtank de 600 kW) para sustituirlos por únicamente **tres nuevas turbinas Nordex** (modelo N163/6.X).

Esta actualización tecnológica ha permitido no solo reducir drásticamente el impacto visual y la ocupación del terreno, sino aumentar la capacidad total de la instalación, que pasa de **16,2 MW a 19,97 MW**. Gracias a la mayor eficiencia de los nuevos equipos, la producción de energía se ha incrementado significativamente, pasando de abastecer a 9.400 hogares a cubrir la demanda de **21.000 familias** utilizando el mismo punto de conexión a la red.

Uno de los aspectos más destacados de la obra ha sido su enfoque medioambiental. El proyecto ha recibido el certificado *Zero Waste* de Bureau Veritas, acreditando que el **99,85% de los materiales** del antiguo parque han sido recuperados o reciclados.

Para este proceso, RWE ha contado con la colaboración de **RennerCycle**, empresa especializada en economía circular, que ha gestionado el desmantelamiento integral. Se reacondicionarán 1.350 componentes para su reutilización en otros parques de RWE, se han recuperado 1.825 toneladas de material férreo y se reciclarán las 81 palas antiguas para recuperar fibra de vidrio y resinas.

Robert Navarro, consejero delegado de RWE Renewables Iberia, ha calificado el proyecto como "repotenciación en su máxima expresión", destacando que otorga una "segunda vida" a las instalaciones con un desperdicio casi nulo.

La repotenciación de Muel cuenta con financiación de los fondos NextGenerationEU a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. RWE refuerza así su cartera en la Península Ibérica, donde ya opera 500 MW eólicos y 300 MW solares, posicionándose ante la oportunidad que supone el parque eólico envejecido español, con cerca de 10 GW próximos a alcanzar los 25 años de vida útil.

RWE pone en marcha su parque eólico de Muel, en Aragón

- Las nuevas turbinas ofrecen un mayor rendimiento energético: se pasa de 27 a 3 turbinas, y la capacidad total instalada aumenta de 16,2 MW a 19,97 MW.



Repotenciación con cero residuos: RWE pone en marcha su parque eólico de Muel, en Aragón.

<https://elperiodicodelaenergia.com/rwe-pone-en-marcha-su-parque-eolico-de-muel-en-aragon/>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

RWE ha puesto en marcha su **nuevo parque eólico de Muel**, situado cerca de Zaragoza, en la comunidad autónoma de Aragón (España). En tan solo ocho meses **se han desmantelado 27 aerogeneradores (Nordtank 600KW)** con una **capacidad combinada de 16,2 megavatios (MW)** y **se han sustituido por tres nuevas turbinas (Nordex N163/6.X)** con una **capacidad total de 19,97 MW**. El uso de turbinas más potentes aumentará con creces la producción, que pasará a abastecer a alrededor de 21.000 hogares españoles, en lugar de 9.400, con la misma conexión a la red. Dado que el 99,85% de los materiales del antiguo parque eólico se han recuperado o reciclado, el proyecto ha recibido el certificado ZeroWaste del grupo independiente Bureau Veritas. Se ha firmado un contrato de compraventa de energía (PPA) con un comprador no revelado.

Robert Navarro, Presidente y Consejero Delegado de RWE Renewables Iberia: “¡Esto es repotenciación en su máxima expresión! De 27 a tres turbinas en solo ocho meses, al tiempo que se ha duplicado el número de hogares abastecidos. Muel ha demostrado a la perfección que la repotenciación da a los parques eólicos una valiosa segunda vida con un desperdicio casi nulo. Muchos de los componentes antiguos se reutilizarán en nuestra flota eólica, e incluso las palas se reciclarán y tendrán un nuevo uso. Queremos expresar nuestro especial agradecimiento al equipo de RWE, a las autoridades competentes y a nuestros socios BBA1, GES, Nordex y RenerCycle.”

Soluciones innovadoras de circularidad y cero residuos

Tras 27 años prestando un servicio fiable, a comienzos de abril de 2025 se desconectaron de la red las antiguas turbinas. La empresa de circularidad RenerCycle, que desarrolla soluciones para alcanzar cero residuos en el proceso de fin de vida útil de los parques eólicos, desmanteló el antiguo parque eólico de Muel y se hizo cargo de todos los componentes: se reacondicionarán 1.350 componentes que posteriormente se utilizarán en otros parques eólicos de RWE; se recuperarán 1.825 toneladas métricas de material férreo, y se reciclará más del 99,8% del resto de materiales, incluidas las 81 palas, con el objetivo de recuperar componentes como la fibra de vidrio y las resinas para su reutilización en sectores diversos.

Financiación

El proyecto de repotenciación de **Muel** recibe financiación del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia, establecido por el Reglamento (UE) 2021/241 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 12 de febrero de 2021, a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia NextGenerationEU, financiado por la Unión Europea.

En **España**, un total de unos 10 gigavatios de capacidad eólica terrestre alcanzará los 25 años de funcionamiento, lo que representa una gran oportunidad para la repotenciación. Este tipo de proyectos supone una interesante oportunidad para que España aumente la producción de energía renovable, reduciendo al mismo tiempo el impacto medioambiental de los proyectos y mejorando la integración en el sistema eléctrico mediante turbinas modernas y de mayor rendimiento.



A Cañiza firma un convenio por un desarrollo sostenible

Si prospera el Parque Eólico As Fenteiras, el Concello, durante 30 años y según el acuerdo, podría percibir 16.887 euros anuales para invertir en iniciativas sociales

ROMATÉBAR. A CAÑIZA
comarcas@atlantico.net

■ ■ ■ El salón de plenos fue el escenario donde se firmó el Convenio de colaboración entre el Concello da Cañiza, representado por el alcalde, Luis Piña, y Óscar Palomares, por parte de la empresa Helioceratops Invest, promotora del Parque Eólico 'As Fenteiras', concebido para impulsar el Proyecto de Responsabilidad Social Local, vinculado al desarrollo de esta instalación energética. Firma en la que estuvo presente el responsable de desarrollo de negocios energéticos de Driza en Galicia, Juan Méndez-Trelles. El documento establece un marco estable de cooperación por el cual, Helioceratops, aportará fondos que el Concello podrá gestionar íntegramente y de forma autónoma para destinarlos a iniciativas sociales, medioambientales y de desarrollo local, con el objetivo de mejorar el bienestar vecinal y promover un modelo municipal más sostenible. Durante el acto de la firma, el alcalde, Luis Piña, señaló que "este acuerdo refuerza la apuesta del Concello por un desarrollo equilibrado y sostenible, cuyo retorno repercutirá directamente en la mejora de la calidad de vida y el bienestar de nuestras vecinas y vecinos". Y por parte de los representantes de la



Luis Piña con representantes de la empresa eólica tras la firma del convenio entre A Cañiza y Helioceratops Invest.

empresa, se destacó su "compromiso con el territorio y la creación de valor compartido" en los municipios en los que desenvuelven su actividad. Este acuerdo Concello-Empresa, tiene vigencia de 30 años, directamente ligada a su puesta en marcha y a la vida útil del Parque Eólico As Fenteiras Temporalidad que garantiza colabora-

ción continuada y estable durante tres décadas, permitiendo al Concello planificar actuaciones estructurales, plurianuales y de impacto sostenible en el territorio y que según el acuerdo, basándose en el convenio y a la configuración actual del proyecto, A Cañiza podría percibir en este año, unos 16.887 euros, el 37,5 % del total destinado

a los municipios afectados por el parque eólico. Cantidad que forma parte del compromiso de Helioceratops de destinar anualmente el 2,5% del beneficio neto del parque a iniciativas sociales en el ámbito local, una vez que la instalación esté operativa. El Concello determinará cada actuación, objetivos y recursos. ■

Azora amplía a 20 MW su data center en Madrid y arranca las obras de otro centro en Barcelona

- Azora ha iniciado las obras de su data center de Tres Cantos (Madrid), cuya potencia ha duplicado hasta los 20 megavatios (MW).



Infografía del data center de Quetta en Barcelona.

<https://elperiodicodelaenergia.com/azora-amplia-a-20-mw-su-data-center-en-madrid-y-arranca-las-obras-de-o...>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

Quetta Data Centers, la plataforma creada por **Azora** en colaboración con **Core Tech Capital** para el desarrollo de centros de datos Edge e IA, ha iniciado las obras de su data center de Tres Cantos (Madrid), cuya potencia ha duplicado hasta los 20 megavatios (MW).

La compañía también ha anunciado en un comunicado el arranque de su primer proyecto en Barcelona, ubicado en Molins de Rei, cuya construcción ya ha comenzado y supone avanzar en su plan de 500 millones de euros para levantar seis centros de datos Edge en España y Portugal.

Estas instalaciones preparadas para la IA tendrán refrigeración líquida de circuito cerrado (DLC), con consumo neto de agua cero (WUE 0 en inglés) e índice PUE inferior a 1,15, apoyados al 100% por energía renovable.

Los data center de Azora

El proyecto de Molins de Rei en Barcelona y la ampliación del centro de datos de Madrid permiten a Quetta alcanzar una capacidad total de 30 MW, el 50% del objetivo global marcado en 60 MW, tras su lanzamiento en 2024.

"Vemos una oportunidad clara en el desarrollo de una red de centros de datos de proximidad sostenibles. Nuestra estrategia prioriza activos capaces de generar crecimiento económico, junto con los más altos estándares medioambientales: energía 100% renovable, sin consumo de agua y

eficientes desde el punto de vista energético", ha señalado el socio responsable de las inversiones en energía, infraestructuras y sostenibilidad de Azora, **Santiago Olivares** .

"Estos centros aplican soluciones que garantizan la máxima eficiencia energética, así como una arquitectura flexible óptima para todo tipo de clientes", añade el socio fundador de Core Tech Capital1 y consejero delegado de Quetta, **Paco González**.

Impulsado por el crecimiento de la economía digital, el sector de los centros de datos vive una fase de fuerte expansión, con una demanda que se acelera para soportar nuevas cargas de trabajo en inteligencia artificial, streaming, gaming, realidad aumentada, internet de las cosas y otras tecnologías emergentes.

Carrefour estrena en Valencia el primer sistema de almacenamiento con baterías en un hipermercado español - Energética 21

- El centro valenciano, desarrollado junto a Veolia y Huawei, integra un sistema de baterías de 430 kWh gestionado por inteligencia artificial.



Carrefour estrena en Valencia el primer sistema de almacenamiento con baterías en un hipermercado español.

[carrefour](#)[valencia](#)[almacenamiento de energía eléctrica](#)[hipermercado](#)[autoconsumo](#)[energía renovable](#)

<https://energetica21.com/noticia/carrefour-estrena-valencia-primer-sistema-almacenamiento-baterias-hipermer...>

Energética 21

Miércoles, 10 diciembre 2025

El centro valenciano, desarrollado junto a Veolia y Huawei, integra un sistema de baterías de 430 kWh gestionado por inteligencia artificial.

Carrefour ha puesto en marcha en su centro de Alfafar (Valencia) el primer sistema de almacenamiento de energía eléctrica instalado en un hipermercado en España. Este proyecto, desarrollado tecnológicamente en colaboración con **Veolia** y **Huawei**, busca maximizar la eficiencia del autoconsumo mediante la gestión inteligente de los excedentes renovables.

La nueva infraestructura cuenta con una capacidad nominal de **430 kWh** y dispone de un sistema de refrigeración híbrida. Su principal innovación reside en la operación mediante algoritmos de **inteligencia artificial**, que optimizan los ciclos de carga y descarga. El sistema almacena los excedentes de producción solar durante las horas de máxima irradiación y los libera en los momentos de mayor coste o demanda de la red, ajustándose a las necesidades del centro en tiempo real.

Hibridación con fotovoltaica

El almacenamiento actúa como respaldo de la planta solar existente en la cubierta del edificio, que cuenta con una potencia pico de **1,1 MWp** a través de 2.296 paneles distribuidos en 5.000 metros

cuadrados. Gracias a la hibridación de la generación renovable (solar y eólica, según detalla la compañía) con este nuevo sistema de baterías, el hipermercado ha logrado cubrir más del **40% de sus necesidades energéticas** de manera autónoma, reforzando la estabilidad de su suministro interno.

La elección de Alfafar para este proyecto piloto no es casual. El centro, que sufrió los efectos de la DANA en octubre de 2024, se ha convertido en un símbolo de la recuperación y la apuesta por infraestructuras resilientes tras su rápida reapertura. Con esta instalación, la compañía avanza en su hoja de ruta de descarbonización, incorporando tecnologías que permiten una gestión más flexible y descentralizada de la energía en el sector retail.

Caso de estudio de región industrial: Euskadi

- Sabemos que **la energía es fundamental para el funcionamiento de la sociedad.** Es por ello que, hoy voy a traeros un **análisis** ...



Caso de estudio de región industrial: Euskadi

<https://elperiodicodelaenergia.com/caso-de-estudio-de-region-industrial-euskadi/>

Ager Prieto Elorduy

Miércoles, 10 diciembre 2025

Sabemos que **la energía es fundamental para el funcionamiento de la sociedad.** Es por ello que, hoy voy a traeros un **análisis energético** centrado sobre una región con un **sector industrial potente y con escasas capacidades de generación renovable.** La región de Euskadi, donde vivo yo.

En la siguiente imagen podéis observar la **ubicación de Euskadi** (señalado con una flecha azul) junto a las olas de industrialización de Europa. El **desarrollo de la región** estuvo estrechamente ligado a las **minas de hierro** presentes en los **montes vascos** y a la **tradición marina del pueblo vasco**. Ambos factores, lograron conectar directamente la región con las islas británicas, corazón de Europa en la época, por ser el origen de la **revolución industrial**.

Características

Euskadi está situado en la zona más oriental de la **cornisa cantábrica**, y tiene una superficie de **7.234 km²** y una población que sobrepasa los 2 millones de habitantes, con una densidad por encima de los 300 habitantes por km². Según los datos del Instituto Vasco de Estadística, la densidad de habitantes de las tres provincias que conforman Euskadi es la siguiente: Bizkaia (516,5 hab/km²), Gipuzkoa (363,9 hab/km²), Araba (109,4 hab/km²). De hecho, Bizkaia con una superficie de 2217 km², es la segunda provincia más pequeña de España, pero es la décima más poblada (1.159.443 habitantes) y la tercera en densidad de población (516,5 hab/km²).

Con la infografía anterior queda muy patente el problema estructural que tiene el país con la España vaciada. Sin embargo, mi intención con esta entradilla ha sido remarcar 3 características relevantes

de la región.

La Oficina de Estadística de las Comunidades Europeas –EUROSTAT recoge los balances energéticos de todos los países de la Unión Europea. A partir de estos balances, elabora una serie de indicadores y realiza una comparativa entre los países. A partir de esta información es posible realizar una comparativa entre Euskadi y algunos países europeos.

En el siguiente gráfico se muestra ***las estructuras del consumo interior bruto de Euskadi en el año 2022***, donde podemos observar a simple vista lo diferentes que son los mix energéticos de la Unión Europea.

Lo que observamos de una primera impresión es que ***la región depende***, en gran medida, de ***los combustibles fósiles (83 %)***, siendo el petróleo y sus derivados y el gas natural, las fuentes principales. Solamente superado por Irlanda, que tiene un grado de dependencia del 86%, debido al impacto del carbón.

La nota positiva es que ***la penetración del carbón es nula en Euskadi***, y como todos sabéis a estas alturas, el carbón es la fuente que más emisiones de efecto invernadero genera.

Las emisiones, estancadas

El Gobierno Vasco dispone de un ***inventario de los gases de efecto invernadero emitidos a la atmósfera***. Este hecho que es muy destacable, ya que podemos comprobar cuál ha sido la evolución de las emisiones de CO₂ en Euskadi en las últimas 3 décadas.

Si analizamos una línea temporal amplia, como es el caso, podemos desgranar dos tendencias muy claras:

En los últimos años las emisiones de CO₂ se ha estabilizado en torno a los 15.000 KTn/año. Pero, obviamente, no todos los sectores tienen el mismo impacto en las emisiones de CO₂ en Euskadi. Por eso es importante tener cuantificado la distribución del consumo final de energía por sectores.

Según los datos del 2022 en Euskadi, ***el 45% de la energía final consumida en la región ha ido a parar al sector del transporte***. Tanto el sector servicios como el residencial está por debajo del promedio europeo.

La otra diferencia significativa se debe al potente ***sector industrial*** presente en Euskadi. Que, en un radio de 125 km, se encuentran los ***sectores de celulosa y papel, cemento, refino, siderurgia y fundición***. Mucho de los sectores que se ubican en Euskadi, son etiquetados como ***“hard to abate sectors”***.

Dentro de la iniciativa de ***Net Zero Basque Industrial Super Cluster*** se han cuantificado ***71 plantas productivas*** en la región. Los sectores implicados tienen una distribución de uso de la energía muy variable, donde por ejemplo, la refinería de Petronor (Petróleos del Norte- Grupo Repsol) emplea el 93% de su energía en modo térmico y solamente un 7% en forma de electricidad.

Por otra parte, el ***sector de la función o papel*** emplea el ***65% de la energía*** mediante ***electricidad***, y solamente, el ***35% de la energía en forma de calor***.

Intensidad de carbono

Por último, resulta interesante valorar la **intensidad de emisiones** asociado a cada producto, y por ende, a cada sector. A veces este parámetro es denominado como **intensidad en carbono**, pero en ambos casos expresa el ratio entre las emisiones emitidas durante el proceso de producción industrial y el producto fabricado. En ese apartado observamos como la fundición y el cementero son quienes mayor impacto relativo tienen.

Por cada **1 Tn de cemento que se produce se emiten 440 kg de CO₂, o en el caso de la fundición, 500 kg de CO₂.**

Por corolario, podemos afirmar que para **Euskadi la descarbonización del transporte resulta fundamental** para proseguir en la senda descendente de las emisiones de dióxido de carbono. Para ello, los **biocombustibles con emisiones neta 0** o la **electrificación de la flota** pueden ayudar a aligerar el impacto medioambiental de la región.

Por otra parte, la industria muy presente desde hace más de 150 años tiene un reto mayúsculo al tratarse de industria pesada e intensiva en energía. A ello, hay que sumarle la variedad de sectores difíciles de descarbonizar que se encuentran en la zona. Por lo que, **disponer de abundante energía eléctrica verde resulta imprescindible a medio plazo para garantizar una industria sostenible en el territorio a largo plazo.**

Ager Prieto Elorduy es analista del sector energético. Ingeniero de procesos en la Ingeniería española Sener.

Castilla y León, líder renovable pero con riesgo de perder energía por la falta de red

● Castilla y León es la comunidad que más electricidad renovable genera en España.



La primera planta híbrida eólica y solar de España de Iberdrola en Castilla y León.

<https://elperiodicodelaenergia.com/castilla-y-leon-lider-renovable-pero-con-riesgo-de-perder-energia-por-la-fa...>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

En 2024, Castilla y León produjo 27.080 GWh, de los que el 92,8% fueron de origen renovable, según datos de Red Eléctrica

Castilla y León es la comunidad que más electricidad renovable genera en España, pero su liderazgo convive con un problema que amenaza con crecer: la falta de capacidad en la red de transporte para evacuar toda la energía producida.

El informe europeo 'The State of European Power Grids: A Meta-Analysis', elaborado por Aurora Energy Research con apoyo de Hitachi Energy, advierte que los cuellos de botella eléctricos podrían triplicar las pérdidas de renovables en España, pasando de 892 GWh en 2025 a 2.869 GWh en 2030 si no se acelera la inversión en infraestructuras.

En 2024, Castilla y León produjo 27.080 GWh, de los que el 92,8% fueron de origen renovable, según datos de Red Eléctrica (REE).

Sin embargo, esa potencia no siempre encuentra salida. El estudio sitúa a Soria entre las provincias españolas más afectadas por la congestión de red, con 54 GWh de energía desaprovechada el año pasado.

Aunque el resto de provincias de la comunidad no figura en los máximos nacionales, el riesgo es creciente: la generación se concentra en zonas interiores mientras la demanda se localiza en áreas

urbanas y costeras, lo que obliga a frenar aerogeneradores y plantas solares cuando la red no puede absorber más electricidad.

La situación no es exclusiva de **España** . A escala europea, en 2024 se perdieron 72 TWh por medidas de gestión de congestión, el equivalente al consumo anual de Austria, y los costes asociados alcanzaron 8.900 millones de euros.

Aurora subraya que la **transición energética** exige triplicar la capacidad solar y eólica y aumentar un 71% la demanda eléctrica hasta 2050, pero la red no crece al mismo ritmo: más de 800 GW de proyectos renovables esperan conexión frente a los 339 GW instalados.

La red en Castilla y León y las renovables

En **Castilla y León** , la respuesta pasa por reforzar la red de transporte. REE incrementó su inversión en 2024 hasta 976 millones de euros, un 31% más, y desplegó 487 kilómetros adicionales de circuito y 197 posiciones de subestación.

En la comunidad, ya se han ejecutado ampliaciones en Ciudad Rodrigo (Salamanca), Grijota (Palencia), Tordesillas y Valladolid Nuevo, y se tramitan proyectos estratégicos como la entrada-salida en La Mudarra (Valladolid) y el nuevo eje Zuzones (Burgos), que conectará con Almazán para aliviar restricciones en el corredor Burgos-Soria.

La provincia de **Valladolid** , que concentra el 20,6% de la demanda autonómica, es clave en este plan. Sus refuerzos buscan garantizar el suministro y facilitar la integración de renovables procedentes de zonas limítrofes.

Burgos, con el 19,1% de la demanda, será el punto de anclaje del futuro nodo Zuzones, mientras León (16,6%) mantiene un peso hidráulico que reduce su exposición a vertidos, aunque también depende de la capacidad de transporte para nuevas instalaciones.

Palencia (8,5%) y **Salamanca** (11,2%) ya cuentan con ampliaciones en sus subestaciones principales, mientras **Segovia** (7,7%), **Ávila** (5,3%) y **Zamora** (5,7%) se beneficiarán del mallado regional previsto en la planificación 2025-2030, actualmente en audiencia pública.

Soria , con el 5,3% de la demanda, es el epicentro del problema: sus parques eólicos y solares sufren paradas forzadas por falta de red, un escenario que podría agravarse si no se materializan los proyectos en curso.

El informe advierte que **España** corre el riesgo de perder parte de su ventaja competitiva en renovables si no acelera la inversión en redes, especialmente en territorios con alto potencial de generación como **Castilla y León** .

"El desajuste geográfico y las limitaciones de transmisión obligan a frenar la producción renovable que podría estar abasteciendo al sistema", señala **Alfredo Parres**, responsable de renovables en Hitachi Energy.

La planificación nacional fija como principios la maximización de la penetración renovable y la supresión de restricciones técnicas.

Pero los plazos son largos: una línea de 400 kV puede tardar entre cinco y trece años en completarse, frente a los dos o cuatro que necesita una planta solar.

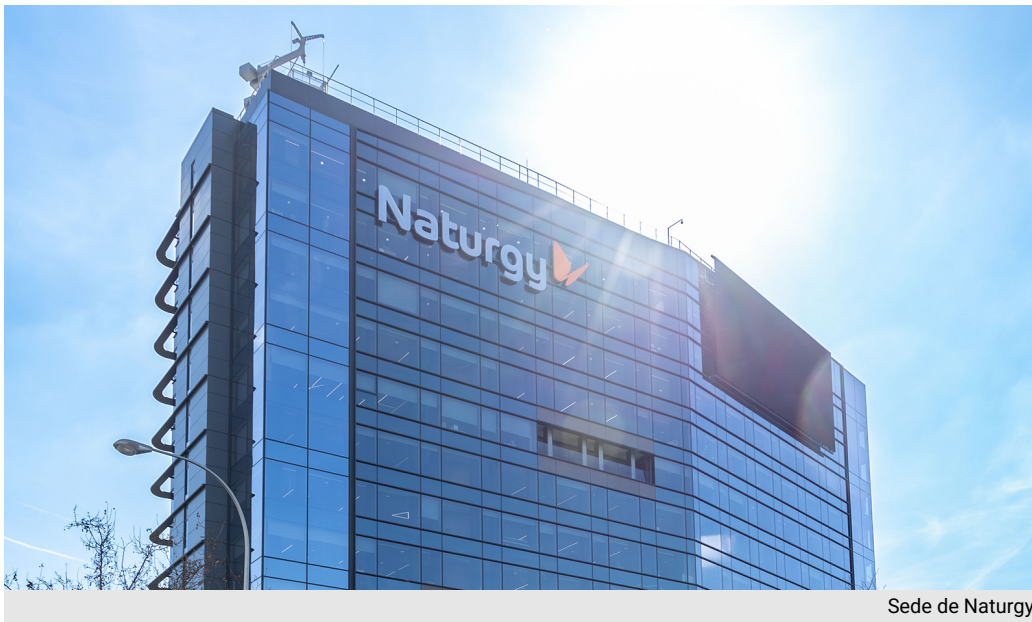
Por eso, Aurora insiste en la necesidad de inversiones anticipadas y soluciones innovadoras, como tecnologías que optimicen la capacidad existente y sistemas de almacenamiento que actúen como activos de red.

Castilla y León afronta así un reto decisivo: mantener su liderazgo verde sin que la falta de infraestructura convierta en papel mojado la energía limpia que produce. Las cifras de Soria son una señal de alerta.

El futuro dependerá de que los proyectos en marcha —La Mudarra, Zuzones y las ampliaciones en subestaciones— lleguen a tiempo para que la comunidad siga siendo motor de la transición energética sin desperdiciar su potencial.

Colonial SFL y Andbank compran el edificio que alberga la sede de Naturgy en Madrid por 80 millones de euros

- Colonial SFL y un grupo de inversores liderados por Andbank España han cerrado la adquisición del edificio que alberga la sede de Naturgy en Madrid.



Sede de Naturgy.

<https://elperiodicodelaenergia.com/colonial-sfl-y-andbank-compran-el-edificio-que-alberga-la-sede-de-naturgy...>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

"La adquisición de la sede de Naturgy en Madrid refuerza nuestra apuesta por los edificios en ubicaciones estratégicas", según el director de Inversiones de Colonial SFL

Colonial SFL y un grupo de inversores liderados por Andbank España han cerrado la adquisición del edificio que alberga la sede de Naturgy en Madrid , situado en el número 38 de la Avenida de América, por más de **80 millones de euros** , según ha informado la socimi.

El inmueble, adquirido a la inmobiliaria británica Grosvenor, cuenta con 13.000 metros cuadrados distribuidos en 13 plantas y fue completamente renovado antes de acoger en 2021 las oficinas centrales de Naturgy, que tiene un contrato de alquiler de larga duración en el edificio.

Tras esta operación, Colonial SFL cuenta con 39 edificios en Madrid que suman más de 500.000 metros cuadrados, y consolida su vinculación histórica con Naturgy, ya que también cuenta entre sus activos con la sede de la compañía en Barcelona, ubicada en el número 525 de Diagonal.

"La adquisición de la sede de Naturgy en Madrid refuerza nuestra apuesta por los edificios en ubicaciones estratégicas, y consolida el posicionamiento de Colonial SFL como líder paneuropeo en el mercado de oficinas de máxima calidad", ha señalado el director de Inversiones de Colonial SFL, **Juan Manuel Ortega** .

Por su parte, Andbank España cuenta con cerca de 2.000 millones de euros invertidos en proyectos que invierten en negocios patrimonialistas –infraestructuras, inmobiliario o energías renovables– o en otras oportunidades del mercado –fondos de venture capital o private equity de su gestora Actyus u operaciones del mercado en las que la entidad ve valor (ampliaciones de capital o salidas al MAB, entre otras).

La sede de Naturgy

"Participar en la compra de un activo emblemático junto a Colonial SFL supone entrar en un mercado de oficinas que se encuentra inmerso en una dinámica de precios y liquidez muy favorable, con un inquilino de largo plazo y de referencia", afirma el director de Andbank, **Oriol Huguet** .

La operación ha sido asesorada por las consultoras inmobiliarias Cushman & Wakefield y Savills, y desde el ámbito legal por Gómez Acebo y Pombo, y Simmons & Simmons. Asimismo, Savills IM ha actuado como Asset Manager del activo, y EY ha llevado a cabo la due diligence comercial.

Tanto Naturgy como Colonial tienen en su accionariado a Critería Caixa, el 'holding' de la Fundación Bancaria La Caixa, en el caso de la energética alcanza el 24%; en el de la socimi, el 17%, según los registros de la CNMV.



Diego Díaz López integra al almacén Herma para consolidar su presencia en Málaga

- Diego Díaz López ha anunciado la integración de Herma Almacén de Material Eléctrico para reforzar su presencia en la provincia de Málaga.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/distribucion/198794/diego-diaz-lopez-integra-almacen-h...>

Lola Sánchez

Miércoles, 10 diciembre 2025

Tal y como exponen desde la empresa distribuidora, la delegación de Herma adoptará la denominación Diego Díaz López Málaga.

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

Diego Díaz López ha anunciado la integración de **Herma Almacén de Material Eléctrico** para reforzar su presencia en la provincia de Málaga, ampliar la atención al cliente profesional y mejorar la eficiencia operativa en el entorno industrial.

Las instalaciones de Herma están ubicadas en el **Polígono Industrial San Luis, calle París, 53 (Málaga)** . El centro, que adoptará la denominación Diego Díaz López Málaga, se integrará en la red del distribuidor, que actualmente cuenta con otras cuatro delegaciones en **San Pedro Alcántara** , **Estepona** , **Marbella** y **Palmones** .

“Este avance representa un hito más dentro de nuestro compromiso con un **crecimiento sostenible** e impulsado por sinergias estratégicas y un modelo de distribución sólido, cercano y orientado a la excelencia”, explican desde la compañía.

Facturación de Diego Díaz López y Herma

Diego Díaz López , socio de **Aúna Distribución** , está especializado en el suministro de material eléctrico e industrial, como cableado, iluminación, canalización eléctrica, mecanismos,

automatización, protecciones, movilidad eléctrica, energías renovables, eficiencia energética, climatización, telecomunicaciones, etc.

AÑO FACTURACIÓN MARGEN DE BENEFICIO NÚMERO DE EMPLEADOS 202417.337.255 €3,96
%55202317.507.574 €3,47 %52202216.312.354 €6,20 %46202112.780.917 €5,10
%43202011.637.318 €5,06 %43 ***Datos correspondientes a Diego Díaz López, S.L. Fuente: Registro Mercantil .***

Por su parte, **Herma** , hasta ahora miembro de **Grumelec** , aglutina una amplia trayectoria en la distribución de soluciones eléctricas e iluminación.

AÑO FACTURACIÓN MARGEN DE BENEFICIO NÚMERO DE EMPLEADOS 20241.374.858 €1,21
%620231.494.508 €1,07 %620221.334.005 €3,25 %620211.214.558 €3,33 %620201.130.092 €-1,87
%5 ***Datos correspondientes a Herma Almacén de Material Eléctrico , S.L. Fuente: Registro Mercantil.***
Compartir: [Linkedin](#) [Whatsapp](#) [Facebook](#) [Twitter](#)

Entrevista a Yon Senent, head of development iberia (Sonnedix)

- Senent señala que la solución a la saturación de redes exige hibridación y gestión activa, mientras su compañía apuesta por la digitalización para consolidar su crecimiento en 2026.



Yon Senent (Head of Development Iberia en Sonnedix)

palabras clave: 1 sector de la energía 2 sistema eléctrico 3 proyectos híbridos 4 almacenamiento de energía 5 digitalización

<https://energetica21.com/entrevistas/yon-senent-sonnedix-almacenamiento-sera-clave-viabilizar-nuevos-desarr...>

Energética 21

Miércoles, 10 diciembre 2025

"El almacenamiento será clave para viabilizar nuevos desarrollos y estabilizar ingresos"

Senent señala que la solución a la saturación de redes exige hibridación y gestión activa, mientras su compañía apuesta por la digitalización para consolidar su crecimiento en 2026.

Esta entrevista forma parte del especial "Desarrolladores de plantas renovables", publicado en el número de noviembre de 2025 de la Revista Energética. En ella, Yon Senent (Sonnedix) analiza la evolución del sector fotovoltaico hacia una fase de madurez centrada en la optimización y la flexibilidad del sistema eléctrico. Su compañía encara el futuro impulsando proyectos híbridos y reforzando alianzas estratégicas con grandes consumidores.

¿Cuáles considera que son las tendencias más relevantes en el sector del desarrollo y promoción de plantas fotovoltaicas en la actualidad y cómo está su empresa adaptándose a ellas?

El sector está entrando en una fase de madurez en la que el foco ya no está solo en instalar más megavatios, sino en optimizar la operación y aportar flexibilidad al sistema eléctrico. Las tendencias clave son claras: la hibridación (solar + almacenamiento y solar + eólica), la digitalización avanzada, la gestión activa de la energía y la integración ambiental y social.

En Sonnedix impulsamos de forma proactiva a esta evolución. Estamos desarrollando proyectos híbridos en España y Portugal, incorporando sistemas BESS y modelos que optimizan el uso del punto de conexión. Además, aplicamos modelos de gestión digital, mantenimiento predictivo y diseño operativo orientado a escenarios de alta penetración renovable.

¿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 no es consecuencia de tener más renovables, sino de no adaptar la infraestructura al ritmo que exige la transición. La solución combina más red, mayor capacidad de gestión y más almacenamiento. La hibridación y el almacenamiento ayudan a reducir vertidos, optimizar el uso del punto de conexión y estabilizar la red.

La planificación del Gobierno para 2030 va en la dirección adecuada, especialmente al priorizar proyectos sostenibles y acelerar permisos. Aun así, es esencial avanzar en la modernización de la red y en marcos regulatorios que permitan a la fotovoltaica aportar servicios de flexibilidad.

¿Cómo cree que evolucionará el negocio de las empresas desarrolladoras y promotoras de plantas de generación renovable en 2026? ¿Qué perspectivas de negocio prevé su empresa?

En 2026 veremos un sector más competitivo, orientado a proyectos híbridos y activos gestionables. El almacenamiento será clave para viabilizar nuevos desarrollos y estabilizar ingresos. Las empresas que combinen generación, almacenamiento, digitalización y relación directa con grandes consumidores serán las que lideren el mercado. Para Sonnedix, 2026 será un año de consolidación y crecimiento: continuaremos ampliando nuestro porfolio en España y Portugal, impulsando la hibridación y reforzando alianzas estratégicas con grandes consumidores para acelerar su descarbonización.

España cerrará el 2025 con 22 plantas de biometano en operación

- Inaugurado el Cluster Caparacena: tres parques solares fotovoltaicos construidos por Eiffage Energía Sistemas (para Eni Plenitude) que suman 150 megavatios pico



España cerrará el 2025 con 22 plantas de biometano en operación

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

España cerrará el 2025 con 22 plantas de biometano en operación

<https://www.energias-renovables.com/bioenergia/espa-a-cerrar--el-2025-con-20251210>

Celia García-Ceca

Miércoles, 10 diciembre 2025

La producción europea de biogás y biometano registró un moderado crecimiento en 2024: 22 bcm (millones de metros cúbicos) frente a los 21,7 bcm del año anterior. Son los 27 países de la Unión Europea los que concentran la mayor parte de la generación de estos gases (19 bcm), que alcanzan a cubrir el 6% de la demanda de gas natural de la UE y que representa el equivalente al consumo anual conjunto de Bélgica, Dinamarca e Irlanda. Son datos del **informe estadístico anual** publicado hoy por la **European Biogas Association (EBA)**, que ofrece una evaluación del mercado actual acompañada de proyecciones sobre su evolución de cara a 2040. El informe estadístico de EBA refleja también la diversidad de aplicaciones y usos finales del biometano y el biogás: desde la generación de electricidad y calor a los consumos industriales y domésticos. Asimismo, destaca su creciente integración en la movilidad sostenible a través del bio-GNL. Las previsiones es que de aquí a 2028 entren en operación en Europa 153 nuevas plantas de bio-GNL que añadirían una capacidad extra de producción anual de 13.1 TWh, con la previsión de que el 80% sea empleado en el transporte por carretera.

El número de plantas de biogás y biometano en Europa superó a finales de 2024 las 21.000 instalaciones. El segmento del biometano es el que está experimentando un mayor crecimiento. Su producción se situó en los 5,2 bcm (4,3 generados en la UE) durante 2024. A principios de 2025 la capacidad total instalada ya alcanzaba los 7 bcm anuales. El número de plantas operativas en el primer trimestre de 2025 era ya de 1.620 (1.483 en UE). El 86% del total están conectadas a las redes

gasistas. Además, la industria del biometano se ha convertido en un foco de atracción de inversiones. El informe de la Asociación Europea del Biogás recoge inversiones privadas estimadas por valor de 28.400 millones de euros hasta 2030. La expansión del sector quedaría confirmada por la puesta en operación de 900 nuevas plantas en los próximos cinco años.

En cuanto a los recursos utilizados para la producción del biometano, la asociación apunta que el 69% del biometano europeo se genera a partir de residuos agrícolas, mientras que una proporción creciente (22%) proviene de la valorización de residuos sólidos urbanos. La circularidad del modelo impulsado por el biometano es subrayada por el volumen de coproductos de los biogases, como el digestato y el bio-CO₂, y su creciente contribución a la agricultura sostenible. El volumen del digestato producido en Europa durante 2024 ya permite al sector primario prescindir del 17 % de los fertilizantes nitrogenados y el 25 % de los fosfatados. El informe de la EBA también analiza la creciente expansión geográfica de la producción del biometano. El número de países productores ha alcanzado los 25, con Portugal incorporándose en 2022, Lituania y Ucrania en 2023 y Polonia inyectando sus primeras moléculas en 2025.

La dependencia energética en Europa

El informe subraya la urgencia de impulsar fuentes renovables y locales como el biometano y el biogás. Estas tecnologías no solo permiten reducir la vulnerabilidad ante los mercados energéticos internacionales, sino que también refuerzan la competitividad europea. A ello se suma un reto adicional: la capacidad de generación eléctrica gestionable en la Unión Europea ha caído de 424 GW en 2012 a unos 380 GW en 2023, precisamente cuando la necesidad de flexibilidad en el sistema es mayor por el crecimiento de energías variables e intermitentes como la eólica y la solar. En este escenario, los biogases se consolidan como una fuente de energía limpia y gestionable, esencial para asegurar el equilibrio de la red eléctrica durante periodos en los que la generación renovable fluctúa o es insuficiente. De la inversión potencial estimada en producción de biometano, unos 7.500 millones se materializarían en 2025-2026, mientras que otros 17.700 millones se desbloquearían en 2027-2030. Las proyecciones apuntan a esta inversión genere una capacidad adicional de 7,3 bcm de biometano por año, de los cuales 6,7 bcm se espera que estén disponibles en 2030.

La práctica totalidad de los Pniec actualizados de los Estados miembros mencionan biogás y biometano; 21 países incluyen disposiciones específicas relevantes para el sector, 14 países indican un crecimiento específico para el biometano, mientras que nueve países establecen una proyección específica para el biogás, sumando un total de 25,8 bcm/año de biogás y biometano para 2030, aunque persiste un diferencial con el objetivo de 35 bcm/año señalado en REPowerEU. En 2040, Europa podría producir 111 bcm de biometano, de los cuales 101 bcm corresponden a la UE-27. Este potencial se compone de 74 bcm provenientes de digestión anaerobia (67% del total) y 37 bcm de gasificación térmica (33% del total). Esto implica incrementos de cinco a siete veces respecto a los niveles actuales.

El marco europeo

EBA destaca que el moderado crecimiento del biogás y el biometano durante 2024 no está acompasado con lo que requiere los objetivos climáticos, industriales y de seguridad del suministro asumidos por Europa. "Los inversores están preparados. La tecnología está disponible. Lo que permanece incierto es el contexto político y regulatorio", señala la Asociación Europea del Biogás,

que defiende la necesidad de establecer marcos regulatorios coherentes y predecibles para continuar avanzando hacia los objetivos de descarbonización y seguridad energética. La urgencia de esta demanda, así como de la necesidad de una rápida reconversión de las infraestructuras para integrar un volumen creciente de gases renovables, cobra especial importancia dadas las tensiones del contexto geopolítico y la volatilidad de los mercados energéticos. La necesidad de mantener y modernizar las redes de transporte y distribución de gas, asegurar una retribución adecuada a las actividades reguladas y reducir las barreras administrativas son elementos críticos para que las inversiones y la innovación puedan desplegar todo el potencial del biometano y el biogás europeo.

España

De acuerdo con los datos compilados por **Sedigas**, España finalizará el 2025 con 22 plantas de biometano en operación. Según los datos de Enagás GTS, la producción de estas instalaciones durante los últimos 12 meses se situó por encima de los 410 GWh, un 0,12% de la demanda nacional de gas natural. Se trata de una cifra alejada de la capacidad que le atribuyen los análisis de Sedigas y de la Comisión Europea. Según estimaciones de la Asociación Española del Gas, España sería el cuarto país europeo con mayor potencial para la producción de biometano, que podría alcanzar los 163 TWh anuales. EBA sitúa a España en cabeza de la lista de países europeos receptores de inversión privada, con 4.800 millones estimados hasta 2030. "El problema no es la tecnología, ya madura, como prueba la experiencia europea; tampoco la financiación privada, los promotores no dejan de dar pruebas de su apetito inversor. El sector reivindica que las políticas para el biometano ofrezcan un marco estable a largo plazo para no desincentivar las inversiones, la reducción de los plazos administrativos, la creación de una ventanilla única y la homogeneización de los marcos regulatorios para desbloquear la potencialidad del biometano como pilar estratégico una transición energética que no comprometa la seguridad del suministro y la competitividad industrial", señala Joan Batalla, presidente de Sedigas.

Gran Bretaña establece un nuevo récord de generación eólica

● El operador británico NESO confirma el hito de 23.825 MW en las bodas de plata de la eólica marina.



Gran Bretaña establece un nuevo récord de generación eólica

<https://elperiodicodelaenergia.com/gran-bretana-establece-un-nuevo-record-de-generacion-eolica/>

José A. Roca

Miércoles, 10 diciembre 2025

El operador británico NESO confirma el hito de 23.825 MW en las bodas de plata de la eólica marina

Gran Bretaña generó un récord de 23.825 MW de energía eólica el 5 de diciembre, suministrando el 47% de la electricidad del país a las 5:30 p.m. La nueva cifra máxima de generación superó el nivel de 22.711 MW establecido el 11 de noviembre, dijo el **Operador Nacional del Sistema Energético (NESO)**).

El récord coincidió con el 25 aniversario de las primeras turbinas marinas del Reino Unido en Blyth y se produce cuando las energías renovables producen ahora alrededor del 60% de la electricidad de Gran Bretaña, agregó el operador.

Kayte O'Neill, directora de operaciones de NESO, afirmó: "Es difícil creer lo lejos que ha llegado Gran Bretaña en su camino hacia la energía limpia durante el último cuarto de siglo, ya que las energías renovables producen ahora alrededor del 60 % de nuestra electricidad, frente a solo el 3% en el año 2.000W".

Líderes mundiales

O'Neill añadió: "Ahora somos líderes mundiales en energía eólica marina, con cinco de los parques eólicos más grandes del mundo. Y hoy podemos confirmar que Gran Bretaña ha batido otro récord

de energía eólica, generando 23.825 MW, energía suficiente para abastecer a más de 23 millones de hogares en todo el país”.

Ella afirmó: “Esto realmente demuestra lo que es posible cuando apoyamos la energía limpia producida localmente como parte de nuestro mix de generación”.

El gas contribuyó con el 28,2% durante el período récord, mientras que la energía nuclear suministró el 7,1%, la biomasa el 6%, los interconectores el 5,9%, el almacenamiento el 1,3% y la hidroeléctrica el 1,2%.

La Comisión Europea presenta un plan de 1,2 billones de euros para la red eléctrica

- La Comisión Europea ha identificado ocho proyectos energéticos clave dentro de la iniciativa Energy Highways destinada a ayudar a acelerar la concesión de permisos para infraestructuras de red, proyectos de energías renovables y almacenamiento.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/10/la-comision-europea-presenta-un-plan-de-12-billones-de-euros-para-...>

Miércoles, 10 diciembre 2025

La Comisión Europea ha identificado ocho proyectos energéticos clave dentro de la iniciativa Energy Highways destinada a ayudar a acelerar la concesión de permisos para infraestructuras de red, proyectos de energías renovables y almacenamiento.

Pilar Sánchez Molina

La Comisión Europea ha presentado el nuevo Paquete de Redes y la iniciativa Energy Highways ("Autopistas Energéticas"), un conjunto de medidas orientadas a modernizar y ampliar la infraestructura eléctrica europea con el fin de aumentar la integración de energías renovables, mejorar la eficiencia del flujo energético entre Estados miembros y acelerar la electrificación. El objetivo es reducir costes energéticos, reforzar la seguridad de suministro y avanzar en la independencia respecto a combustibles fósiles importados, especialmente de Rusia.

El paquete legislativo incluye propuestas para establecer un proceso más sólido de planificación de infraestructuras energéticas transfronterizas, acelerar los procedimientos de autorización, mejorar los mecanismos de reparto de costes y beneficios entre países y reforzar la resiliencia y la seguridad de las infraestructuras transfronterizas, a la vez que evita cargas desproporcionadas sobre los consumidores locales.

Las ocho “autopistas de la energía”, anunciadas en el discurso sobre el Estado de la Unión de 2025, representan los proyectos con mayor urgencia estratégica para completar la Unión de la Energía. Su ejecución será prioritaria y contará con una coordinación política reforzada mediante grupos regionales de alto nivel, coordinadores europeos y el Grupo de Trabajo para la Unión de la Energía.

Las propuestas legislativas asociadas al paquete se tramitarán bajo el procedimiento legislativo ordinario en Parlamento y Consejo. Paralelamente, la Comisión seguirá trabajando con los Estados miembros para acelerar proyectos transfronterizos incluidos en la lista de Proyectos de Interés Común y Mutuo, y para impulsar el despliegue de renovables, almacenamiento y puntos de recarga.

La Comisión estima que se necesitarán 1,2 billones de euros en las redes eléctricas de la UE hasta 2040, incluidos 730.000 millones de euros solo para las redes de distribución y 240.000 millones de euros para las redes de hidrógeno. No obstante, el desarrollo de redes puede aportar un valor añadido significativo y generar ahorros: una inversión de 5.000 millones de euros permitiría reducir los costes del sistema en 8.000 millones, con un beneficio económico neto de 3.000 millones. Asimismo, una mayor integración del mercado podría generar ahorros anuales de 40.000 millones de euros, y aumentar el comercio eléctrico transfronterizo en un 50 % podría elevar el crecimiento anual del PIB de la UE en unos 18.000 millones de euros para 2030.

El impulso a estas infraestructuras responde a la baja interconexión eléctrica entre Estados miembros —varios no alcanzan el objetivo del 15 % para 2030— y a la elevada dependencia de combustibles fósiles importados, que en 2022 representaron el 70 % del consumo energético de la UE. La insuficiente integración de la red contribuye a precios eléctricos significativamente más altos que en otras economías: en 2024, la electricidad industrial costaba 0,199 €/kWh en la UE, frente a 0,082 €/kWh en China y 0,075 €/kWh en EE. UU. La Comisión advierte que incrementar la inversión en infraestructura es esencial para corregir estas brechas y garantizar competitividad, seguridad energética y estabilidad de precios.

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 eficiencia energética en edificios se dispara como prioridad de inversión

- La eficiencia energética en instalaciones y edificios se ha situado como la prioridad de infraestructura número uno para las organizaciones.



Aumenta el interés por la eficiencia energética.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-eficiencia-energetica-en-edificios-se-dispara-como-prioridad-de-inversion/>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

La transición hacia edificios con emisiones netas cero se ve frenada por una "brecha de financiación", según el 'Siemens Infrastructure Transition Monitor 2025'

La eficiencia energética en instalaciones y edificios se ha situado como la prioridad de infraestructura número uno para las organizaciones que buscan avanzar en descarbonización y competitividad, escalando desde el séptimo puesto que ocupaba en 2023, según el 'Siemens Infrastructure Transition Monitor 2025', elaborado a partir de una encuesta a 1.400 altos ejecutivos y representantes gubernamentales de 19 países.

El informe constata además que un mayor número de organizaciones considera que la generación de energía renovable 'in situ' y la electrificación de la calefacción y la refrigeración se encuentran ya en fases maduras o avanzadas.

Más de la mitad de los encuestados prevé incrementar en el próximo año la inversión en eficiencia energética (57%), tecnologías de edificios inteligentes (55%) y electrificación de edificios (54%), según el estudio.

La eficiencia energética

Sin embargo, la **transición hacia edificios con emisiones netas cero** se ve frenada por una "brecha de financiación", en la que destacan la falta de capital, el aumento de los precios de la energía y el elevado coste de nuevos equipos y tecnologías.

Para sortear estas barreras, Siemens está impulsando modelos de Energía como Servicio (Energy-as-a-Service, EaaS), que permiten sustituir grandes desembolsos de inversión ('capex') por costes operativos ligados a resultados, apoyándose en las capacidades de financiación interna de Siemens Financial Services.

Estos esquemas se estructuran en torno a **objetivos** garantizados, como ahorros energéticos y reducción de emisiones de carbono, con el fin de acelerar las modernizaciones con un retorno de la inversión sólido.

El informe subraya también el papel clave de las **tecnologías digitales** en esta transformación: el 55% de las organizaciones percibe que la **digitalización** tiene un impacto fuerte o transformador en la **eficiencia energética**, el 56% espera **reducciones de costes** y el 55% considera que puede **mejorar la salud** y la **seguridad** de los trabajadores.

No obstante, solo la mitad de las entidades declara disponer hoy de los datos necesarios para tomar decisiones informadas sobre descarbonización, lo que refuerza la necesidad de desplegar tecnología específica para edificios y soluciones de monitorización avanzada.

Según destacó **Susanne Seitz**, CEO de Buildings en Siemens Smart Infrastructure, los edificios se están consolidando como "activos estratégicos" en la transición de infraestructuras, apoyados en tecnologías como la inteligencia artificial, las plataformas digitales y los sistemas autónomos, que permiten avanzar en eficiencia, detección inteligente de anomalías, seguridad física y bienestar de los ocupantes.

La electrificación de calor industrial: la oportunidad olvidada de España

- El informe Oikos concluye que la electrificación del calor industrial a baja y media temperatura puede evitar el 13% de las emisiones de CO₂ de España.



<https://www.ambientum.com/ambientum/energia/descarbonizacion-la-electrificacion-de-calor-industrial-la-opo...>

Ambientum Portal Ambiental

Miércoles, 10 diciembre 2025

Un reciente informe del 'think tank' Oikos, presentado ante el Senado, arroja luz sobre una de las vías más inmediatas y rentables para que España cumpla con sus objetivos climáticos. El estudio, titulado 'Descarbonización de la industria española', concluye que la inversión en la electrificación del calor industrial a baja temperatura es no solo técnicamente viable, sino económicamente atractiva, con el potencial de evitar cada año el equivalente al 13% de las emisiones totales de CO₂ del país.

Este análisis coincide estratégicamente con el anuncio de un nuevo fondo europeo de 1.000 millones de euros destinado a la descarbonización industrial, un recurso del que las empresas españolas podrían beneficiarse directamente. Oikos recomienda priorizar la electrificación de procesos que requieren calor a bajas y medias temperaturas (hasta 500 grados Celsius) durante los próximos cinco a diez años, dado que las tecnologías para ello ya están comercialmente disponibles.

Electricidad descarbonizada

El informe sugiere que España puede ganar competitividad frente a sus vecinos europeos mediante una segmentación inteligente de la industria basada en sus demandas térmicas y una política fiscal que combine incentivos económicos. La ventaja comparativa reside en el coste decreciente de la electricidad descarbonizada, gracias a la pujante expansión de las energías renovables en el territorio nacional.

Luis Quiroga, cofundador de Oikos y coautor del informe, enfatizó esta oportunidad: «La combinación de la tecnología de calor electrificado y los precios futuros de la electricidad hace que estas inversiones sean mucho más rentables en España que en Alemania, por ejemplo».

La industria española concentra cerca del 19% de las emisiones nacionales y depende en un 70% de combustibles fósiles para satisfacer más del 57% de su consumo energético, destinado a generar calor. Esta alta dependencia convierte al sector en uno de los más difíciles de descarbonizar. No obstante, los procesos térmicos comunes en sectores como el agroalimentario, textil, papeler y farmacéutico —que operan a temperaturas medias-bajas— son técnicamente electrificables a un coste asumible. Quedan aún fuera del alcance inmediato procesos de alta temperatura como los del acero o el cemento.

Oikos aboga por una estrategia que se centre en esta «fruta más madura». Priorizar la electrificación del calor industrial de baja y media temperatura aprovecha la mayor disponibilidad comercial inmediata, una proposición económica atractiva y un gran potencial de escalabilidad, sentando así las bases para el modelo productivo necesario de cara a alcanzar la neutralidad climática en 2050.

Redacción Ambientum



La eólica gallega defiende su papel para mantener vivas las aldeas y limpio el monte

AGN

SANTIAGO. La Asociación Eólica de Galicia (Ega) aprovecha la celebración hoy del Día Mundial de las Montañas para reivindicar el papel que desempeñan los parques eólicos instalados en las cumbres para "mantener la economía de las aldeas y los núcleos de población" y tener limpio el entorno. La patronal del sector pone de relieve que los propietarios de los montes en Galicia "reciben más de 11 millones de euros al año por unos terrenos que normalmente están ociosos y sin ningún beneficio". Remarcan, además, que las empresas promotoras de los parques "abren caminos que permiten el acceso a lugares imposibles" o habilitan áreas recreativas y miradores.

Desde la Ega inciden en que los aerogeneradores conviven "en perfecta armonía con el monte, los animales y los vecinos". Ponen como ejemplo la Rapa das Bestas de Candao-so, en Viveiro, Subrayan que la instalación de molinos de viento ha favorecido "el ordenamiento de la zona" y que los comuneros "están felices".

Ponen el foco, además, en el cambio climático, citando como muestra la subida de las temperaturas en el planeta, los incendios del verano a las lluvias torrenciales en diversas partes del España. Defienden que para combatir este tipo de episodios hay que "acelerar la implantación de energías renovables" como la eólica, en un escenario en el que el bloqueo judicial a la construcción de nuevos parques eólicos en Galicia sigue presente.

La producción europea de biogás y biometano alcanza los 22.000 millones de metros cúbicos en 2024

- La producción europea de biogás y biometano registró un moderado crecimiento en 2024: 22 bcm (millones de metros cúbicos) frente a los 21,7 bcm del año anterior.



El IDAE y AEBIG elaboran la Guía de Buenas Prácticas para la Implantación de Proyectos de Biogás y Biometano.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-produccion-europea-de-biogas-y-biometano-alcanza-los-22-000-millone...>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

La inversión privada comprometida para nuevos proyectos de biometano para los próximos cinco años supera los 28.400 millones

La producción europea de biogás y biometano registró un moderado crecimiento en 2024: 22 bcm (millones de metros cúbicos) frente a los 21,7 bcm del año anterior. Son los 27 países de la Unión Europea los que concentran la mayor parte de la generación de estos gases (19 bcm), que alcanzar a cubrir el 6% de la demanda de gas natural de la UE y que representa el equivalente al consumo anual conjunto de **Bélgica, Dinamarca e Irlanda**. Son datos del informe estadístico anual publicado hoy por la European Biogas Association (EBA), que ofrece una evaluación del mercado actual acompañada de proyecciones sobre su evolución de cara a 2040.

El número de plantas de biogás y biometano en Europa superó a finales de 2024 las 21.000 instalaciones. El segmento del biometano es el que está experimentando un mayor crecimiento. Su producción se situó en los 5,2 bcm (4,3 generados en la UE) durante 2024. A principios de 2025 la capacidad total instalada ya alcanzaba los 7 bcm anuales. El número de plantas operativas en el primer trimestre de 2025 era ya de 1.620 (1.483 en UE). El 86% del total están conectadas a las redes gasistas.

La industria del **biometano** se ha convertido en un foco de atracción de inversiones. El informe de la Asociación Europea del Biogás recoge inversiones privadas estimadas por valor de 28.400 millones de euros hasta 2030. La expansión del sector quedaría confirmada por la puesta en operación de 900 nuevas plantas en los próximos cinco años.

El informe estadístico de **EBA** refleja la diversidad de aplicaciones y usos finales del biometano y el biogás: desde la generación de electricidad y calor a los consumos industriales y domésticos. Asimismo, destaca su creciente integración en la movilidad sostenible a través del **bio-GNL**. Las previsiones es que de aquí a 2028 entren en operación en Europa 153 nuevas plantas de bio-GNL que añadirían una capacidad extra de producción anual de 13.1 TWh, con la previsión de que el 80% sea empleado en el transporte por carretera.

En cuanto a los recursos utilizados para la producción del biometano, la asociación apunta que el 69% del biometano europeo se genera a partir de residuos agrícolas, mientras que una proporción creciente (22%) proviene de la valorización de residuos sólidos urbanos. La circularidad del modelo impulsado por el biometano es subrayada por el volumen de coproductos de los biogases, como el digestato y el bio-CO2, y su creciente contribución a la agricultura sostenible. El volumen del digestato producido en Europa durante 2024 ya permite al sector primario prescindir del 17% de los fertilizantes nitrogenados y el 25 % de los fosfatados.

El informe de la EBA también analiza la creciente expansión geográfica de la producción del biometano. El número de países productores ha alcanzado los 25, con Portugal incorporándose en 2022, Lituania y Ucrania en 2023 y Polonia inyectando sus primeras moléculas en 2025.

El biogás y el biometano ante el desafío de la flexibilidad

En un contexto en el que **la Unión Europea consume 332 bcm de gas al año y mantiene una fuerte dependencia exterior** –con 273 bcm importados–, el informe subraya la urgencia de impulsar fuentes renovables y locales como el biometano y el biogás. Estas tecnologías no solo permiten reducir la vulnerabilidad ante los mercados energéticos internacionales, sino que también refuerzan la competitividad europea.

A ello se suma un reto adicional: la capacidad de generación eléctrica gestionable en la Unión Europea ha caído de 424 GW en 2012 a unos 380 GW en 2023, precisamente cuando la necesidad de flexibilidad en el sistema es mayor por el crecimiento de energías variables e intermitentes como la eólica y la solar. En este escenario, los biogases se consolidan como una fuente de energía limpia y gestionable, esencial para asegurar el equilibrio de la red eléctrica durante periodos en los que la generación renovable fluctúa o es insuficiente.

De la inversión potencial estimada en producción de biometano, unos 7.500 millones se materializarían en 2025-2026, mientras que otros 17.700 millones se desbloquearían en 2027-2030. Las proyecciones apuntan a esta inversión genere una capacidad adicional de 7,3 bcm de biometano por año, de los cuales 6,7 bcm se espera que estén disponibles en 2030.

La práctica totalidad de los **PNIEC** actualizados de los Estados miembros mencionan biogás y biometano; 21 países incluyen disposiciones específicas relevantes para el sector, 14 países indican

un crecimiento específico para el biometano, mientras que nueve países establecen una proyección específica para el biogás, sumando un total de 25,8 bcm/año de biogás y biometano para 2030, aunque persiste un diferencial con el objetivo de 35 bcm/año señalado en REPowerEU.

En **2040**, **Europa** podría producir 111 bcm de biometano, de los cuales 101 bcm corresponden a la UE-27. Este potencial se compone de 74 bcm provenientes de digestión anaerobia (67% del total) y 37 bcm de gasificación térmica (33% del total). Esto implica incrementos de cinco a siete veces respecto a los niveles actuales.

El marco europeo: retos regulatorios y de seguridad de suministro

EBA destaca que el moderado crecimiento del biogás y el biometano durante 2024 no está acompasado con lo que requiere los objetivos climáticos, industriales y de seguridad del suministro asumidos por Europa. "Los inversores están preparados. La tecnología está disponible. Lo que permanece incierto es el contexto político y regulatorio", señala la Asociación Europea del Biogás, que defiende la necesidad de establecer marcos regulatorios coherentes y predecibles para continuar avanzando hacia los objetivos de descarbonización y seguridad energética. La urgencia de esta demanda, así como de la necesidad de una rápida reconversión de las infraestructuras para integrar un volumen creciente de gases renovables, cobra especial importancia dadas las tensiones del contexto geopolítico y la volatilidad de los mercados energéticos.

La necesidad de mantener y modernizar las redes de transporte y distribución de gas, asegurar una retribución adecuada a las actividades reguladas y reducir las barreras administrativas son elementos críticos para que las inversiones y la innovación puedan desplegar todo el potencial del biometano y el biogás europeo.

España: infraestructura, regulación y papel estratégico en la transición

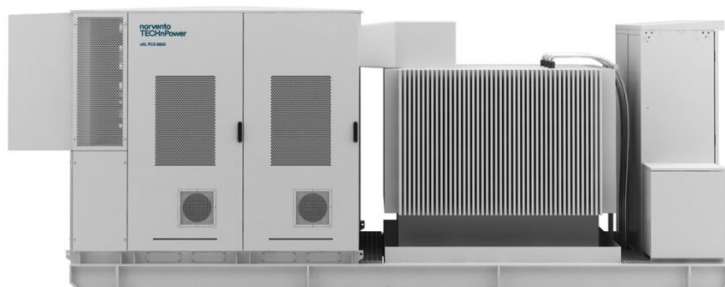
De acuerdo con los datos compilados por **Sedigas**, España finalizará el 2025 con 22 plantas de biometano en operación. Según los datos de Enagás GTS, la producción de estas instalaciones durante los últimos 12 meses se situó por encima de los 410 GWh, un 0,12% de la demanda nacional de gas natural. Se trata de una cifra alejada de la capacidad que le atribuyen los análisis de Sedigas y de la Comisión Europea. Según estimaciones de la Asociación Española del Gas, España sería el cuarto país europeo con mayor potencial para la producción de biometano, que podría alcanzar los 163 TWh anuales. EBA sitúa a España en cabeza de la lista de países europeos receptores de inversión privada, con 4.800 millones estimados hasta 2030.

El biometano -una fuente de energía local, renovable y pilar estratégico de un modelo economía circular- no está desplegando su potencial al ritmo que requieren los objetivos climáticos, de seguridad energética y competitividad industrial fijados por la UE. «El problema no es la tecnología, ya madura, como prueba la experiencia europea; tampoco la financiación privada, los promotores no dejan de dar pruebas de su apetito inversor», señala **Joan Batalla**, presidente de Sedigas. En su opinión, los principales obstáculos están relacionados con la falta de ambición política y la incertidumbre regulatoria: "El sector reivindica que las políticas para el biometano ofrezcan un marco estable a largo plazo para no desincentivar las inversiones, la reducción de los plazos administrativos, la creación de una ventanilla única y la homogeneización de los marcos regulatorios

para desbloquear la potencialidad del biometano como pilar estratégico una transición energética que no comprometa la seguridad del suministro y la competitividad industrial".

Norvento TECHnPower lanza nXL, la gama de convertidores que proporcionan hasta 9 MVA en tan solo 20 pies

- Norvento TECHnPower, la marca tecnológica de Norvento, presenta nXL, una familia de convertidores multi-MW de alta densidad de potencia con diseño estanco IP65, cuatro entradas DC independientes y funciones de grid-forming, black start y seamless mode transition para entornos exigentes en aplicacione...



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/10/norvento-technpower-lanza-nxl-la-gama-de-convertidores-que-propo...>

Miércoles, 10 diciembre 2025

Norvento TECHnPower, la marca tecnológica de Norvento, presenta nXL, una familia de convertidores multi-MW de alta densidad de potencia con diseño estanco IP65, cuatro entradas DC independientes y funciones de grid-forming, black start y seamless mode transition para entornos exigentes en aplicaciones a gran escala.

Imagen: norvento TECHnPower

Su nombre es nXL y es la gama más compacta de convertidores multi-MW disponible en el mercado: en tan solo 20 pies, los equipos nXL alcanzan los 622 kVA/m³ y proporcionan hasta 9 MVA. Pueden operar tanto en sistemas conectados a la red como en entornos aislados. También pueden transitar sin cortes entre distintos modos de funcionamiento gracias a sus capacidades de *grid-forming*, *black start* y *seamless mode transition*.

Su diseño estanco y su innovador sistema de refrigeración COOLnAirtight, ideado por Norvento TECHnPower, hacen que la serie nXL esté preparada para operar en condiciones ambientales extremas, desde altas salinidades y zonas corrosivas hasta entornos desérticos. El sistema combina refrigeración líquida con recirculación interna de aire frío sin intercambio con el exterior, lo que elimina los filtros, reduce el mantenimiento y proporciona protección IP65 en todo el conjunto. Los equipos funcionan en un rango térmico de -30 °C a +50 °C. "El desarrollo del nXL se ha orientado a

garantizar su operación en entornos diversos y a minimizar las necesidades de mantenimiento”, señala Álar Mayor Miguel, director de Innovación de Norvento TECHnPower.

Norvento TECHnPower es la marca creada por la empresa Norvento Enerxía, que lleva 40 años presente en toda la cadena de valor de las renovables. Tras más de 15 años desarrollando equipos y soluciones tecnológicas para el sector comercial e industrial (C&I) y el autoconsumo, irrumpe en el mercado de equipos tecnológicos a escala comercial (Utility-Scale) a través de su nueva identidad tecnológica Norvento TECHnPower.

La familia nXL está formada por cinco modelos con tensiones de salida entre 600 Vrms y 850 Vrms. Su modularidad se basa en cuatro entradas DC independientes que permiten gestionar distintos bloques de corriente continua y facilitan la integración con baterías y fotovoltaica. La arquitectura estanca sin filtros reduce el OPEX y aumenta las horas de operación. Entre sus prestaciones destacan un contenido armónico ultrabajo (THDi <1%) y una relación DC/AC de hasta el 200%.

El diseño de la gama nXL se ha orientado a maximizar la compacidad y facilitar su instalación en proyectos de gran escala. Compatible con tensiones DC de hasta 1500 V a plena potencia y preparada para futuros sistemas de 2000 V, puede integrarse en plantas PV, sistemas BESS, electrolizadores para H2, aplicaciones OPS en puertos y gestión energética en catenarias ferroviarias. También puede operar en sistemas que requieren control de red mediante STATCOM o filtrado activo.

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 industria que venga buscando energía renovable, barata y estable se quedará durante décadas"

- APPA Renovables ha inaugurado hoy el IX Congreso Nacional de Energías Renovables. Organiza la Asociación de Empresas de Energías Renovables, APPA Renovables



"La industria que venga buscando energía renovable, barata y estable se quedará durante décadas"

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

"La industria que venga buscando energía renovable"

<https://www.energias-renovables.com/panorama/la-industria-que-vena-buscando-energ-20251210>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 10 diciembre 2025

En un escenario marcado por la operación reforzada del sistema, el aumento de los vertidos renovables o el necesario desarrollo del almacenamiento y los gases renovables, el sector renovable ha sido puntual a su cita en el IX Congreso Nacional de Energías Renovables, que está teniendo lugar los días 10 y 11 en Madrid. En la apertura, el presidente de APPA Renovables, Santiago Gómez Ramos, ha enmarcado el momento actual como un punto de inflexión para el modelo energético europeo, recordando la popular frase: "no vivimos una época de cambios sino un Cambio de Época". Gómez Ramos ha recordado que la energía será determinante para la competitividad de España y Europa en un entorno global cada vez más incierto. El mercado global también ha sido mencionado por el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, en su discurso inaugural: "a nivel mundial, el 80% del incremento de generación eléctrica y el 95% de la nueva potencia instalada ha sido renovable el pasado año. La apuesta de España por estas energías es compartida por el resto del mundo".

El presidente de APPA Renovables, Gómez Ramos, ha subrayado que España ya es una referencia internacional por el despliegue renovable y por la reducción de emisiones asociada a ese crecimiento. Por su parte, Groizard ha puesto el foco en los ahorros de estas energías: "no sólo ahorramos en importaciones fósiles; las energías renovables han ahorrado en 2024 cerca de 7.000 millones de euros, lo que ha supuesto un importante ahorro para familias y una mejora en la competitividad de las empresas españolas".

El Congreso -explican desde su organización- va a centrar sus debates "en el siguiente escalón del proceso", que no es otro que la integración de más renovables "sin perder fiabilidad ni competitividad y, sobre todo, trasladar esa ventaja al conjunto de la economía" (buena parte de la ciudadanía y el empresariado se queja de que el abaratamiento que producen las energías renovables en el mercado mayorista no llega al minorista, es decir, al usuario final).

Sobre el particular, por cierto, el secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, ha dicho que el Gobierno de España va a poner sobre la mesa, junto al de Portugal "y otros países", ese asunto: el de la no traslación de ese abaratamiento al usuario final, en el marco del Consejo de Ministros de Energía que va a tener mañana en Bruselas.

Electrificación: el gran salto pendiente de la Transición Energética

El presidente de APPA Renovables ha insistido también en que cumplir los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima no es sólo instalar potencia, sino también transformar el consumo. Con una electricidad que todavía no alcanza el 25% de la energía final, la Asociación reclama impulsar decididamente la electrificación del transporte, la edificación y la industria mediante políticas estables, señales económicas coherentes y una estrategia coordinada de renovación tecnológica.

En este contexto, Gómez Ramos ha recordado que "electrificar es rentable, sostenible y urgente", destacando el potencial de ahorro y de competitividad asociado al vehículo eléctrico, las bombas de calor y la modernización de procesos industriales.

Integración y resiliencia: más flexibilidad sin frenar el despliegue

APPA Renovables considera que el debate abierto sobre resiliencia del sistema debe abordarse con rigor técnico y una visión de conjunto, evitando soluciones que limiten de forma estructural la aportación renovable.

El presidente ha defendido la voluntad del sector de colaborar en este proceso: "queremos participar en el mismo y ser parte de la solución", ha resaltado, subrayando que las renovables son las primeras interesadas en el correcto funcionamiento del sistema.

En la misma línea, ha advertido del impacto económico y climático de operar de forma prolongada con un respaldo fósil sobredimensionado: esa estrategia (coloquialmente conocida como operación reforzada) limita la generación renovable, incrementa los vertidos y eleva el coste de la electricidad, con consecuencias directas sobre los consumidores y, especialmente, sobre la industria, ha dicho Gómez Ramos.

Para APPA Renovables, el camino adecuado no es frenar tecnologías limpias, sino acompañar el crecimiento de la fotovoltaica, la eólica y el autoconsumo con redes, interconexiones, almacenamiento "y gestión activa de la demanda".

Almacenamiento y demanda: infraestructuras críticas, no accesorios

La Asociación reclama señales regulatorias y económicas claras que permitan desarrollar a escala tanto el bombeo como las baterías, así como el almacenamiento distribuido, la hibridación y la repotenciación del parque existente.

Como ha resumido el presidente, “la rápida respuesta de algunas tecnologías renovables no puede ser un problema sino una ventaja a aprovechar en un sistema eléctrico bien digitalizado”.

Bioenergía y gases renovables: una palanca complementaria

APPA Renovables recuerda que, allí donde la electrificación no resulte técnica o económicamente viable en el corto plazo, la bioenergía y los gases renovables deben acelerar su papel para descarbonizar la industria y el sistema gasista, reduciendo importaciones fósiles y generando actividad en el medio rural vinculada a la gestión de residuos.

Industrialización: convertir la ventaja renovable en ventaja país

El Congreso también sitúa en primer plano la industrialización como oportunidad estratégica. APPA Renovables considera imprescindible revisar la estructura de costes de la electricidad — especialmente los componentes ajenos a la energía— y facilitar contratos a largo plazo entre generadores renovables e industria para asegurar precios estables y competitivos.

El presidente ha defendido que el objetivo país debe ser claro: pasar “de los megavatios a los modelos; de los récords de generación a los récords de competitividad y bienestar”, consolidando un sistema más robusto, justo y con empleo de calidad ligado a la cadena industrial.

La Asociación de Empresas de Energías Renovables, APPA Renovables, es la asociación decana y de referencia de las energías renovables en España. Creada en 1987, la Asociación está integrada por más de 500 empresas y entidades que desarrollan su actividad en el sector de las energías limpias, constituidas en Secciones de las siguientes tecnologías: autoconsumo, biocarburantes, biogás, biomasa, eólica, hidráulica, marina y solar fotovoltaica.

Este es el programa del Congreso para esta tarde.

15.30-16.30

Cómo rentabilizar el almacenamiento en un escenario de baja demanda

Moderado por: Daniel Fernández. Director de RRH, Comunicación, ESG y Regulación, Engie España

Fátima García Señán. Subdirectora General de Almacenamiento y Flexibilidad, MITECO

Carmen López Ocón. Directora de Energías Renovables y Mercado Eléctrico, IDAE

Marcos Valles. Partner Quinto Armónico, Grupo INCOSA

Luis Miguel Álvarez. VP Development Emea & Latam, Matrix Renewables

Luis Castro. Partner, Head of Energy and Energy Transition, Osborne Clarke

16.30-17.30

Hibridación, repotenciación y firmeza del parque renovable

Moderado por: Irene Bartol. Secretaria General, ASEME

Carlos Mínguez. Socio, Andersen Tax & Legal Iberia

Raquel Igualá. Sales Manager Utility Projects Iberia & Italy, GoodWe

José Ángel Castro. Director de Regulación, Magnon Green Energy

17.30-18.30

Nueva regulación del autoconsumo y del almacenamiento distribuido

Moderado por: Patricia Aláez. Responsable de Consultoría, Haz Energía

Daniel Rodríguez del Río. Jefe División Suministro Energético, AENA

Ana López Bilbao. Chief Sales Officer, Eltex solar

Álvaro Ryan. Responsable de Regulación, i-DE

Jose Antonio Blanco. Director de Desarrollo de Negocio, Plug N Play

Jesús Sombrero del Sol. Sales Manager en Distribución para España y Portugal, SMA Ibéric

Mercedes Casado. Head of Wind and PV Development, RWE Renewables Iberia

Rodrigo Álvarez. Director de Desarrollo de Negocio, Statkraft

20.00 horas

Cóctel Congreso. Fortuny Home Club: calle Fortuny, 34

Puedes encontrar aquí, el **Programa completo del IX Congreso Nacional de Energías Renovables**

Artículos relacionados

- Entrevista a Santiago Gómez Ramos, presidente de APPA Renovables: " **Los bombeos hidráulicos deben ser la columna vertebral del almacenamiento en España** " (la fotografía con la que APPA ha ilustrado la portada de su web del Congreso **es esta**)
- España importa más del 80% de la energía que necesita, el El Estudio Macro de las Energías Renovables de APPA, **en 16 titulares**

Toyota teje lazos con proveedores de energía europeos para carga inteligente de vehículos electrificados

- Toyota acelera su estrategia de electrificación con el despliegue de un ecosistema de carga para vehículos en varios mercados europeos.



Carga de un Toyota C-HR.

<https://elperiodicodelaenergia.com/toyota-teje-lazos-con-proveedores-de-energia-europeos-para-carga-intelig...>

Redacción

Miércoles, 10 diciembre 2025

El fabricante busca una experiencia de carga "sencilla e inteligente" al cargarlo en casa, en el trabajo o durante viajes largos

Toyota acelera su estrategia de electrificación con el despliegue de un ecosistema de carga para vehículos en varios mercados europeos , con el objetivo de ofrecer a los conductores de vehículos híbridos enchufables (PHEV) y de eléctricos de batería (BEV) una **experiencia de carga "sencilla e inteligente"** al cargarlo en casa, en el trabajo o durante viajes largos.

Para conseguirlo, Toyota se ha unido a alianzas estratégicas con algunos de los principales **proveedores energéticos europeos** . De este modo, estas colaboraciones combinan la experiencia en movilidad de Toyota con las capacidades del sector energético en términos de flexibilidad, integración de renovables y servicios energéticos digitales.

Los primeros resultados de estas alianzas se podrán ver en el año 2026, con el lanzamiento de Soluciones de Respuesta de la Demanda (DSR) en **Reino Unido** , en colaboración con British Gas, y en **Alemania** , en colaboración con The Mobility House Energy.

Estos servicios de DSR aportarán una serie de ventajas directas a los clientes como un menor gasto energético gracias a la carga inteligente, que se traslada automáticamente a las horas valle, cuando la electricidad es más barata.

Las soluciones de Toyota

Más allá de los beneficios individuales, **estas soluciones ayudan a equilibrar la demanda de electricidad**, reducir el uso de centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles, hacer posible una mayor integración de fuentes renovables como la eólica y la solar, y reducir los costes de ampliación de la red.

Toyota, además, tiene previsto ampliar sus colaboraciones en el ámbito energético a otros países e introducir soluciones más avanzadas, incluida la integración del Vehículo a la red -V2G, Vehicle-to-Grid-. Por ello, los vehículos eléctricos no solo extraerán energía, sino que también la devolverán cuando sea necesario y se convertirán en activos energéticos móviles.

"Esta iniciativa supone un hito clave en el contexto de la estrategia de electrificación de Toyota, y apoya su aspiración de contribuir a una sociedad más sostenible. Al hacer posible una carga más inteligente, flexible y verde, Toyota ayuda a conformar un futuro en que la movilidad y la energía vayan de la mano en beneficio de los clientes, la sociedad y el planeta", ha explicado la vicepresidenta de Economía Circular y Negocio Energético de Toyota en Europa, **Leon Van Der Merwe**.



Bruselas impulsa autopistas energéticas para conectar a España y presiona a París

DESIGNARÁ MEDIADORES PARA LIDIAR CON LAS TRABAS DE PAÍSES COMO FRANCIA/ La Comisión Europea acelerará los permisos para estos proyectos, considerados una prioridad política en el bloque comunitario y que requerirán inversiones por 1,2 billones.

Andrés Stumpf. Bruselas

Coger el toro por los cuernos y hacerlo de forma urgente. Esa es la decisión de la Comisión Europea, que ayer presentó un plan para acelerar los procesos de interconexión del bloque comunitario y acabar con los nudos energéticos que tienen aislada a España, entre otras regiones.

La Comisión Europea, tal y como adelantó en septiembre su presidenta, Ursula von der Leyen, ha designado ocho grandes autopistas energéticas como proyectos prioritarios para mejorar las interconexiones energéticas del bloque. De ellas, dos pasan por España (ver información adjunta).

Bruselas quiere ejercer un mayor control sobre el proceso y coordinar los esfuerzos de los Estados miembros por avanzar hacia una correcta conexión energética. Aunque los países seguirán teniendo soberanía sobre los proyectos que pasen por su territorio, el Ejecutivo comunitario considera que una estrategia más centralizada puede ayudar a desatascar la situación. Por el momento, el 45% de las necesidades de capacidad eléctrica transfronteriza seguirá sin atenderse en 2030 y que muchos países están camino de quedarse lejos del objetivo de interconexión del 15% para esa fecha.

“Ahora mismo estamos haciendo un puzle sin mirar la imagen que viene en la caja. Podemos cambiar eso”, indicó Dan Jørgensen, comisario de Energía y Vivienda de la Comisión Europea. Según los cálculos del Ejecutivo comunitario, una mayor coordinación podría ahorrar 560.000 millones de euros en un proceso que requerirá inversiones por más de 1,2 billones de euros.

De esa cuantía, Bruselas aportará 30.000 millones de euros si logra sacar adelante su nuevo Marco Financiero Plurianual (MFF, por sus siglas en inglés). El resto, tendrá que movilizarse entre los Estados Miembros y, sobre todo, el sector privado creando unas condiciones favorables para que deseen abordarlo.

“Proponemos que la Comisión Europea desarrolle un escenario central para nuestras redes energéticas: identificar qué necesitamos, dónde lo necesitamos y cuándo lo necesitamos”, aseguró Jørgensen, que indicó que “si bien supone dar más poder a la Comisión, es una decisión con la que todos ganarán”.

Una parte muy relevante del plan presentado por la Comisión Europea pasa por la agilización de los permisos para abordar proyectos de interconexión energética. El



La vicepresidenta ejecutiva de la Comisión Europea, Teresa Ribera, y el comisario de Energía y Vivienda, Dan Jørgensen, ayer en Bruselas.

Ejecutivo comunitario fija en su nuevo marco un límite máximo de dos años para conceder la luz verde o de tres en caso de que se trate de proyectos especialmente complejos, lo que acelerará en gran medida la materialización de proyectos.

Según señalan fuentes del sector, los permisos consumen aproximadamente la mitad de todo el tiempo dedicado a la puesta en marcha de

nuevas interconexiones eléctricas en periodos que se alargan entre cinco y diez años de media.

En ese sentido, la Comisión insta a que los países designen lo que denomina como Autoridad Nacional Competente para que se convierta en un punto único de contacto para los promotores de proyectos durante el proceso de concesión de permisos, respondiendo a sus consultas y me-

diando todos los contactos con las autoridades implicadas.

A solicitud de los Estados Miembros, la Comisión puede actuar como facilitadora para apoyar la cooperación entre las autoridades nacionales competentes involucradas en proyectos transfronterizos. Su misión en este ámbito será ofrecer una opinión y hacer recomendaciones sobre aspectos de procedimiento

to en los que puede haber cierto roce que retrasen los proyectos.

Desatascar procesos

El rol más protagonista de la Comisión Europea tiene también como objetivo terminar de desatascar los proyectos de interconexiones energéticas que han quedado en el limbo por falta de apetito político de una o varias partes. Es lo que ha ocurrido



Dos proyectos pasan por España

Dos de las ocho autopistas energéticas que identifica la Comisión como cuellos de botella que se deben desatascar para mejorar las interconexiones en Europa afectan a España. La primera de ellas es la que engloba las infraestructuras de alta tensión que atraviesan el Pirineo través de Navarra y de Aragón para conectar con Francia la red eléctrica española y lograr que, junto con Portugal, deje de ser una isla en el bloque. El otro proyecto es el Corredor del Hidrógeno del Suroeste, que busca conectar Portugal, España, Francia y Alemania con tuberías para el transporte de hidrógeno verde y que abarcaría el hidroduto H2Med que conectará Barcelona con Marsella. La hoja de ruta de la Comisión Europea no contempla el proyecto del golfo de Vizcaya, que ya goza de trato preferente al ser un Proyecto de Interés Común.

con Francia, que durante años ha paralizado gran parte de los intentos españoles de conectarse a la red energética europea. París podrá seguir bloqueando estos proyectos, pero la presión se eleva al considerarlos la Unión Europea una prioridad política y pública. Para lidiar con estas situaciones, el Ejecutivo comunitario podrá nombrar una suerte de figura que actúe como mediador. Este coordinador europeo, como lo denomina la legislación, actuará “cuando un proyecto de interés común o de interés mutuo enfrenta dificultades o retrasos significativos en su implementación”.

Entre sus funciones destacará promover el diálogo entre los promotores y los diferentes Estados Miembros y discutir rutas alternativas si fuera necesario y un ejercicio de asistencia y coordinación para el proyecto. El coordinador se designará por un periodo de hasta un año, renovable dos veces.

“Creo que probablemente no estoy ofendiendo a nadie al decir que a veces Francia ha dudado para tener más interconexiones. Pero incluso un país como Francia podría evitar 40 apagones al año si estuviese más conectada con sus vecinos”, recalcó Jørgensen.



Las eléctricas alertan de que España se queda atrás en la inversión en redes

elEconomista.es MADRID.

Las empresas eléctricas españolas consideran que España se está quedando rezagada en la aplicación de la hoja de ruta comunitaria para invertir en redes eléctricas, el llamado *Paquete de Redes* lanzado por la Comisión Europea para acelerar la electrificación y reforzar la competitividad y la seguridad energética en la Unión Europea, según explican a *Europa Press* en fuentes del sector.

A su juicio, el modelo regulatorio y de planificación vigente en España “no está alineado” con las exigencias de Bruselas y supone “un freno” a la atracción de inversión y a la implantación de nueva industria.

Estas fuentes subrayan que el documento europeo reclama una planificación centralizada pero flexible, inversiones anticipadas y una gestión ágil de las conexiones a la red, mientras que en España el proceso de planificación sigue siendo “exce-

sivamente largo y rígido” y el operador del sistema “no ha ejecutado” todas las inversiones previstas. Además, denuncian la ausencia de un operador independiente y la “escasa coordinación” entre el Gobierno y las comunidades autónomas, lo que, a su juicio, genera conflictos de interés y retrasos en proyectos estratégicos.

Uno de los mayores focos de preocupación es la saturación de la red: de acuerdo con estas fuentes, el 87% de los nudos está ya saturado, lo que

dificulta la llegada de nueva industria y condiciona la electrificación de sectores como el transporte o la vivienda. En 2024, menos del 10% de las solicitudes de conexión a la red de distribución fueron aceptadas, lo que habría dejado sin materializar inversiones por valor de 332.000 millones de euros y retrasado el despliegue de puntos de recarga para vehículos eléctricos.

La Comisión Europea insta a revisar las directrices para promover co-

nexiones “más eficientes y rápidas”, con criterios anticipatorios que permitan adaptar las redes a la futura demanda. En cambio, consideran que el marco retributivo propuesto para la distribución eléctrica en España va “en dirección contraria”: la tasa de retribución planteada, del 6,58%, se sitúa por debajo de la de otros países europeos como Alemania (7,4%) o Irlanda (8,8%), así como de otros sectores regulados en España, lo que desincentiva la inversión.



BlackRock inicia la operación salida de Naturgy al vender un 7,1% valorado en 1.800 millones

La gestora todavía mantendrá un 12% del capital de la compañía energética ► JP Morgan ejecutará una colocación acelerada hasta la apertura del mercado de este jueves

JUAN CRUZ PEÑA
MADRID

BlackRock, la mayor gestora del mundo, anunció ayer a través de un hecho relevante remitido a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), la colocación acelerada del 7,1% de su participación en Naturgy, valorada en el mercado en unos 1.800 millones de euros.

Se trata de un movimiento relevante que tendrá afectación en la gobernanza de la compañía. BlackRock compró la gestora GIP en enero de 2024, con lo que se quedó la participación que tenía en Naturgy del 20%, operación que aprobó el Gobierno con condiciones dado que se trata de una empresa estratégica para la seguridad de suministro en España.

Ya en ese momento se especuló con la posibilidad de que BlackRock redujera su participación en la gasista, en tanto su política de inversión a nivel mundial es atesorar participaciones financieras, menos significativas. Ahora confirma esta apuesta. Por otra parte, el movimiento da un vuelco a la gobernanza de la empresa. BlackRock pasa de ser el segundo mayor accionista al cuarto. Critería seguirá liderando, por delante de CVC e IFM, lo que obligará a recomponer el consejo de administración a corto o medio plazo. Para ello, aún falta despejar la incógnita de quién comprará ese 7%, esto es, si aparece algún accionista fuerte o se atomiza el capital entre inversores institucionales que toman posiciones exclusivamente financieras.

Una de las consecuencias de la desinversión es que BlackRock se queda en alrededor del 12% del capital, lo que permite a Naturgy ganar más liquidez y disponer de un *free float* (o capital flotante, es decir, acciones que están en el mercado) de más del 25%. La firma capitaliza actualmente alrededor de 25.000 millones de euros y



El presidente de Naturgy, Francisco Reynés. ÓSCAR CORRAL

sus títulos se intercambian en el mercado por más de 26 euros a cierre de mercado de este miércoles. La venta del 7,1% de BlackRock será ejecutada por el banco de inversión JP Morgan, a través de una oferta de colocación acelerada entre inversores cualificados de hasta aproximadamente 69 millones de acciones. La venta de las acciones se ejecutó completamente durante este pasado miércoles y la madrugada de hoy jueves. Antes de que abra el mercado, se conocerá el precio definitivo.

Esta venta se produce después de que BlackRock, a través de GIP, acudiera a la autoopa que desplegó la compañía con el objetivo de ganar liquidez y volver a los principales índices de cotización mundiales. La falta de *free float* en el último año tras la entrada en el capital de IFM había lastrado la capitalización de la empresa en el mercado. Fuentes de Naturgy señalan que el aumento de ese capital en Bolsa es uno de los objetivos clave del plan

estratégico 25-27, y que esta operación lo refuerza.

BlackRock entró en el capital de Naturgy después de comprar la gestora GIP, que había entrado en el capital de Naturgy en 2016 tras comprar parte de la participación de Critería Caixa y Repsol por alrededor de 19 euros por acción. Ahora, tras las dividendos cobrados en los últimos años, decide reducir su presencia en la compañía gasista. Esto significa que la venta de este jueves reportará fuertes plusvalías a la gestora estadounidense.

Diferentes propuestas

Este movimiento viene a confirmar los rumores de los últimos años en el mercado, que apuntaban a que tanto GIP como CVC, que cuenta con otro 18% del capital, tenían intención de vender después de casi una década en el capital de la empresa. Naturgy ha explorado en los últimos años diferentes propuestas para dar una salida a sus accionistas. Primero buscó dividir la firma en dos, con el proyecto Géminis, pero no

contaba con el respaldo del Gobierno. Posteriormente, la firma y su principal accionista, CriteríaCaixa, que cuenta con casi el 25% del capital, negociaron con la compañía de Abu Dabi Taqa una posible opa, pero las discrepancias por la gobernanza también descartaron esa opción.

Ahora falta por confirmar qué efectos concretos puede tener en la gobernanza de la compañía la desinversión de BlackRock, que cuenta con dos consejeros dominicales

en el consejo de administración y podría perder uno. Eso podría conllevar el nombramiento de un consejero independiente. La cuestión no es menor. Las intenciones de venta de algunos accionistas está generando que la firma no pueda avanzar en algunos asuntos e incluso se ha podido encontrar con conflictos de interés por las participaciones de estos grandes accionistas en otras compañías. Habrá que ver qué decisión toma la empresa, porque también podría amortizar el puesto en el consejo.

Otro de los accionistas interesados en vender desde hace años es CVC, que suma un 20% junto con Corporación Financiera Alba. El movimiento que ha hecho BlackRock convierte a la gestora liderada por Javier de Jaime en segundo mayor accionista de la empresa, con alrededor del 18% del capital. Otra de las incógnitas que se despejarán antes de la apertura del mercado hoy es quién toma ese 7% de Naturgy. La intención de JP Morgan es colo-

carlo entre inversores cualificados. Si algún comprador supera el 3% del capital tendrá que ser notificado a la CNMV. "Una vez finalizada la oferta, el gestor anunciará los términos finales de la oferta, incluido el precio de venta, mediante un anuncio de información privilegiada", señala BlackRock en su comunicado al supervisor de los mercados.

Más poder para Critería

En cualquier caso, la bajada de participación de la gestora liderada a nivel mundial por Larry Fink refuerza al resto de accionistas. CriteríaCaixa tendrá más poder dentro de la energética. El *holding* liderado por Isidro Fainé busca invertir en empresas estratégicas en las que ejerce una posición de liderazgo. Su objetivo es nutrir de dividendos a la Fundación Bancaria La Caixa, que despliega la obra social.

Con esta desinversión el fondo australiano IFM pasa a ser el tercer mayor accionista de la empresa. El fondo liderado por Jaime Siles lanzó una opa parcial por Naturgy en 2021 y posteriormente ha ido reforzándose en el capital. Su objetivo era tener dos asientos en el consejo de administración y ejercer influencia en la gobernanza de la empresa.

La desinversión de BlackRock se produce en un momento dulce de resultados para la compañía. En los últimos dos años, Naturgy ha registrado resultados récord, con ganancias de alrededor de 2.000 millones cada año. Este 2025 también prevé alcanzar esa cifra. La firma se está viendo impulsada por la mayor contribución de sus centrales de ciclo combinado, que están funcionando muchas más horas desde el apagón del 28 de abril. Su función es dar seguridad de suministro y evitar una nueva desconexión masiva. Eso ha propiciado una subida de su resultado bruto de explotación (ebitda).

La operación permite a la energética elevar al 25% su capital flotante

El precio definitivo se conocerá hoy antes de la apertura de la sesión en Bolsa

El gas TTF marca su nivel más bajo en 20 meses y empuja a los mercados eléctricos europeos a la baja

- El flujo de gas desde Noruega y el suministro abundante de gas natural licuado, así como los pronósticos de temperaturas más suaves, contribuyeron al descenso de los precios en la primera semana de diciembre.



El gas TTF marca su nivel más bajo en 20 meses y empuja a los mercados eléctricos europeos a la baja

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gas-ttf-marca-su-nivel-mas-bajo-en-20-meses-y-empuja-a-los-mercados...>

Aleasoft Energy Forecasting

Miércoles, 10 diciembre 2025

En la primera semana de diciembre, la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos registraron descensos semanales y precios por debajo de 95 €/MWh, con mínimos en Francia, España y Portugal, aunque varios mercados marcaron precios diarios superiores a 100 €/MWh. Además, se alcanzaron récords de producción solar fotovoltaica para un día de diciembre en gran parte los mercados, la mayor producción eólica diaria de diciembre en España en cuatro años y un mínimo de los futuros de gas TTF desde abril de 2024, por debajo de 27 €/MWh.

Producción solar fotovoltaica

En la semana del 1 de diciembre, la **producción solar fotovoltaica** aumentó en el mercado alemán un 8,7% respecto a la semana anterior. En cambio, los mercados de Italia, Francia y la península ibérica acumularon descensos por segunda semana consecutiva. El mercado portugués experimentó la mayor caída, de un 33%, seguido por el descenso del 27% del mercado español. El mercado italiano experimentó la menor reducción, del 17%, mientras que en el francés la producción con esta tecnología bajó un 22%.

A pesar de los descensos, la mayoría de los mercados alcanzaron récords de producción solar fotovoltaica para un día de diciembre de la historia. El lunes 1 de diciembre, los mercados de España, Alemania, Francia y Portugal lograron sus máximos de generación fotovoltaica diaria para un

diciembre, con 117 GWh, 85 GWh, 49 GWh y 14 GWh, respectivamente. Por su parte, el mercado italiano registró su producción solar fotovoltaica más alta para un diciembre, el lunes 8, con 58 GWh.

En la semana del 8 de diciembre, según las previsiones de producción solar de **AleaSoft Energy Forecasting**, la generación solar se recuperará en los mercados de Italia, Alemania y España.

Producción eólica

Durante la primera semana de diciembre, la **producción eólica** aumentó en los mercados de la península ibérica y Francia en comparación con la semana anterior. El mercado portugués registró el mayor incremento, del 56%, seguido por las subidas del 34% en el mercado francés y del 23% en el mercado español. Estos tres mercados encadenaron subidas por segunda semana consecutiva. En cambio, los mercados alemán e italiano registraron caídas del 6,3% y del 29%, respectivamente. Alemania encadenó descensos por segunda semana.

El jueves 4 de diciembre, el mercado español alcanzó la producción eólica diaria más alta para un mes de diciembre en los últimos cuatro años, con 369 GWh de generación.

En la semana del 8 de diciembre, según las previsiones de producción eólica de **AleaSoft Energy Forecasting**, el mercado alemán revertirá la tendencia a la baja y registrará incrementos. Por el contrario, los mercados de la península ibérica, Italia y Francia registrarán descensos en la generación eólica.

Demanda eléctrica

En la primera semana de diciembre, la **demanda eléctrica** aumentó en la mayoría de los principales mercados europeos. El mercado belga registró el mayor incremento, del 6,2%, seguido por el aumento del 0,9% en el mercado británico. Ambos mercados mostraron un cambio de tendencia al alza tras los descensos de la semana anterior. En Alemania, Italia, Portugal y España, los aumentos de la demanda oscilaron entre el 0,2% en el mercado alemán y el 0,6% en el español. Estos cuatro mercados encadenaron incrementos por quinta semana consecutiva. El mercado francés fue la excepción, ya que la demanda bajó un 1,5% y acumuló descensos por segunda semana.

Durante la semana, todos los mercados analizados registraron **temperaturas medias** superiores a las de la semana anterior. Italia y Bélgica anotaron el mayor incremento, de 1,0 °C en ambos casos. En Alemania, Gran Bretaña, España, Francia y Portugal, las temperaturas medias subieron entre 0,2 °C en el mercado alemán y 0,7 °C en el mercado portugués.

Para la segunda semana de diciembre, según las previsiones de demanda de **AleaSoft Energy Forecasting**, la demanda disminuirá en todos los mercados analizados, impulsada en su mayoría por temperaturas menos frías que las de la semana precedente. En los mercados español e italiano, la demanda también disminuirá debido al festivo del lunes 8 de diciembre, Día de la Inmaculada Concepción.

Mercados eléctricos europeos

En la primera semana de diciembre, los precios promedio de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos bajaron respecto a la semana anterior. La excepción fue el **mercado Nord Pool** de los países nórdicos, con un incremento del 20%. El **mercado IPEX** de Italia registró el menor descenso, de 0,4%, mientras que el **mercado EPEX SPOT** de Francia registró la mayor caída porcentual de precios, del 19%. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios bajaron entre el 7,7% del mercado EPEX SPOT de Bélgica y el 12% del mercado EPEX SPOT de los Países Bajos.

En la semana del 1 de diciembre, los promedios semanales fueron inferiores a 95 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron los mercados alemán e italiano, cuyos promedios fueron de 110,97 €/MWh y 126,15 €/MWh, respectivamente. El **mercado MIBEL** de España y Portugal y el mercado francés registraron los menores promedios semanales, de 64,51 €/MWh, 64,51 €/MWh y 64,65 €/MWh, respectivamente. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios estuvieron entre los 73,79 €/MWh del mercado nórdico y los 94,62 €/MWh del mercado neerlandés.

Por lo que respecta a los precios diarios, el mercado francés alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 20,18 €/MWh, el domingo 7 de diciembre. Además del mercado francés, los mercados español y portugués también registraron precios inferiores a 35 €/MWh durante el fin de semana.

Por otra parte, la mayoría de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting** registraron precios superiores a 100 €/MWh en algunas sesiones de la primera semana de diciembre, excepto los mercados español, francés y portugués, así como el **mercado N2EX** del Reino Unido. En el caso del mercado italiano, los precios diarios superaron los 100 €/MWh durante toda la primera semana de diciembre. Sin embargo, el mercado alemán fue el que alcanzó el promedio diario más elevado de la semana, de 164,81 €/MWh, el día 3 de diciembre.

En la semana del 1 de diciembre, el descenso del precio semanal del gas contribuyó a la caída de los precios en los mercados eléctricos europeos. El incremento de la producción eólica en la península ibérica y Francia favoreció que los mercados español, francés y portugués registrasen los promedios semanales más bajos. Además, la demanda bajó en Francia mientras que la producción solar aumentó en Alemania.

Las previsiones de precios de **AleaSoft Energy Forecasting** indican que, en la segunda semana de diciembre, los precios podrían continuar bajando en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos favorecidos por la caída de la demanda. Además, la producción eólica aumentará notablemente en el mercado alemán. En cambio, los precios aumentarán en los mercados español y portugués, influenciados por la caída de la producción eólica en la península ibérica.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 62,45 \$/bbl, el martes 2 de diciembre. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue el más bajo desde el 22 de octubre. Posteriormente, los precios

aumentaron. Como consecuencia, el viernes 5 de diciembre estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 63,75 \$/bbl, el cual fue un 0,9% mayor al del viernes anterior. Sin embargo, tras una caída del 2,0% respecto al viernes, el lunes 8 de diciembre el precio de cierre fue de 62,49 \$/bbl.

Al inicio de diciembre, las conversaciones de paz para Ucrania continuaron ejerciendo su influencia a la baja sobre los precios de los futuros de petróleo Brent. Sin embargo, la falta de avances en las conversaciones, así como los ataques ucranianos a infraestructuras petroleras rusas, contribuyeron al incremento de los precios en las últimas sesiones de la primera semana de diciembre. Además, la creciente tensión entre Estados Unidos y Venezuela, así como la posibilidad de un recorte en las tasas de interés estadounidenses, que podría contribuir al incremento de la demanda, también propiciaron la recuperación de los precios.

Por otra parte, el incremento de la producción iraquí, así como la preocupación por la demanda, contribuyeron a la caída de los precios de petróleo Brent al inicio de la segunda semana de diciembre. En esta semana está prevista la publicación de los informes de la Agencia Internacional de la Energía y de la OPEP+ sobre la evolución de la demanda.

En cuanto a los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month, en la primera semana de diciembre, continuaron la tendencia descendente de la semana anterior. El lunes 1 de diciembre, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 28,23 €/MWh. En cambio, tras una caída del 4,0% respecto al día anterior, el jueves 4 de diciembre estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 27,09 €/MWh. El viernes 5 de diciembre se produjo una ligera recuperación y el precio de cierre fue de 27,27 €/MWh, un 5,4% menor al del viernes anterior.

Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, el precio de cierre del jueves 4 de diciembre fue el más bajo desde el 6 de abril de 2024. Sin embargo, el lunes 8 de diciembre el precio todavía fue menor, de 26,87 €/MWh, aunque se mantuvo por encima del valor registrado el 5 de abril de 2024.

El flujo de gas desde Noruega y el suministro abundante de gas natural licuado, así como los pronósticos de temperaturas más suaves, contribuyeron al descenso de los precios en la primera semana de diciembre. Además, las negociaciones de paz para Ucrania continuaron ejerciendo su influencia a la baja sobre los precios de los futuros de gas TTF.

Por lo que respecta a los precios de cierre de los futuros de **derechos de emisión de CO2** en el **mercado EEX** para el contrato de referencia de diciembre de 2026, se mantuvieron por debajo de 85 €/t durante la primera semana de diciembre. El lunes 1 de diciembre, alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 84,85 €/t. En cambio, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 84,00 €/t, el día 3 de diciembre. El viernes 5 de diciembre, el precio de cierre fue de 84,19 €/t. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue un 1,5% menor al del viernes anterior.

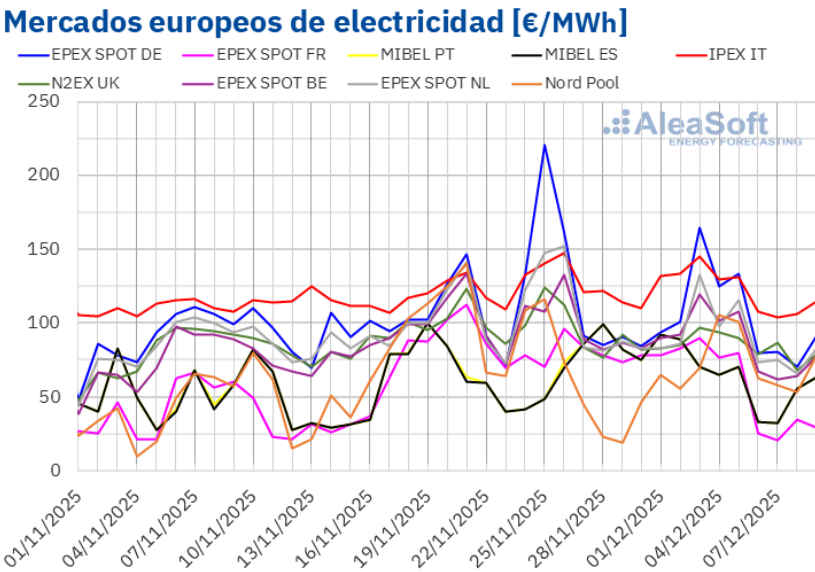
Análisis sobre los avances y perspectivas del quinquenio de las baterías

El jueves, 4 de diciembre, **AleaSoft Energy Forecasting** celebró la edición número 61 de su serie de webinars mensuales. La sesión en español se centró en el balance del primer año del quinquenio de las **baterías** y las perspectivas para los próximos años del quinquenio. Esta sesión contó con la participación de Antonio Hernández García, Partner of Regulated Sectors en **EY** , Jaume Pujol Benet, Partner, Financial Advisory en **Deloitte** , y Oscar Barrero Gil, Partner responsable for Energy Sector en **PwC Spain** . Por otra parte, la sesión en inglés analizó la evolución de los mercados eléctricos europeos durante 2025 y los principales vectores estratégicos de la **transición energética** , tales como las **energías renovables** , la demanda, las **redes** y el **almacenamiento de energía** .

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting** .

El gas TTF marca su nivel más bajo en veinte meses y presiona a la baja a los mercados eléctricos europeos

- En la primera semana de diciembre, la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos registraron descensos semanales y precios por debajo de 95 €/MWh, con mínimos en Francia, España y Portugal, aunque varios mercados marcaron precios diarios superiores a 100 €/MWh.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/10/el-gas-ttf-marca-su-nivel-mas-bajo-en-veinte-meses-y-presiona-a-la-...>
Miércoles, 10 diciembre 2025

En la primera semana de diciembre, la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos registraron descensos semanales y precios por debajo de 95 €/MWh, con mínimos en Francia, España y Portugal, aunque varios mercados marcaron precios diarios superiores a 100 €/MWh. Además, se alcanzaron récords de producción solar fotovoltaica para un día de diciembre en gran parte los mercados, la mayor producción eólica diaria de diciembre en España en cuatro años y un mínimo de los futuros de gas TTF desde abril de 2024, por debajo de 27 €/MWh.

Producción solar fotovoltaica y producción eólica

En la semana del 1 de diciembre, la producción solar fotovoltaica aumentó en el mercado alemán un 8,7% respecto a la semana anterior. En cambio, los mercados de Italia, Francia y la península ibérica acumularon descensos por segunda semana consecutiva. El mercado portugués experimentó la mayor caída, de un 33%, seguido por el descenso del 27% del mercado español. El mercado italiano experimentó la menor reducción, del 17%, mientras que en el francés la producción con esta tecnología bajó un 22%.

A pesar de los descensos, la mayoría de los mercados alcanzaron récords de producción solar fotovoltaica para un día de diciembre de la historia. El lunes 1 de diciembre, los mercados de España, Alemania, Francia y Portugal lograron sus máximos de generación fotovoltaica diaria para un

diciembre, con 117 GWh, 85 GWh, 49 GWh y 14 GWh, respectivamente. Por su parte, el mercado italiano registró su producción solar fotovoltaica más alta para un diciembre, el lunes 8, con 58 GWh.

En la semana del 8 de diciembre, según las previsiones de producción solar de AleaSoft Energy Forecasting, la generación solar se recuperará en los mercados de Italia, Alemania y España.

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

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

Durante la primera semana de diciembre, la producción eólica aumentó en los mercados de la península ibérica y Francia en comparación con la semana anterior. El mercado portugués registró el mayor incremento, del 56%, seguido por las subidas del 34% en el mercado francés y del 23% en el mercado español. Estos tres mercados encadenaron subidas por segunda semana consecutiva. En cambio, los mercados alemán e italiano registraron caídas del 6,3% y del 29%, respectivamente. Alemania encadenó descensos por segunda semana.

El jueves 4 de diciembre, el mercado español alcanzó la producción eólica diaria más alta para un mes de diciembre en los últimos cuatro años, con 369 GWh de generación.

En la semana del 8 de diciembre, según las previsiones de producción eólica de AleaSoft Energy Forecasting, el mercado alemán revertirá la tendencia a la baja y registrará incrementos. Por el contrario, los mercados de la península ibérica, Italia y Francia registrarán descensos en la generación eólica.

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

Demanda eléctrica

En la primera semana de diciembre, la demanda eléctrica aumentó en la mayoría de los principales mercados europeos. El mercado belga registró el mayor incremento, del 6,2%, seguido por el aumento del 0,9% en el mercado británico. Ambos mercados mostraron un cambio de tendencia al alza tras los descensos de la semana anterior. En Alemania, Italia, Portugal y España, los aumentos de la demanda oscilaron entre el 0,2% en el mercado alemán y el 0,6% en el español. Estos cuatro mercados encadenaron incrementos por quinta semana consecutiva. El mercado francés fue la excepción, ya que la demanda bajó un 1,5% y acumuló descensos por segunda semana.

Durante la semana, todos los mercados analizados registraron temperaturas medias superiores a las de la semana anterior. Italia y Bélgica anotaron el mayor incremento, de 1,0 °C en ambos casos. En Alemania, Gran Bretaña, España, Francia y Portugal, las temperaturas medias subieron entre 0,2 °C en el mercado alemán y 0,7 °C en el mercado portugués.

Para la segunda semana de diciembre, según las previsiones de demanda de AleaSoft Energy Forecasting, la demanda disminuirá en todos los mercados analizados, impulsada en su mayoría por

temperaturas menos frías que las de la semana precedente. En los mercados español e italiano, la demanda también disminuirá debido al festivo del lunes 8 de diciembre, Día de la Inmaculada Concepción.

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

Mercados eléctricos europeos

En la primera semana de diciembre, los precios promedio de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos bajaron respecto a la semana anterior. La excepción fue el mercado Nord Pool de los países nórdicos, con un incremento del 20%. El mercado IPEX de Italia registró el menor descenso, de 0,4%, mientras que el mercado EPEX SPOT de Francia registró la mayor caída porcentual de precios, del 19%. En el resto de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting, los precios bajaron entre el 7,7% del mercado EPEX SPOT de Bélgica y el 12% del mercado EPEX SPOT de los Países Bajos.

En la semana del 1 de diciembre, los promedios semanales fueron inferiores a 95 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron los mercados alemán e italiano, cuyos promedios fueron de 110,97 €/MWh y 126,15 €/MWh, respectivamente. El mercado MIBEL de España y Portugal y el mercado francés registraron los menores promedios semanales, de 64,51 €/MWh, 64,51 €/MWh y 64,65 €/MWh, respectivamente. En el resto de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting, los precios estuvieron entre los 73,79 €/MWh del mercado nórdico y los 94,62 €/MWh del mercado neerlandés.

Por lo que respecta a los precios diarios, el mercado francés alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 20,18 €/MWh, el domingo 7 de diciembre. Además del mercado francés, los mercados español y portugués también registraron precios inferiores a 35 €/MWh durante el fin de semana.

Por otra parte, la mayoría de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting registraron precios superiores a 100 €/MWh en algunas sesiones de la primera semana de diciembre, excepto los mercados español, francés y portugués, así como el mercado N2EX del Reino Unido. En el caso del mercado italiano, los precios diarios superaron los 100 €/MWh durante toda la primera semana de diciembre. Sin embargo, el mercado alemán fue el que alcanzó el promedio diario más elevado de la semana, de 164,81 €/MWh, el día 3 de diciembre.

En la semana del 1 de diciembre, el descenso del precio semanal del gas contribuyó a la caída de los precios en los mercados eléctricos europeos. El incremento de la producción eólica en la península ibérica y Francia favoreció que los mercados español, francés y portugués registrasen los promedios semanales más bajos. Además, la demanda bajó en Francia mientras que la producción solar aumentó en Alemania.

Las previsiones de precios de AleaSoft Energy Forecasting indican que, en la segunda semana de diciembre, los precios podrían continuar bajando en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos favorecidos por la caída de la demanda. Además, la producción eólica

aumentará notablemente en el mercado alemán. En cambio, los precios aumentarán en los mercados español y portugués, influenciados por la caída de la producción eólica en la península ibérica.

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

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de petróleo Brent para el Front-Month en el mercado ICE registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 62,45 \$/bbl, el martes 2 de diciembre. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue el más bajo desde el 22 de octubre. Posteriormente, los precios aumentaron. Como consecuencia, el viernes 5 de diciembre estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 63,75 \$/bbl, el cual fue un 0,9% mayor al del viernes anterior. Sin embargo, tras una caída del 2,0% respecto al viernes, el lunes 8 de diciembre el precio de cierre fue de 62,49 \$/bbl.

Al inicio de diciembre, las conversaciones de paz para Ucrania continuaron ejerciendo su influencia a la baja sobre los precios de los futuros de petróleo Brent. Sin embargo, la falta de avances en las conversaciones, así como los ataques ucranianos a infraestructuras petroleras rusas, contribuyeron al incremento de los precios en las últimas sesiones de la primera semana de diciembre. Además, la creciente tensión entre Estados Unidos y Venezuela, así como la posibilidad de un recorte en las tasas de interés estadounidenses, que podría contribuir al incremento de la demanda, también propiciaron la recuperación de los precios.

Por otra parte, el incremento de la producción iraquí, así como la preocupación por la demanda, contribuyeron a la caída de los precios de petróleo Brent al inicio de la segunda semana de diciembre. En esta semana está prevista la publicación de los informes de la Agencia Internacional de la Energía y de la OPEP+ sobre la evolución de la demanda.

En cuanto a los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el Front-Month, en la primera semana de diciembre, continuaron la tendencia descendente de la semana anterior. El lunes 1 de diciembre, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 28,23 €/MWh. En cambio, tras una caída del 4,0% respecto al día anterior, el jueves 4 de diciembre estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 27,09 €/MWh. El viernes 5 de diciembre se produjo una ligera recuperación y el precio de cierre fue de 27,27 €/MWh, un 5,4% menor al del viernes anterior.

Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, el precio de cierre del jueves 4 de diciembre fue el más bajo desde el 6 de abril de 2024. Sin embargo, el lunes 8 de diciembre el precio todavía fue menor, de 26,87 €/MWh, aunque se mantuvo por encima del valor registrado el 5 de abril de 2024.

El flujo de gas desde Noruega y el suministro abundante de gas natural licuado, así como los pronósticos de temperaturas más suaves, contribuyeron al descenso de los precios en la primera semana de diciembre. Además, las negociaciones de paz para Ucrania continuaron ejerciendo su influencia a la baja sobre los precios de los futuros de gas TTF.

Por lo que respecta a los precios de cierre de los futuros de derechos de emisión de CO2 en el mercado EEX para el contrato de referencia de diciembre de 2026, se mantuvieron por debajo de 85 €/t durante la primera semana de diciembre. El lunes 1 de diciembre, alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 84,85 €/t. En cambio, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 84,00 €/t, el día 3 de diciembre. El viernes 5 de diciembre, el precio de cierre fue de 84,19 €/t. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue un 1,5% menor al del viernes anterior.

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

Por AleaSoft Energy Forecasting

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

Popular content

La UE acelerará a la mitad de tiempo la tramitación de los grandes proyectos de infraestructuras energéticas

- La Comisión quiere construir en un periodo máximo de 10 años lo que antes tardaba una década sólo en permisos.



Túnel de a interconexión eléctrica España-Francia por los Pirineos orientales.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-ue-acelerara-a-la-mitad-de-tiempo-la-tramitacion-de-los-grandes-proyec...>

Sandra Acosta

Miércoles, 10 diciembre 2025

La Comisión quiere construir en un periodo máximo de 10 años lo que antes tardaba una década sólo en permisos

La Comisión Europea ha puesto sobre la mesa una reforma estructural que redefine la planificación y ejecución de las infraestructuras energéticas estratégicas para la próxima década. Tanto en la propuesta de regulación sobre infraestructuras transeuropeas de energía como en el marco para acelerar los procedimientos de autorización, Bruselas dibuja un **calendario de diez años** como el periodo clave para construir las redes, interconexiones y sistemas asociados necesarios para cumplir los objetivos climáticos y de seguridad energética.

El enfoque decenal adquiere un papel central en la nueva arquitectura regulatoria. La propuesta **obliga a que todos los grandes proyectos de transmisión eléctrica, hidrógeno y almacenamiento se integren en planes de desarrollo de red con un horizonte de diez años**, elaborados por los operadores europeos ENTSO-E y ENNOH y actualizados de forma periódica. Estos planes serán la columna vertebral de la futura red europea, al identificar desde nuevas líneas de alta tensión hasta corredores *offshore*, pasando por infraestructuras de hidrógeno que deberán estar operativas en la próxima década.

El documento señala que las infraestructuras clave, incluidas las que enlazan Estados miembros entre sí y conectan territorios aislados, deben planificarse de forma **coordinada** y coherente dentro

de ese marco temporal, lo que eleva por primera vez el carácter vinculante de la mirada a diez años.

Reducción significativa de los procesos

Al mismo tiempo, el texto sobre procedimientos de autorización expone que los proyectos energéticos de gran escala requieren actualmente ciclos que alcanzan o superan esos diez años, gran parte consumidos por trámites administrativos. Bruselas reconoce que esta duración es **incompatible con la velocidad de integración de energías renovables** y alerta sobre la urgencia de adaptar los tiempos de la administración a los ritmos de la transición energética.

La reforma introduce medidas para **reducir de forma significativa los procesos nacionales, digitalizar trámites y reforzar a las autoridades competentes**, de modo que los próximos diez años no se conviertan en una sucesión de retrasos que pongan en riesgo la seguridad del suministro o el crecimiento de las renovables.

En este contexto, el papel de las interconexiones cobra especial relevancia. Los anexos de la regulación TEN-E detallan los corredores prioritarios de electricidad, hidrógeno y redes offshore que deben ejecutarse durante el próximo ciclo decenal, entre ellos los destinados a **acabar con el aislamiento energético de regiones como la Península Ibérica, Irlanda o Chipre**, así como los sistemas marítimos del Mar del Norte, Báltico y Mediterráneo destinados a transportar electricidad e hidrógeno generados en alta mar.

Se trata de proyectos que requieren una coordinación estrecha entre países, operadores de red y reguladores, y cuya viabilidad depende directamente de integrar cada infraestructura en los planes de desarrollo de diez años. La Comisión subraya además que todas las infraestructuras seleccionadas como proyectos de interés común o mutuo deberán demostrar su encaje en estos planes decenales y acreditar que pueden completarse dentro de ese horizonte.

Criterios armonizados

El nuevo sistema incorpora **criterios armonizados para evaluar su impacto** transfronterizo, la aportación a los objetivos climáticos y la coherencia con los escenarios energéticos europeos, que también se diseñan para un periodo de diez años. El objetivo es evitar solapamientos, corregir cuellos de botella y priorizar las inversiones imprescindibles para la estabilidad del sistema energético de la Unión.

Bruselas insiste en que la década que viene será determinante. Tanto por la presión para desplegar renovables como por la necesidad de adaptar una red que ya muestra signos de saturación. La propuesta busca que Europa sea capaz de construir en diez años las infraestructuras que antes exigían más de una década solo en permisos, y que al mismo tiempo las grandes interconexiones y corredores energéticos se planifiquen a escala continental con una mirada operativa y estratégica. La Comisión aspira a que este doble enfoque, planificación obligatoria a diez años y procedimientos acelerados de autorización, permita que la red europea avance al ritmo que exige la transición energética.



Un trabajador en el mercado del Ninot de Barcelona, el día 2. MASSIMILIANO MINOCRI

Los expertos de Trabajo recomiendan subir el SMI entre un 3,1% y un 4,7%

Los especialistas proponen que el salario mínimo llegue en 2026 a 1.221 euros brutos mensuales en 14 pagas si está exento de tributación o a 1.240 si aporta al IRPF

EMILIO SÁNCHEZ HIDALGO
Madrid

¿Cuánto debe subir el salario mínimo interprofesional (SMI) para representar el 60% del salario medio neto español en 2026? Esa es la pregunta que el Ministerio de Trabajo lanzó en octubre al equipo de expertos al que, un año más, encargó el informe que sirve de base para la futura negociación con los sindicatos y las patronales, cuando se concretará la cifra definitiva. La propuesta de los expertos, que confirman a EL PAÍS fuentes conocedoras de la decisión, ya está definida. Plantea dos escenarios de incremento: un 3,1%, hasta 1.221 euros brutos al mes en 14 pagas si el SMI, como hasta ahora, no tributa (17.094 euros al año); y un 4,7% hasta 1.240 euros mensuales (17.360 euros anuales) si empieza a aportar al IRPF. Ambos porcentajes superan la evolución de los precios, un 2,7% en el promedio de los últimos 12 meses.

El SMI actual es de 1.184 euros brutos al mes y 16.576 euros anuales, nivel al que llegó tras el incremento de 2025, de 50 euros mensuales y 700 euros al año. Esa fue precisamente la recomendación de los expertos en la banda alta en el último informe, lo que denota la influencia de este documento en la decisión final del ministerio.

En la primera opción (sin tributación) el SMI crecería 37 euros al mes y en la segunda (con IRPF) 56, pero en ese escenario fiscal no toda la subida iría al bolsillo del trabajador. Una parte se destinaría a impuestos, pero la cifra concreta dependerá de la situación del empleado (si tiene hijos, si tiene otras cargas familiares, de la comunidad en la que viva...) y de qué normas fiscales rijan. El ministerio pidió a los expertos estas dos opciones para anticiparse al posible cambio fiscal, tras varios años de tiras y aflojas al respecto con el Ministerio de Hacienda.

El debate sobre la tributación del SMI conecta con el impulso de la prevalencia de este nivel retributivo en la masa salarial española. Es decir, como el salario mínimo ha crecido tanto en los últimos años —un 61% desde 2018, de 736 a 1.184 euros brutos al mes en 14 pagas en 2025— a la par aumenta el volumen de trabajadores que no aportan al IRPF.

En un informe reciente, la Autoridad Independiente de Responsabilidad Fiscal (Aifef) indicó que aprecia una “concentración de trabajadores en torno al nuevo umbral [del SMI] y en los niveles directamente superiores”. Así, mientras que en 2018 el 3,5% de los trabajadores cotizaban por la base mínima —asimilables a los que

perciben el SMI—, en 2023 eran el 7,4%, más del doble. Y los que ganan solo un poco más que el salario mínimo avanzan con más fuerza todavía: en 2018, el 7,9% de los trabajadores cotizaban por el 125% de la base mínima y en 2023 eran el 22,8%.

En la presentación de la comisión de expertos, que celebró su primera reunión el 1 de octubre, la ministra de Trabajo dijo que en su opinión el SMI no debería tributar, que la reforma fiscal debería empezar por “los de arriba”, pero a la vez concedió que esa no es competencia de su ministerio. Dijo claro que la decisión es de la ministra María Jesús Montero. “Será Hacienda la que decida”, dijo Díaz. De momento, el Ministerio de Hacienda no ha aclarado si este año apuesta por que el SMI tribute o no, aunque los últimos ejercicios ha defendido que lo haga.

Los sindicatos también apoyan la tributación: creen que ha llegado el momento de que el SMI empiece a aportar al IRPF. Hace dos semanas, UGT y CC OO anunciaron que propondrán un incremento del salario mínimo del 7,5%, hasta 1.273 euros brutos al mes repartidos en 14 pagas (89 euros más al mes que ahora). Según los cálculos de los sindicatos, si la menor retribución posible deja de estar exenta de IRPF, pa-

ra seguir suponiendo el 60% del salario medio neto debería subir ese 7,5%.

La patronal no entra en el debate sobre la tributación, pero, como los sindicatos, ha especificado cuánto cree que debería subir el salario mínimo en 2026. El comité ejecutivo de CEOE aprobó el martes proponer un alza del 1,5%, muy por debajo de la inflación. El Ministerio de Trabajo considera esta propuesta empresarial “poco rigurosa” y los sindicatos la catalogan como “ridícula”. “Una propuesta de subida que está incluso por debajo de la inflación, sinceramente creo que no se puede ni contemplar”, dijo ayer en Bilbao el líder de CC OO, Unai Sordo. La oferta también ha sido desechada desde UGT.

Estos dos sindicatos, los más representativos de España, han

La cifra dependerá de la situación del empleado y de normas fiscales

CC OO y UGT han respaldado los seis incrementos impulsados por Díaz

respaldado los seis incrementos del salario mínimo que ha impulsado Yolanda Díaz desde que es la responsable de Trabajo. La patronal solo apoyó el primero, el que elevó la cifra a 950 euros.

Sin el Parlamento

Esta medida saldrá adelante pese a la precariedad parlamentaria del Gobierno. Al no tener rango de ley, el Ejecutivo tiene la potestad de elevar el suelo salarial sin el visto bueno del Parlamento.

El Ministerio de Trabajo indica que tampoco necesita al Congreso para limitar la capacidad de las empresas para compensar la subida del SMI mediante la absorción de complementos. Hay compañías que eliminan plusones para atenuar el impacto de la subida del salario mínimo, de manera que el empleado no nota el incremento. Los sindicatos han dicho que no pactarán la subida del SMI si esta posibilidad no se elimina por decreto, incluso condicionaron el apoyo al anterior aumento a esta modificación. Las patronales plantean todo lo contrario: condicionan su propuesta de subida del 1,5% a que Trabajo no cambie el esquema actual.

El informe de los expertos está casi terminado, pero aún quedan algunos detalles. Lo que está decidido al 100%, según fuentes conocedoras, son las cifras propuestas de incremento en cada escenario. Los integrantes de la comisión de este año son Begonia Cueto (relatora), Elena Bárcena, Javier Muñoz, Luis Ayala, Alberto del Pozo, Libertad González, Rafael Muñoz, José Ignacio Pérez, César Veloso, Luis Zarapuz, Mariña Fernández y Antonio García. Algunos son especialistas universitarios, otros de los sindicatos y también hay representantes del Gobierno.

Los empresarios, voluntariamente, no participan en el comité de expertos y vienen cuestionando sus recomendaciones. Este grupo de trabajo también hizo una recomendación para los incrementos de 2025, 2023 y 2022, pero no en 2024. Este será el cuarto informe de los especialistas.

La fuerte subida del salario mínimo en España desde 2018, del 61%, ha superado en unos 40 puntos al avance de los precios. En paralelo, y de la mano de un ciclo económico expansivo, la tasa de paro ha caído de forma sostenida, la de empleo ha crecido ligeramente y la desigualdad salarial se ha atenuado. Se registran moderados frenos en la potencial creación de puestos de trabajo, pero la mayoría de analistas coinciden al señalar que las alzas del SMI han traído más consecuencias positivas que negativas.

Según las estimaciones del Gobierno, el último incremento del salario mínimo benefició a 2,4 millones de personas, el 66% de ellas mujeres y el 27%, jóvenes de entre 16 y 24 años. Por ramas de actividad, según los cálculos del Gobierno, el 31% de las personas beneficiarias trabajaba en el campo, pese a que su peso real en el mercado laboral es del 3,5%.



Una Reserva Federal dividida rebaja los tipos 0,25 puntos por miedo al deterioro laboral

La Fed sugiere que se tomará un respiro en la bajada de tipos en EE UU: "Nuestra posición actual nos permite esperar y observar cómo evoluciona la economía a partir de ahora", dice Powell

JESÚS SÉRVULO GONZÁLEZ
WASHINGTON

En una reunión tensa e inusualmente dividida, la Reserva Federal de Estados Unidos, decidió ayer rebajar los tipos de interés en 0,25 puntos hasta un rango de entre el 3,5% y el 3,75%. Se trata de la tercera rebaja consecutiva del precio del dinero desde septiembre porque los temores por el deterioro del mercado de trabajo pesan más que el miedo a un repunte de la inflación.

"Creemos que nuestra posición actual nos permite esperar y observar cómo evoluciona la economía a partir de ahora", manifestó Jerome Powell, el presidente de la Reserva Federal, en una clara alusión a una pausa en la rebaja de tipos. "Esa es nuestra expectativa, pero comenzaremos a ver los datos, y estos nos dirán si teníamos razón o no", ha abundado con ese barniz de cautela de los banqueros centrales para no pillarse los dedos.

"La Fed busca alcanzar el máximo empleo y llevar la inflación a una tasa del 2% a largo plazo. La incertidumbre sobre las perspectivas económicas sigue siendo elevada. El comité está atento a los riesgos para ambos lados de su doble mandato y considera que los riesgos a la baja para el empleo aumentaron en los últimos meses", explicó el organismo a través de una nota para justificar la decisión.

Powell tuvo que esforzarse para apaciguar las aguas y lograr un consenso que permita ahondar en la rebaja de tipos y minimizar las discrepancias. La decisión contó con tres votos disconformes: el vicepresidente Stephen Miran, el caballo de Troya de Trump en la Fed, apostó por rebajar los tipos en 0,5 puntos. Por el contrario, el presidente de la Reserva Federal de Chicago, Austan Goolsbee;

y el gobernador de la Fed regional de Kansas, Jeffrey Schmid, votaron por detener la reducción del precio del dinero.

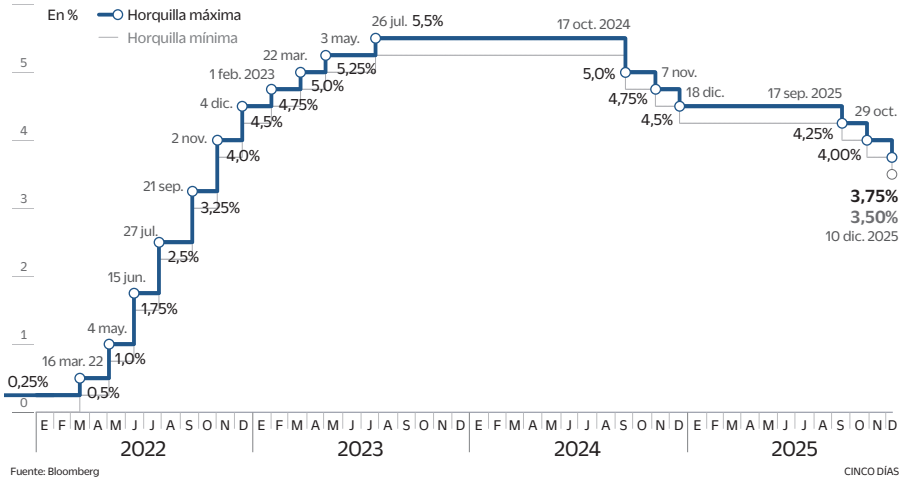
"Curiosamente, todos los presentes en la reunión del FOMC coinciden en que la inflación es demasiado alta y que queremos que baje. Y también coinciden en que el mercado laboral se ha debilitado y que existe un riesgo adicional. Todos están de acuerdo en eso", apuntó el presidente de la Fed. "La diferencia radica", continuó, "en cómo se ponderan esos riesgos, cómo se presenta el pronóstico y, en última instancia, dónde se considera que reside el mayor riesgo. Es muy inusual que haya tensión entre las dos partes del mandato, y cuando la hay, esto es lo que cabe esperar, y de hecho lo estamos viendo", añadió.

Hoja de ruta

La última reunión del año también arroja nuevas previsiones económicas y ofrece algunas pistas sobre la hoja de ruta del organismo para 2026. El organismo mejora sus perspectivas económicas para el próximo año y solo espera una rebaja de tipos a lo largo del ejercicio. La institución calcula que la economía estadounidense avanzará un 2,3% en 2026, cinco décimas más de lo que lo esperado en septiembre. Los nuevos pronósticos indican que la tasa de desempleo se mantendrá estable en torno al 4,4% y la inflación se reducirá paulatinamente al 2,4%, dos décimas menos que el cálculo de hace dos meses.

"Aunque los datos oficiales de empleo de octubre y noviembre están retrasados, la evidencia disponible sugiere que tanto los despidos como las contrataciones se mantienen bajos, y que tanto la percepción de los hogares sobre la disponibilidad de empleo como la percepción de las empre-

Tipos de interés de la Fed



El organismo mejora sus perspectivas económicas para el próximo año

La inflación persistente no termina de bajar al objetivo del 2%

sas sobre la dificultad para contratar personal continúan disminuyendo", ha manifestado Jerome Powell durante la comparecencia ante la prensa para explicar la decisión.

Tras la decisión de la Fed, el euro se revalorizó un 0,4% respecto al dólar hasta intercambiarse por 1,167 billetes verdes y Wall Street se anotó una ligera subida. El índice industrial S&P 500 subió un 0,3% a media sesión.

Powell explicó que la Fed también ha acordado iniciar la compra de letras del Tesoro para mantener la liquidez en el mercado, que había visto como subía la presión tras la rápida reducción del balance del Banco Central. "La Fed comenzará las compras a un ritmo de 40.000 millones de dólares en el primer mes y podrían mantenerlo elevado durante algunos meses para aliviar las presiones a corto plazo previstas en el mercado monetario", explicó el gobernador.

La Fed vive una época convulsa. Por un lado, sufre ataques a su independencia ante el acoso del presidente de Estados Unidos, Donald

Trump, al responsable de la institución monetaria, Jerome Powell, al que acusa de ser lento en la reducción de los tipos de interés. Trump ha insultado y hostigado al presidente de la Fed, del que ha pedido su dimisión. Y ha colocado a un par de sus peones en el seno del banco central para forzar rebajas más pronunciadas. El movimiento del republicano ha agudizado la falta de consenso y la división interna en el seno de la Reserva Federal.

Fuerzas contrapuestas

Por otro lado, la institución está en una difícil tesitura. Tiene que decidir entre dos fuerzas contrapuestas: una inflación persistente que no termina de bajar al objetivo del 2% y un mercado laboral que muestra síntomas de debilidad.

La agresiva política arancelaria de Trump no ayuda a dar visibilidad a una economía que, pese a todo, crece a buen ritmo, pero que deja algunas incógnitas. Los economistas empiezan a hablar de un crecimiento en forma de K. En el que las deslumbrantes inversiones del sector

tecnológico en inteligencia artificial (IA), junto con el auge de los mercados, con récords en Bolsa, pueden estar ocultando otra cara de la economía con problemas.

La inflación, además, no termina de aflojar, con tensión creciente en los precios energéticos. El último dato oficial hasta ahora mostró un ligero repunte hasta el 3%, con una tendencia que lo aleja del ansiado 2%, que la Fed tiene como objetivo. Powell ha explicado que considera que "los efectos de los aranceles sobre la inflación serán relativamente transitorios, lo que se traducirá en un cambio único en el nivel de precios" y en una moderación paulatina.

En medio de esta situación, La Administración Trump se apresura para nombrar un sustituto para Powell, cuyo mandato termina en mayo. El presidente asegura que ya tiene una terna de candidatos, entre los que destacan Kevin Hassett, director del Consejo Económico Nacional de la Casa Blanca, y Kevin Warsh, exgobernador de la Reserva Federal.



La subida del salario mínimo para cubrir el IPC cuesta 1.500 millones

PARA 2026/ A falta de la propuesta de Trabajo una vez se conozca la recomendación de la Comisión Asesora, solo el incremento con la inflación supondrá un fuerte aumento de costes para las empresas.

Gonzalo D. Velarde, Madrid

A expensas de que la Comisión Asesora de expertos convocada por el Ministerio de Trabajo revele las conclusiones con la recomendación para la subida del salario mínimo interprofesional (SMI) en 2026, ya se puede descontar cuál será el efecto para el tejido productivo. Un nuevo incremento de los costes laborales, que tal y como advierten los empresarios recaerá sobre unos pocos sectores en los que se concentra el mayor volumen de trabajadores afectados por el sueldo mínimo marcado por ley.

Uno de los elementos que el departamento de la vicepresidenta Yolanda Díaz ha trasladado a la Comisión Asesora a la hora de abordar la subida del salario mínimo es tener en cuenta el avance de la inflación, de forma que las rentas más bajas no pierdan poder adquisitivo. De hecho, es uno de los puntos que debe tener en cuenta el Ejecutivo a la hora de establecer la actualización anual, según recoge el Estatuto de los Trabajadores –además de la productividad media nacional alcanzada, el incremento de la participación del trabajo en la renta nacional y la coyuntura económica general–.

Y aunque el mandato es que la revalorización conserve la equivalencia del 60% del sueldo medio neto en España, uno de los aspectos que parece claro es que la horquilla de subida respetará también el suelo del IPC. Además, esta es una de las exigencias mínimas que ponen sobre la mesa los sindicatos UGT y CCOO para suscribir un acuerdo con el Ministerio de Trabajo.

Según calcula CEOE, cada punto de subida del salario mínimo tiene un coste bruto para las empresas –es decir, coste salarial más cotizaciones– de 575 millones de euros. Por lo que una subida para 2026 que sirva solo para cubrir la inflación, algo que parece probable, tendría un coste para los empleadores de 1.552 millones de euros, tomando como referencia un IPC medio del 2,7% para el conjunto del año.

Y aun a falta de una propuesta de subida del salario mínimo por parte del Gobierno, que elevará una vez que se conozcan las conclusiones de la Comisión Asesora –fuentes del Ejecutivo aseguran que los expertos están culminando ya su informe final– y tras haber realizado las consultas preceptivas con los agentes sociales, parece claro que la subida se situará entre sendos planteamientos que ya han hecho públicos tanto CEOE y Cepyme como UGT y CCOO.



La vicepresidenta y ministra de Trabajo, Yolanda Díaz.

mientos que ya han hecho públicos tanto CEOE y Cepyme como UGT y CCOO.

En primer lugar, la subida que ofrece la patronal del 1,5% para alcanzar un salario mínimo de 1.202 euros mensuales en catorce pagas (16.824 euros brutos anuales), tendría un coste para el tejido empresarial de 862 millones de euros. Mientras que la propuesta de



El presidente de CEOE, Antonio Garamendi.

UGT y CCOO, de una subida del salario mínimo del 7,5% hasta los 1.273 euros brutos al mes en catorce pagas (17.822 euros anuales) acarrearía un coste para los empresarios de 4.312 millones de euros.

En cualquier caso, advierten las organizaciones empresariales dirigidas por Antonio Garamendi y Ángela de Miguel, este impacto económico

recaería directamente sobre un pequeño número de sectores y con una composición de pequeña o mediana empresa. Estos son, el sector primario (agricultura, ganadería y pesca) y los sectores de cuidados y empleo del hogar. En muchos de estos casos, además, el coste lo asumirían los hogares como empleadores de personal doméstica. En caso del empleo

El alza del 1,5% de CEOE costaría 862 millones y el 7,5% de los sindicatos más de 4.000 millones

del hogar, se estima que los hogares asumirían un 15% del coste total.

“Más que generosa”

En este punto, tras haber hecho pública su propuesta CEOE y Cepyme, Antonio Garamendi defendió ayer que la subida del 1,5% es “más que generosa”. Punto en el que líder de la patronal cuestiona los baremos que están utilizando los expertos convocados por el Ministerio para elaborar la recomendación. Cabe recordar que los técnicos de CEOE defienden utilizar las últimas estadísticas salariales que ofrece la Encuesta de Población Activa del INE y no los referentes a la Encuesta de Estructura Salarial, cuyas últimas cifras datan de 2023.

“Lo que no me vale es decir, como es sin impuestos, entonces la subida es del 8%, el 7% o el 6%, porque lo van a pagar las empresas, especialmente las pequeñas y esas que están perdiendo el empleo”, advertía Garamendi en relación a la propuesta de UGT y CCOO.

En este sentido, el secretario general de CCOO, Unai Sordo, calificó ayer de “ridícula” la propuesta de la patronal, emplazando al Gobierno a llevar a cabo una “subida contundente” y eliminar la compensación por complementos.