



Resumen de prensa 08/01/2026

8/1/2026

Índice

UNEF

Alusín idea una máquina que calienta agua industrial con el sol «a coste cero»	4
Alusín Solar y Táctica desarrollarán una máquina que producirá agua caliente a coste cero para la industria	5
César Gimeno Alcalá: "Canarias en un territorio idóneo para el desarrollo de la energía solar"	7
El Gobierno del PP , de Rajoy en siete años subió el IVA del 18 al 21 por ciento , impuso un impuesto al sol y a la lotería el 20 por ciento, congeló una actualización de pensiones	9

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

AESAH colaborará con el Gobierno de Castilla-La Mancha para impulsar la transición energética de las viviendas	10
Baleares adjudica un proyecto fotovoltaico de 3,2 MW y 13 puntos de recarga en el Parc Bit	12
Écija licita instalaciones fotovoltaicas por 2 MW para el bombeo municipal	15
El auge de la energía solar mantiene estable la cuota de electricidad renovable de Alemania en 2025	17
El Canal de Isabel II aumenta un 4% su producción eléctrica y abastece el 80% de su demanda	19
El IMDEA Energía trabaja en la digitalización de plantas solares junto al IMDEA Networks	21
El Valle de Elorz apuesta por la energía limpia con Audax Renovables	23
Iberdrola pone en marcha una planta fotovoltaica de 65 MW en Alemania que suministrará energía a Salzgitter	25
La fotovoltaica alcanzó el 12,5% del mix de generación de la UE en 2025	27

LAS RENOVABLES

El «modo reforzado» condena los planes verdes del Gobierno al subir las emisiones	29
La UE apercibe a Bélgica por tramitar pleitos contra España por el recorte a las renovables	30
El Gobierno moviliza 200 millones para renovables en puertos	31
El Ejecutivo inyecta 212 millones de euros en los puertos del Estado para su adaptación "eólica"	32
El Gobierno lanza 212 millones en ayudas para adaptar los puertos al despliegue de las renovables marinas	36
Transición Ecológica convoca 1.461 millones en ayudas europeas	39
Las medidas antiapagones reducen el peso de las renovables	40
Béjar lanza con USS y OPTrust el mayor plan de baterías	41
Nordex comienza el año con contratos que suman más de un 'giga' de capacidad	42
BRUC cierra 2025 con casi dos mil megavatios en operación	43

Bruc cierra el año con 1.963 MW en operación e inicia la hibridación de sus plantas con baterías	45
¿Habría que pagar una renta al habitante de lo rural por acoger parques renovables en su territorio?	47
Andrés Rodríguez, presidente de Profeca: "El sector de las instalaciones ofrece una oportunidad de futuro real"	52
El Gobierno eleva al 14% el objetivo de biocarburantes y otros renovables en transporte	56
El precio de la electricidad en España subió un 4,2% en 2025	57
España cierra el año con una cuota del 55,5% renovable del mix eléctrico	60
España supera los 600.000 coches eléctricos e híbridos enchufables tras el subidón de 2025	63
Estratégica para la Descarbonización y estratégica para la Soberanía Energética	65
GasN2: Innovación y compromiso con la sostenibilidad	68
Greenvolt traspasa a Engie un parque eólico de 253 MW en Rumanía respaldado por un CfD a 15 años	71
Las bajas temperaturas y el gas impulsan los precios en los principales mercados eléctricos europeos en la primera semana de enero	73
Matrix Renewables entra en el mercado británico con un sistema de almacenamiento de 1 GWh adjudicado a Tesla	77
MITECO impulsa el almacenamiento energético con 908 millones en ayudas a proyectos a gran escala y bombeo innovador	79
Nuevas ayudas por 312 millones para sustituir combustibles fósiles en cogeneración y residuos, impulsar redes de calor y frío renovables y adaptar puertos a renovables marinas	82
Ørsted, más allá de la demanda contra la administración Trump	85
Óscar Balseiro Roig, secretario general de Protermosolar Energía termosolar: el valor de la estabilidad y el almacenamiento	88
Polonia pone la red a punto para la energía eólica marina	90
Reganosa debuta en la generación renovable propia con la adquisición de tres centrales hidráulicas en Aragón	92
Uruguay mantiene el pulso renovable: 98% de generación limpia en 2025	94

LAS OTRAS ENERGÍAS

La gala RTE apunta a REE con el apagón: no tenía medios para la sobretensión	96
Iberdrola firma un acuerdo por 15 años con una acerera alemana	97
Arcelor tendrá 18 años de energía nuclear de EDF para su acero	98
Andimat reclama mayor ambición para mejorar el confort y la eficiencia energética de las viviendas	99
Iberdrola, Endesa y Naturgy tiran al alza de las emisiones de CO2 en España	101
Repsol y Venezuela: una relación energética que resiste al tiempo y a las sanciones	105

LA ECONOMÍA

Cuerpo adelanta que el PIB aceleró su crecimiento al 1% en el inicio de 2026	108
El Gobierno propone subir el salario mínimo un 3,1%, hasta los 1.221 euros	109
ERC arranca a Sánchez 5.000 millones más para Cataluña a cambio de apoyo	111



Proyectos innovadores «made in Avilés»

Alusín idea una máquina que calienta agua industrial con el sol «a coste cero»

La compañía avilesina se alía con la ingeniería Táctica para atender reclamaciones de sectores como la alimentación, la cerámica o la siderurgia

SAÚL FERNÁNDEZ
Avilés

El Principado de Asturias, a través de la agencia Sekuens, está detrás del proyecto Mix-PTH que promueve la alianza establecida entre la metalúrgica Alusín Solar y la ingeniería Táctica Desarrollo Industrial –a cuyo frente está José Luis Suárez–, que es proveedor de servicios de la empresa avilesina desde que se fundó la primera de las dos sociedades.

«Estar detrás» significa que la administración regional ha concedido una subvención de más de 51.000 euros –lo ha hecho este pasado día 31– para desarrollar una máquina que, «utilizando el sol» va «a producir agua caliente a coste cero». Esto significa que «se van a optimizar bombas de calor para conseguir líquidos calientes que se van a utilizar en secaderos de pieles, de alimentación, de madera y cerámica», destacó Javier Fernández-Font, que es el director general de Alusín Solar y de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), la patronal del sector.

Explican en Alusín que la transición hacia la neutralidad de carbono «exige una reducción significativa de las emisiones derivadas de la combustión empleada en el suministro de calor de proce-



José Luis Suárez y Javier Fernández-Font, en una feria tecnológica.

so», es decir, precisa «dejar a un lado o reducir completamente» el gasto de combustibles de hidrocarburos.

El agua caliente industrial es un producto comercial con usos particularmente señalados en la industria alimentaria (la pasteurización, esterilización...), pero también en la limpieza industrial, en la industria textil (planchado),

en la metalúrgica (decapado). Además, puede ser fuente de generación de energía transformando esa agua en vapor.

En este contexto, la energía solar se presenta como una alternativa clave: se basa en una fuente «renovable, abundante, gratis y ampliamente disponible», apuntó Fernández-Font.

O sea, Alusín Solar y Táctica

van a desarrollar –de aquí a finales del próximo año 2027– un proyecto que tiene que convertirse en una máquina cuyos cálculos los servirá la ingeniería mientras que su manufactura está previsto que se desarrolle en los talleres con los que la compañía que dirige Fernández-Font cuenta en el Parque Empresarial del Principado de Asturias (PEPA). ■

Alusín Solar y Táctica desarrollarán una máquina que producirá agua caliente a coste cero para la industria

- La compañía avilesina se alía con la ingeniería Táctica para atender reclamaciones de sectores como la alimentación, la cerámica o la siderurgia



José Luis Suárez y Javier Fernández-Font, en una feria tecnológica.

Industria, Agua, ingeniería, empresas

<https://www.lne.es/aviles/2026/01/08/alusin-solar-tactica-desarrollaran-maquina-125463882.html>



Saúl Fernández

Jueves, 08 enero 2026

El Principado de Asturias, a través de la agencia Sekuens, está detrás del proyecto Mix-PTH que promueve la alianza establecida entre la metalúrgica Alusín Solar y la ingeniería Táctica Desarrollo Industrial –a cuyo frente está José Luis Suárez–, que es proveedor de servicios de la empresa avilesina desde que se fundó la primera de las dos sociedades.

"Estar detrás" significa que la administración regional ha concedido una subvención de más de 51.000 euros –lo ha hecho este pasado día 31– para desarrollar una máquina que, "utilizando el sol" va "a producir agua caliente a coste cero". Esto significa que "se van a optimizar bombas de calor para conseguir líquidos calientes que se van a utilizar en secaderos de pieles, de alimentación, de madera y cerámica", destacó Javier Fernández-Font, que es el director general de Alusín Solar y de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), la patronal del sector.

Explican en Alusín que la transición hacia la neutralidad de carbono "exige una reducción significativa de las emisiones derivadas de la combustión empleada en el suministro de calor de proceso", es decir, precisa "dejar a un lado o reducir completamente" el gasto de combustibles de hidrocarburos.

El agua caliente industrial es un producto comercial con usos particularmente señalados en la industria alimentaria (la pasteurización, esterilización...), pero también en la limpieza industrial, en la

industria textil (planchado), en la metalúrgica (decapado). Además, puede ser fuente de generación de energía transformando esa agua en vapor.

En este contexto, la energía solar se presenta como una alternativa clave: se basa en una fuente "renovable, abundante, gratis y ampliamente disponible", apuntó Fernández-Font.

O sea, Alusín Solar y Táctica van a desarrollar –de aquí a finales del próximo año 2027– un proyecto que tiene que convertirse en una máquina cuyos cálculos los servirá la ingeniería mientras que su manufactura está previsto que se desarrolle en los talleres con los que la compañía que dirige Fernández-Font cuenta en el Parque Empresarial del Principado de Asturias (PEPA). Además de reducir las emisiones de gases contaminantes, la tecnología desarrollada va a mejorar la eficiencia energética global y disminuir la dependencia de combustibles fósiles, según empujan las directivas de la Agenda 2030 de la Unión Europea (UE).

Y esto es así porque la máquina que proyectan Alusín y Táctica "es de carácter modular y se basa en una captación solar híbrida que permite proporcionar, según las necesidades, vapor de agua o aire a alta temperatura para su uso en procesos industriales". El mercado de estas máquinas, señala Fernández-Font, es tan amplio como para desarrollar a lo largo de este próximo año y medio. "Es un proyecto de largo recorrido para lo que es costumbre entre nosotros", destaca el director general de la compañía.

Dice Fernández-Font que la necesidad de transformar **"el modelo actual de obtención de energía térmica en la industria abre nuevas oportunidades para la investigación y el desarrollo de tecnologías de bombas de calor, especialmente cuando se integran con fuentes de energía renovables y sostenibles como la solar"**. En este sentido, reconoce, se ha identificado "un elevado potencial en el desarrollo de bombas de calor innovadoras hibridadas con energía solar, capaces de utilizar un fluido a baja temperatura como fuente térmica y, mediante un ciclo termodinámico adecuado, elevar el nivel térmico del refrigerante hasta alcanzar temperaturas útiles para procesos industriales".

La consejería de Ciencia, Industria y Empleo, a través de la Agencia Sekuens, concedió 5,5 millones para apoyar el desarrollo de 88 proyectos de I+D+i impulsados por otras tantas empresas asturianas, muchos de ellos vinculados a la aplicación y usos de la Inteligencia Artificial (IA), el mantenimiento predictivo o el aprendizaje profundo (deep learning).

El capital concedido procede del propio presupuesto de la Agencia Sekuens y está cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).

Las actuaciones subvencionadas las han promovido 86 empresas y movilizarán 14,7 millones de inversión privada. Esto supone que por cada euro de aportación pública se van a impulsar cerca de tres de inversión en pymes y grandes empresas, lo que pone de manifiesto la capacidad tractora de estas ayudas en la innovación del tejido productivo regional.

La convocatoria tiene como objetivo impulsar proyectos de investigación industrial, desarrollo experimental y estudios de viabilidad alineados con las prioridades de la Estrategia Regional de Especialización Inteligente S3, que busca mejorar la competitividad y la diversificación económica de Asturias.

César Gimeno Alcalá: “Canarias en un territorio idóneo para el desarrollo de la energía solar”

● César Gimeno Alcalá, CEO y socio fundador de IASOL y delegado de UNEF en Aragón.



César Gimeno Alcalá, CEO y socio fundador de IASOL y delegado de UNEF en Aragón.

Canarias,energía solar,empresas,Trabajo,energía

<https://www.diariodeibiza.es/economia/2026/01/07/cesar-gimeno-alcala-canarias-territorio-bc-125437498.html>

Diario de Ibiza

Miércoles, 07 enero 2026

—¿Por qué eligieron expandirse a Canarias?

Viví una temporada en Chile, que fue el primer país del mundo donde la energía solar resultó rentable sin necesidad de ningún tipo de subvención, compitiendo directamente en el mercado. En 2018 entendí que Canarias podía presentar un escenario muy similar. Las características del archipiélago —una generación energética mayoritariamente fósil, sistemas eléctricos aislados sin interconexión con el continente ni casi entre islas, y un excelente recurso solar— convierten a Canarias en un territorio idóneo para el desarrollo de la energía solar. Todo ello me llevó a identificar una gran oportunidad para establecernos y desarrollar proyectos en las islas.

—¿Qué oportunidades podría presentar Canarias como hub empresarial o de inversión?

Actualmente, el porcentaje de energía renovable sobre la energía primaria en Canarias está por debajo del 10 %, muy lejos del objetivo del 20 % fijado para 2030 en el PTECan 2030 y claramente por debajo de la media nacional. Esto evidencia una oportunidad muy relevante en el sector de las energías renovables.

Además, Canarias presenta unas características únicas por su condición de archipiélago volcánico, con grandes relieves próximos al mar y particularidades geológicas que hacen que el desarrollo de

proyectos energéticos sea diferente al del continente. A todo ello se suma un marco fiscal atractivo que favorece la inversión.

—¿Podría compartir un caso específico de éxito que hayan alcanzado gracias a estar en Canarias?

Canarias ha sido el lugar donde hemos desarrollado nuestro primer proyecto como constructores de parques solares para Iberdrola. El resultado ha sido muy satisfactorio y el cliente ha quedado especialmente contento con nuestro trabajo, lo que nos ha permitido ser invitados a participar en licitaciones en otros países, como Italia, donde actualmente estamos involucrados en procesos similares.

—¿Qué impacto ha tenido estar allí en cuanto a crecimiento, ingresos o proyección internacional para ustedes?

Desde la creación de IASOL Canarias, el peso del archipiélago en la facturación del grupo ha ido creciendo de forma sostenida, situándose actualmente en torno al 10 % del total. En estos momentos estamos analizando proyectos solares en el norte de África y nuestro objetivo es que IASOL Canarias se convierta en la plataforma desde la que atendamos estos nuevos mercados internacionales.

—¿Qué consejos le darían a otras empresas que estén considerando expandirse a Canarias?

Desde un punto de vista estratégico, les recomendaría estudiar en profundidad las particularidades de su negocio en Canarias, apoyarse en un buen equipo local y tener paciencia, ya que la coordinación entre el Gobierno de Canarias, los cabildos insulares y los ayuntamientos puede hacer que los procesos no avancen tan rápido como se desearía. En el ámbito fiscal y tributario, es fundamental contar con un asesor local especializado, ya que el régimen impositivo canario es diferente al peninsular —con figuras como el IGIC o particularidades aduaneras— y, al mismo tiempo, ofrece importantes ventajas fiscales para las empresas que crean trabajo local.

El Gobierno del PP , de Rajoy en siete años subió el IVA del 18 al 21 por ciento , impuso un impuesto al sol y a la lotería el 20 por ciento, congeló una actualización de pensiones

[Reproducir](#) 

07/01/2026 07:27

[...] Qué pronto se nos unirá a los trabajadores las cosas de verdad que nos acordamos del Gobierno del PP , de Rajoy . No todos son iguales . En siete años subió el IVA del 18 al 21 por ciento , pues un impuesto al sol y a la lotería el 20 por ciento congeló una actualización de pensiones . En 025 tenía sobre un mínimo 740 euros . Recortó el subsidio de desempleo en 25 , en un 25 por ciento . Congeló la pensión de viudedad . Se gastó el fondo de pensiones de 60000 millones y luego se lo regaló a los bancos . Lo mismo , lo mismo que ahora tenemos que pagar los ciudadanos . Y tienen la cara de decir que cuando el PP gobierna España va mejor . Sí , claro que sí . Para las grandes fortunas y los bancos mediante , entre otras cosas , la mercantilización de los servicios públicos , sanidad y educación , convirtiéndolos en negocios . Y acabó defendiendo el escudo social . Eso que se aprobó el otro día en el Consejo de Ministros , la necesidad de actualizarlo , de completarlo , vivienda y mejoras de poder adquisitivo deben ser la hoja de ruta de un gobierno de progreso y lugar de encuentro y coincidencia política de una mayoría útil en la lucha contra las desigualdades . Es fortalecer y defender la democracia . en esto las derechas no están ni se les espera cuando hay oposición a esos grupos sociales . Se estaba haciendo la democracia de contenido social , eso es legitimación democrática , pura y dura , y acabo diciendo que todo esto de la mentira es muy grave . Claro que es muy grave , pero lo más grave no es que la ciudadanía deje de creer en los mentirosos sí o no. . Esto sería un alivio , sino que dejé de creer en la propia política que este es el caldo político , el caldo de cultivo de las extremas derechas . Eskerrik asko , Carlos . Hasta la próxima . Agur [...]

AESAH colaborará con el Gobierno de Castilla-La Mancha para impulsar la transición energética de las viviendas

- AESAH (Alianza por una Energía Sostenible y Accesible en el Hogar) ha mantenido recientemente una reunión con Mercedes Gómez, consejera de Desarrollo Sostenible de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha.



<https://climatizacion-y-confort.cdecomunicacion.es/noticias/sector-hvac/152298/aesah-colaborara-con-el-gobie...>

Javier Espada

Miércoles, 07 enero 2026

La Alianza por una Energía Sostenible y Accesible en el Hogar ha mantenido recientemente una reunión con Mercedes Gómez, consejera de Desarrollo Sostenible de la Junta de Comunidades de Castilla-La Mancha.

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

AESAH (Alianza por una Energía Sostenible y Accesible en el Hogar) ha mantenido recientemente una reunión con **Mercedes Gómez**, consejera de Desarrollo Sostenible de la Junta de Comunidades de **Castilla-La Mancha**, con el objetivo de avanzar hacia la transición energética y a la descarbonización de las viviendas en toda España.

Como fruto de este encuentro, el Gobierno de la comunidad castellano manchega se ha comprometido a explorar junto a la AESAH una **estrategia para contribuir a la descarbonización** del sector residencial.

Así lo ha explicado Mercedes Gómez, que ha ofrecido colaboración a la alianza a través de la **Oficina de Asesoramiento Energético**, dependiente de la Consejería y con sede en Puertollano. Todo ello “con el objetivo de que sus socios puedan consultar con los técnicos cualquier asunto en esta materia”, ha indicado la propia Gómez.

“Desde el Ejecutivo autonómico compartimos el objetivo que persigue la plataforma, ya que consideramos que tanto las empresas como las administraciones y los ciudadanos, deben tener

acceso a una **energía limpia que sea económica** y que permita contribuir a la descarbonización de Castilla-La Mancha reduciendo las emisiones de CO2 a la atmosfera”, ha añadido Gómez.

“Es fundamental que los hogares de Castilla-La Mancha puedan acceder a las tecnologías renovables para ahorrar en sus facturas y llevar a cabo **actuaciones de eficiencia energética** instalando calderas compatibles con combustibles de origen renovable”, ha señalado la consejera.

Fondos FEDER para comunidades energéticas

Mercedes Gómez, que ha estado acompañada en la reunión por el director general de Transición Energética, **Alipio García**, ha destacado que esta colaboración se suma a otras actuaciones “que ya estamos llevando a cabo para que la energía sea limpia, económica y accesible para toda la ciudadanía”.

Una de ellas es la futura convocatoria de **10,6 millones de euros cofinanciadas** con fondos FEDER para promover las comunidades energéticas entre las comunidades de propietarios, que saldrá a principios de enero, o los **94 millones de euros** ya movilizados para autoconsumo.

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

Baleares adjudica un proyecto fotovoltaico de 3,2 MW y 13 puntos de recarga en el Parc Bit

- La actuación, presupuestada en 4,27 millones, incluye la instalación de más de 6.700 módulos solares sobre marquesinas y una nueva línea de evacuación en media tensión. Las obras serán realizadas por la UTE Urbia-Cuerva.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/07/baleares-adjudica-un-proyecto-fotovoltaico-de-32-mw-y-13-puntos-d...>

Miércoles, 07 enero 2026

La actuación, presupuestada en 4,27 millones, incluye la instalación de más de 6.700 módulos solares sobre marquesinas y una nueva línea de evacuación en media tensión. Las obras serán realizadas por la UTE Urbia-Cuerva.

Jose Pedrosa

El Instituto Balear de la Energía (IBE), organismo adscrito a la Conselleria de Empresa, Autónomos y Energía, desarrolla una instalación fotovoltaica sobre marquesinas en los aparcamientos P1, P2, P3, P4 y P5 del Parc Bit de Palma de Mallorca. El proyecto contará con una potencia instalada de 3.200 kW para reforzar el suministro de energía destinado al autoconsumo municipal.

El contrato de licitación incluye la instalación de ocho nuevos puntos de recarga para vehículos eléctricos y la sustitución de cinco equipos de recarga existentes, así como la ejecución de la línea de evacuación en media tensión necesaria para el funcionamiento de la instalación.

El proyecto dispone de un presupuesto total de 4,27 millones de euros y permitiría suministrar energía renovable a todos los edificios de la Comunidad Autónoma de las Illes Balears (CAIB) ubicados en el parque tecnológico.

Las obras han sido adjudicadas a la UTE Urbia-Cuerva Parc Bit y cuentan con un plazo de ejecución de 20 semanas, a partir del pasado 12 de diciembre, fecha en la que se realizó la visita de replanteo

que marca el inicio formal de los trabajos.

La construcción de la planta fotovoltaica consta de seis fases:

Fase 1: La instalación estará formada por 1.248 módulos de 505 Wp, que totalizan 630,24 kWp, conectados a 4 inversores del fabricante vasco Ingeteam, modelo Ingecon Sun 3Play 160TL de 160 kW a 690 V AC. A cada uno de los cuatro inversores llegan 3 strings de 26 módulos y 19 strings de 25 módulos.

Fase 2: La instalación estará formada por 1.114 módulos de 505 Wp, que totalizan 562,57 kWp, conectados a 4 inversores Ingeteam Ingecon Sun 3Play 160TL de 160 kW a 690 V AC. A cada uno de los cuatro inversores llegan 6 strings de 19 módulos y 19 strings de 20 módulos.

Fase 3: La instalación estará formada por 968 módulos de 505 Wp, que totalizan 488,84 kWp, conectados a 4 inversores Ingeteam Ingecon Sun 3Play 160TL de 160 kW a 690 V AC. A cada uno de los cuatro inversores llegan 11 strings de 25 módulos y 3 strings de 24 módulos.

Fase 4: La instalación estará formada por 1.622 módulos de 505 Wp, que totalizan 819,11 kWp, conectados a 5 inversores Ingeteam Ingecon Sun 3Play 160TL de 160 kW a 690 V AC. A cada uno de los cinco inversores llegan 10 strings de 25 módulos y 4 strings de 24 módulos.

Fase 5: La instalación estará formada por 1.153 módulos de 505 Wp, que totalizan 582,27 kWp, conectados a 4 inversores Ingeteam Ingecon Sun 3Play 160TL de 160 kW a 690 V AC. A cada uno de los cuatro inversores llegan 9 strings de 25 módulos y 2 strings de 24 módulos.

Fase 6: La instalación estará formada por 650 módulos de 505 Wp, que totalizan 328,25 kWp, conectados a 3 inversores Ingeteam Ingecon Sun 3Play 160TL de 160 kW a 690 V AC. A cada uno de los tres inversores llegan 3 strings de 25 módulos y 6 strings de 24 módulos.

Según el proyecto técnico, la estructura de soporte de los módulos será de tipo marquesina de aparcamiento anclada a zapatas de hormigón, adaptada para la instalación de módulos fotovoltaicos e inclinada 5°.

La marquesina dispone de columnas de soporte descentradas que permiten el paso de servicios, como la evacuación de pluviales, por el extremo del aparcamiento.

La estructura se compone de los siguientes materiales:

Correas: perfil C/S/Z/sigma, sección cuadrada RHS. Acero S355 y protección 2275 0 2600.

Columnas: IPE/HEA. Acero S275 y protección con galvanizado en caliente.

Traveseras: IPE/HEA/PRS. Acero S275/S235 y protección con galvanizado en caliente.

Arriostramiento cruzado: SHS cuadrado. Acero S235 y protección con galvanizado en caliente.

Refuerzo al viento: ángulo de hierro. Acero S235 y protección con galvanizado en caliente.

Tornillería y varillas: M10 a M24, alta resistencia clase 8.8 y protección en zinc y acero inoxidable.

El proyecto incluye también siete estaciones semirrápidas de recarga de vehículos eléctricos para modo de carga 3, con dos tomas de hasta 22 kW, modelo Urban T22 Master de la marca catalana Circutor o similar, y seis estaciones semirrápidas para modo de carga 3 con dos tomas de hasta 22 kW, modelo Urban T22 Slave de la misma marca o similar.

Este procedimiento de contratación se enmarca en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia – Next Generation.

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

Écija licita instalaciones fotovoltaicas por 2 MW para el bombeo municipal

- El contrato, dividido en cuatro lotes, tiene un valor estimado de 3.433.062 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 26 de enero, y el plazo de ejecución será de 240 días.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/07/ecija-licita-instalaciones-fotovoltaicas-por-2-mw-para-el-bombero-mu...>

Miércoles, 07 enero 2026

El contrato, dividido en cuatro lotes, tiene un valor estimado de 3.433.062 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 26 de enero, y el plazo de ejecución será de 240 días.

Jose Pedrosa

Planta de tratamiento de agua

Imagen: Patrick Federi, Unsplash

El Consorcio para el Abastecimiento y Saneamiento de Aguas de Écija (Sevilla) ha abierto una licitación para ejecutar las obras e instalaciones fotovoltaicas para autoconsumo eléctrico de la Fase 3 de las estaciones de bombeo del consorcio de abastecimiento y saneamiento de aguas "Plan Écija", gestionado a través de la Agencia Andaluza de la Energía.

El contrato, dividido en cuatro lotes, tiene un valor estimado de 3.433.062 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 26 de enero, y el plazo de ejecución será de 240 días.

Los lotes son los siguientes:

Lote 1: EBAP Écija 3, con un presupuesto de 634.987,30 euros. Consta de una instalación fotovoltaica de 360 kW compuesta por 771 paneles de 550 Wp, con inversores de 1/30 kW, 2/50 kW y 2/115 kW.

Lote 2: EBAP Osuna 1, con un presupuesto de 2.185.844,97 euros. Consta de una instalación fotovoltaica de 1.295 kW compuesta por 2.870 paneles de 540 Wp, con siete inversores de 185 kW.

Lote 3: EBAP Osuna 3, con un presupuesto de 252.652,97 euros. Consta de una instalación fotovoltaica de 150 kW compuesta por 331 paneles de 550 Wp, con tres inversores de 50 kW.

Lote 4: EBAP El Rancho (Morón de la Frontera), con un presupuesto de 359.577,33 euros. Consta de una instalación fotovoltaica de 150 kW compuesta por 404 paneles de 455 Wp, con dos inversores de 75 kW.

Esta actuación cuenta con financiación procedente del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia de la Unión Europea.

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

Popular content

El auge de la energía solar mantiene estable la cuota de electricidad renovable de Alemania en 2025

- La producción creció un 21%, hasta 71 teravatios, y superó por primera vez la generación de energía a partir de lignito, que produjo 67 TWh.



EDP inaugura su primer proyecto en Alemania.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-auge-de-la-energia-solar-mantiene-estable-la-cuota-de-electricidad-reno...>

José A. Roca

Miércoles, 07 enero 2026

Ningún comentario

El rápido crecimiento de la capacidad de energía solar fotovoltaica en Alemania contribuyó a mantener estable la cuota de energía renovable del país en la red eléctrica, en un 55,9 % para 2025, según un análisis del instituto de investigación **Fraunhofer ISE**. La producción de energía solar creció un 21 % durante el año y suministró 71 teravatios hora (TWh) a la red pública, lo que significa que esta fuente de energía renovable superó por primera vez la generación de energía a partir de lignito (67 TWh).

El autoconsumo de energía solar aumenta considerablemente en Alemania. Con una inyección a la red de poco menos de 60 TWh, el autoconsumo en 2024 representó el 17% de la generación neta de electricidad fotovoltaica.

Con una producción bruta de 132 TWh, la energía eólica se mantuvo como la principal fuente de electricidad renovable. Sin embargo, la debilidad del viento redujo la producción de los aerogeneradores en un 3,2 % en comparación con el año anterior. Las plantas de biomasa inyectaron algo más de 36 TWh a la red, mientras que las centrales hidroeléctricas, que se enfrentaron a la escasez de precipitaciones, inyectaron algo menos de 18 TWh.

La producción total de energía renovable del país, incluida la geotérmica, ascendió a 278 TWh, de los cuales 256 TWh

se inyectaron a la red y 22 TWh se utilizaron para el funcionamiento de las propias instalaciones, según informó Fraunhofer ISE.

Lenta expansión de la energía eólica

Si bien la producción total de energía renovable aumentó en 6 TWh, aún se mantuvo muy por debajo del objetivo neto de 346 TWh para 2025. Esto se debió principalmente a la lenta expansión de la energía eólica terrestre y marina, donde se instalaron 4,5 gigavatios (GW) y 0,29 GW de nueva capacidad, respectivamente. La capacidad instalada total, de aproximadamente 68 GW, aún se mantuvo muy por debajo del objetivo de 76,5 GW.

Además, la alta proporción de autoconsumo procedente de instalaciones solares fotovoltaicas y la orientación, más favorable a la red, pero menos productiva, de muchos paneles solares recién instalados también redujeron la cuota de energía renovable en la red.

Al orientar los paneles hacia el este o el oeste, contribuyen a estabilizar la red por la mañana y por la tarde, pero pierden las horas de mayor insolación del mediodía. La capacidad instalada de módulos aumentó en unos 16 GW, hasta alcanzar casi los 117 GW, pero, según el instituto, Alemania necesitará añadir 22 GW en 2026 para mantener el rumbo hacia sus objetivos climáticos.

La energía solar europea triplica la producción en una década

En toda Europa, la producción de energía solar se triplicó en la última década, mientras que la producción de energía a partir de carbón disminuyó un 60 %. Sin embargo, si bien la producción neta de plantas de lignito en Alemania se redujo en casi 4 TWh en 2025, la producción de electricidad fósil aumentó ligeramente, gracias al aumento de la producción de hulla y gas fósil.

En toda la UE, la energía fotovoltaica superó a la generación de energía a partir de carbón por primera vez en 2025. Fraunhofer ISE

El instituto de investigación señaló que el rápido crecimiento de la capacidad de almacenamiento de electricidad, hasta alcanzar un total de 25 gigavatios hora (GWh), fue posible gracias a la reducción de costos y a las posibles ganancias derivadas de la estabilización de los precios de la electricidad. Fraunhofer ISE indicó que la capacidad requerida para 2030 se situaría entre 100 y 170 GWh. Según el investigador Leonhard Gandhi, el auge de las unidades de almacenamiento a escala industrial parece destinado a transformar radicalmente el funcionamiento del sistema eléctrico alemán.

El Canal de Isabel II aumenta un 4% su producción eléctrica y abastece el 80% de su demanda

- El Canal de Isabel II incrementó un 4% su producción eléctrica en el último año, hasta superar los 387 gigavatios hora (GWh).



El Canal de Isabel II es la mayor planta de generación eléctrica de la Comunidad de Madrid.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-canal-de-isabel-ii-aumenta-un-4-su-produccion-electrica-y-abastece-el-8...>

Redacción

Miércoles, 07 enero 2026

La producción registrada en 2025 supone el segundo mejor resultado de la serie histórica desde 2021, año en el que se alcanzaron 419 GWh

El Canal de Isabel II incrementó un 4% su producción eléctrica en el último año, hasta superar los 387 gigavatios hora (GWh), con lo que logró cubrir en torno al 80% de sus necesidades energéticas, según ha informado este martes la Comunidad de Madrid.

El consejero de Medio Ambiente, Agricultura e Interior, **Carlos Novillo**, ha presentado estos datos durante una visita a la planta de secado de lodos de Loeches, una instalación clave dentro del modelo de economía circular de la empresa pública.

La producción registrada en 2025 supone el segundo mejor resultado de la serie histórica desde 2021, año en el que se alcanzaron 419 GWh.

Novillo ha subrayado el papel de Canal de Isabel II como productor de "energía limpia, renovable y de alta eficiencia", destacando que estos resultados acercan a la compañía a su objetivo estratégico de convertirse en 2030 en la primera empresa europea del sector del agua capaz de autoabastecerse energéticamente.

Inaugurada en 2010, la planta de Loeches es esencial para el tratamiento avanzado de lodos procedentes de las depuradoras madrileñas mediante secado térmico y compostaje.

La producción eléctrica del Canal de Isabel II

Cuenta con tres motogeneradores que funcionan con gas natural y producen energía eléctrica y térmica.

En 2025 generó cerca de 100 GWh de electricidad, dentro de una capacidad de tratamiento anual de 135.000 toneladas de lodo.

Canal de Isabel II dispone de la mayor potencia eléctrica instalada de la región, con más de 117 megavatios repartidos en infraestructuras de distintas tecnologías.

Entre ellas figuran dos plantas de secado térmico con cogeneración, nueve centrales **hidroeléctricas**, una veintena de depuradoras con motores y turbinas a biogás, más de 40 instalaciones fotovoltaicas y una docena de microturbinas hidroeléctricas.

Del total de energía generada en 2025, 207 GWh procedieron de las plantas de secado térmico de Loeches y de la Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) Sur, mientras que 95 GWh se obtuvieron en depuradoras que aprovechan el biogás generado en sus propios procesos. La producción hidroeléctrica aportó otros 79 GWh.

Las lluvias registradas en marzo y abril de 2025 impulsaron especialmente la generación, con porcentajes récord de producción sobre consumo del 126% y el 131%, respectivamente.

Además, el desarrollo del **Plan Solar** ha permitido reforzar la producción fotovoltaica, con 41 plantas que generaron más de 5 GWh el pasado año.

Este programa cuenta con una inversión superior a 55 millones de euros, cofinanciada con fondos europeos, en el marco del Plan Estratégico 2025- 2030 de Canal de Isabel II, cuyo objetivo es equilibrar el consumo y la producción energética a través de mejorar la eficiencia y reducir la huella de carbono.

El IMDEA Energía trabaja en la digitalización de plantas solares junto al IMDEA Networks

- El Energía trabaja de forma conjunta con el instituto IMDEA Networks para impulsar la transición digital y la eficiencia de las plantas termosolares.



El IMDEA Energía trabaja en la digitalización de plantas solares junto al IMDEA Networks

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-imdea-energia-trabaja-en-la-digitalizacion-de-plantas-solares-junto-al-im...>

Redacción

Miércoles, 07 enero 2026

El IMDEA Networks está liderando el desarrollo de las comunicaciones inalámbricas para facilitar la calibración de los espejos en las plantas termosolares

El Instituto Madrileño de Estudios Avanzados IMDEA Energía , situado en la localidad de Móstoles, trabaja de forma conjunta con el instituto IMDEA Networks para impulsar la transición digital y la eficiencia de las plantas termosolares impulsadas a través del proyecto europeo SUN-DT.

En concreto, el IMDEA Networks , situado en Leganés, **está liderando el desarrollo de las comunicaciones inalámbricas para facilitar la calibración de los espejos utilizados a la hora de captar la luz solar en las plantas termosolares** que impulsa el IMDEA Energía junto con otras nueve organizaciones internacionales.

Estas centrales utilizan miles de espejos (heliostatos) que siguen la posición del sol y concentran su luz en un receptor situado en lo alto de la torre, donde se genera calor a muy alta temperatura, que posteriormente se convierte en electricidad, según ha señalado el IMDEA Energía en una nota.

A pesar de las ventajas de esta tecnología térmica gestionable, su rendimiento sigue dependiendo de operaciones de campo muy complejas, con miles de heliostatos y elementos como el receptor solar y el sistema de almacenamiento que deben funcionar en sincronía perfecta.

La digitalización para IMDEA Energía

Por eso, digitalizarlas es clave para maximizar su eficiencia, recortar gastos y acelerar su despliegue, tarea en la que se ha unido al IMDEA Networks, que lidera el desarrollo de la capa de comunicaciones inalámbricas 5G que permitirá su caracterización y calibración.

Gracias a este sistema será posible detectar automáticamente y en tiempo real cualquier desalineación y recomendar acciones correctivas. En lugar de programar rondas completas de mantenimiento, los operadores ajustarán únicamente los espejos que realmente requieran intervención.

Esta operativa mejora directamente la eficiencia óptica y ahorra numerosas horas de trabajo en campo, una aportación clave para que esta herramienta pueda desplegarse a gran escala.

Además, proporciona enlaces fiables y de alta capacidad en todo el campo solar, asegura una recogida de datos robusta y habilita ciclos de retroalimentación en tiempo real.

Por su parte, las unidades de Sistemas Eléctricos y de Procesos de Alta Temperatura de IMDEA Energía se enfocan en aplicar experimentalmente en sus instalaciones los conceptos desarrollados por IMDEA Networks.

Su objetivo es alcanzar una serie de metas estratégicas orientadas a optimizar la eficiencia y sostenibilidad de la energía solar térmica concentrada y mejorar su viabilidad económica.

Así, sus investigadores tienen abiertas varias líneas de trabajo para desarrollar una herramienta de simulación integral que dé servicio a toda la planta, crear un modelo predictivo de precios de electricidad y servicios auxiliares o diseñar un sistema de producción de energía solar térmica basado en técnicas de aprendizaje profundo, entre otros retos.



El Valle de Elorz apuesta por la energía limpia con Audax Renovables

- El contrato garantizará el suministro de más de 2,2 GWh de electricidad 100% renovable a 55 instalaciones municipales.



El Valle de Elorz apuesta por la energía limpia con Audax Renovables

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-valle-de-elorz-apuesta-por-la-20260107>

Manuel Moncada

Miércoles, 07 enero 2026

La adjudicación refuerza la presencia de Audax Renovables en la comunidad foral, donde en los últimos años ha cerrado acuerdos relevantes como el suministro eléctrico a la Universidad Pública de Navarra. En 2021, la compañía fue adjudicataria del contrato para suministrar 9 millones de kWh de electricidad 100% renovable a esta institución, y un año más tarde fue seleccionada para abastecer más de 54 millones de kWh de gas natural a varias universidades, entre ellas la propia universidad navarra.

Según explica la compañía, el nuevo contrato evitará la emisión de más de 410 toneladas de CO2 durante el periodo de vigencia en el Valle de Elorz (Navarra) que agrupa los núcleos de Ezperun, Noáin, Óriz, Otano, Yárnoz y Zulueta, con una población conjunta superior a las 8.000 personas. El contrato incluye también el acceso a una plataforma específica de gestión energética, diseñada para optimizar el seguimiento y el control del consumo eléctrico de las instalaciones municipales.

Además del impacto ambiental positivo, el acuerdo supondrá un ahorro económico para el consistorio. El municipio ha accedido a una tarifa fija contratada en un momento favorable del mercado de futuros, con precios por debajo de la media registrada en el mercado mayorista (OMIE) durante 2024 y de las previsiones para 2025. Esta modalidad permitirá al Ayuntamiento evitar la volatilidad de los precios eléctricos y mejorar la seguridad y eficiencia en la gestión de sus consumos.

Marc Blasi, Country Manager de Audax Renovables en España : "Este suministro confirma nuestro compromiso con las administraciones locales para facilitar su transición energética mediante contratos estables, transparentes y basados en energía 100 % renovable".

Con este nuevo contrato, Audax Renovables alcanza los 232.000 MWh adjudicados en España a lo largo del último año, consolidándose como uno de los operadores energéticos más activos del país. La compañía comercializa energía tanto a grandes consumidores privados como a administraciones públicas, pymes y clientes residenciales, con contratos recientes en municipios como Rincón de la Victoria, Alcobendas, Corvera de Asturias o La Matanza de Acentejo.

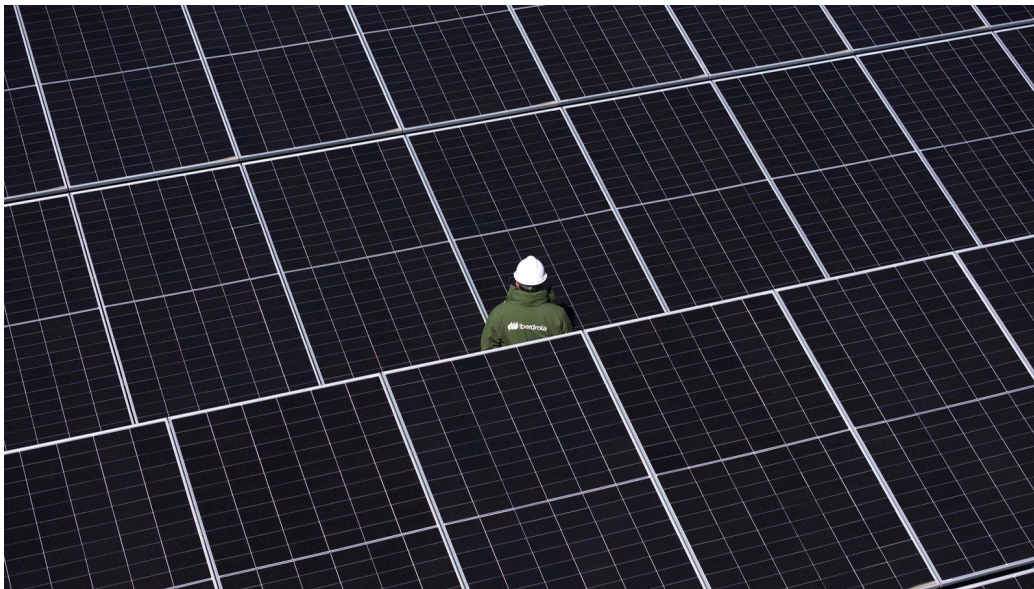
Fundado en el año 2000, el grupo Audax Renovables genera y suministra energía de origen renovable y opera actualmente en nueve países. Cuenta con una cartera de proyectos eólicos y fotovoltaicos que alcanza 1 GW de potencia y presta servicio a más de 475.000 clientes en Europa. Cotiza en el mercado continuo español y forma parte del índice IBEX Small Cap, con una capitalización bursátil superior a los 600 millones de euros.

Artículos relacionados

- **Audax Renovables sitúa su Ebitda en 81,1 millones de euros en el tercer trimestre de 2025**

Iberdrola pone en marcha una planta fotovoltaica de 65 MW en Alemania que suministrará energía a Salzgitter

- La instalación de Iberdrola cuenta con más de 92.000 paneles solares y producirá unos 60 gigavatios hora (GWh) al año.



Planta fotovoltaica de Iberdrola.

<https://elperiodicodelaenergia.com/iberdrola-pone-en-marcha-una-planta-fotovoltaica-de-65-mw-en-alemania-...>

Redacción

Miércoles, 07 enero 2026

Iberdrola ha puesto en marcha en la localidad de Schadewohl (Sajonia-Anhalt, Alemania) una planta fotovoltaica de 65 megavatios pico (MWp) para suministrar energía renovable a la acerera Salzgitter AG, informó la compañía.

En concreto, la instalación cuenta con más de 92.000 paneles solares y producirá unos 60 gigavatios hora (GWh) al año, suficiente para abastecer el suministro de más de 20.000 hogares -unas 40.000 personas- y evitar la emisión de 23.000 toneladas de CO2 al año, según estimaciones de la energética.

Toda la electricidad se destinará a la fabricación de acero verde, contribuyendo así a la **descarbonización** del sector **siderúrgico**, uno de los más intensivos en consumo energético.

Este proyecto forma parte del acuerdo de compraventa de energía a largo plazo (**PPA**, por sus siglas en inglés) por 15 años entre el grupo presidido por **Ignacio Sánchez Galán** y Salzgitter AG para el suministro de 900 GWh durante el periodo.

La **construcción** de la planta se llevó a cabo en varias fases con la colaboración de empresas especializadas como Solarpro, P&Q y EMT, además de compañías locales, lo que favorece la economía y la creación de empleo en la región.

Los PPAs para Iberdrola

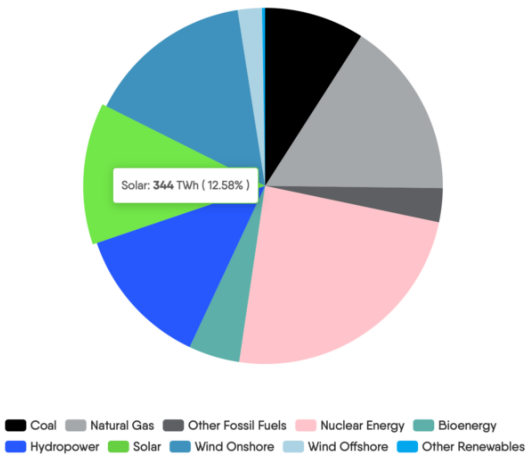
Los **contratos de compraventa de energía (PPA)** son fundamentales para impulsar el uso de electricidad en grandes industrias, ya que garantizan seguridad en el suministro y estabilidad en los precios.

Iberdrola lidera el mercado europeo de PPA y dispone de acuerdos en **España, Portugal, Alemania, Italia, Reino Unido, los Estados Unidos, Brasil y Australia**, respaldados por su cartera eólica (terrestre y marina), fotovoltaica y su 'mix' de generación, que asegura el suministro a precios competitivos.

La fotovoltaica alcanzó el 12,5% del mix de generación de la UE en 2025

- La producción solar aumentó en más de 60 TWh interanuales, avance que compensó los descensos de la hidráulica (-13%) y la eólica (-4%) entre 2024 y 2025. La nuclear se mantuvo estable en torno al 24%.

Composition of EU's electricity generation (2025 YTD)



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/07/la-fotovoltaica-alcanzo-el-125-del-mix-de-generacion-de-la-ue-en-20...>

Miércoles, 07 enero 2026

La producción solar aumentó en más de 60 TWh interanuales, avance que compensó los descensos de la hidráulica (-13%) y la eólica (-4%) entre 2024 y 2025. La nuclear se mantuvo estable en torno al 24%.

Pilar Sánchez Molina

Los datos de Eurelectric muestran que 2025 fue un punto de inflexión para el sector eléctrico europeo y un año marcado por nuevos hitos en descarbonización. El crecimiento récord de la energía solar redujo la dependencia de los combustibles fósiles y contribuyó a contener las emisiones (las del sector eléctrico se situaron en torno al 45% de los niveles de 1990), pero el impulso hacia el umbral del 50% de energías renovables en la UE se ralentizó, y la persistente volatilidad de los precios y la debilidad de la demanda eléctrica pusieron de manifiesto la necesidad urgente de acelerar la electrificación y de ampliar la flexibilidad del sistema para salvaguardar la competitividad de Europa.

La energía solar fotovoltaica fue la clara protagonista. Con una generación total superior a los 340 TWh, alcanzó el 12,5% del mix eléctrico de la UE, la mayor cuota registrada hasta la fecha. La producción solar aumentó en más de 60 TWh interanuales. Este avance compensó los descensos de la hidráulica (-13%) y la eólica (-4%) entre 2024 y 2025. La nuclear se mantuvo estable en torno al 24%, y la generación con combustibles fósiles quedó contenida gracias al fuerte crecimiento solar.

Volatilidad en los precios

Los precios mayoristas diarios de la electricidad alcanzaron un promedio de 88 €/MWh en 2025, por debajo de los niveles de 2023, aunque ligeramente por encima de los de 2024. Los precios fueron más elevados en la primera mitad del año debido a una menor producción eólica e hidráulica, y se moderaron en la segunda mitad gracias a la generación solar y a unos precios del gas más bajos.

Pese a esta moderación, la volatilidad persistió. Se registraron precios negativos en alrededor del 3,3% de las horas, mientras que los picos por encima de 150 €/MWh representaron el 9,3% de las horas, niveles inferiores a los de 2022 pero superiores a los de 2024, lo que refuerza la creciente necesidad de flexibilidad del sistema.

Al mismo tiempo, los precios de la electricidad mostraron una menor dependencia de los costes de los combustibles fósiles. De media en la UE, en 2019 alrededor del 74% de las horas los precios eléctricos superaban el coste de generación con gas, frente a solo el 32% en 2025, lo que evidencia cómo las renovables pueden desacoplar los precios de la electricidad del gas. Para aprovechar plenamente estos beneficios será necesario acelerar la inversión en almacenamiento y flexibilidad.

La demanda eléctrica siguió siendo el principal punto débil del sector. El consumo total en 2025 se mantuvo prácticamente sin cambios respecto a 2024, pero continuó alrededor de un 7% por debajo de los niveles de 2021.

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 «modo reforzado» condena los planes verdes del Gobierno al subir las emisiones

► El sistema que utiliza REE para controlar la tensión con un uso relevante de gas natural es un problema

RAÚL MASA
MADRID

España tuvo un periodo desde 2018 donde consiguió durante cuatro años seguidos reducir el volumen de emisiones contaminantes generadas por el sistema eléctrico. El adiós al carbón lo marcaba todo. Hubo un pequeño incremento en 2022, pero desde entonces la tendencia a la baja se pronunció. Se estaba en mínimos históricos: 27 millones de toneladas de CO₂ equivalentes. Pero en 2025 todo se fue al traste, y de nuevo hay un repunte. El problema, ahora, es que hay dudas sobre cómo será el comportamiento de este ejercicio.

Según consta en la web de Red Eléctrica, en su apartado de datos, 2025 cerró con 29,4 millones de toneladas equivalentes de CO₂ generadas por el sistema eléctrico, lo que supone un 8,8% más que el año anterior. Octubre fue el mes donde más centrales de gas tuvieron que entrar en el mix, y eso fue el colofón a un ejercicio marcado, precisamente, por esa tecnología –tras el apagón–.

A partir del 28 de abril, tras el cero energético que vivió España, el operador del sistema tuvo que activar el «modo reforzado» para que no hubiera más problemas. Esta situación

provocaba que más centrales de ciclo combinado de gas tuvieran que entrar en el sistema una vez que habían casado en el mix eléctrico las diferentes tecnologías que se activan cada día.

El objetivo era regular el control de tensión, algo que hacen muy bien estas centrales de gas. El problema, en materia contaminante, es que emiten más que las renovables, lógicamente, que no lo hacen. El otro contratiempo es que, por ahora, se desconoce cuándo se pondrá fin a este «modo reforzado».

De hecho, la propia Red Eléctrica mantiene la incógnita del momento en que volverá a operar con total normalidad. En este sentido, desde hace unos meses se trabaja para que las renovables puedan también gestionar el control de tensión del sistema, aunque de momento no avanza como se pensaba. Por eso, y de cara a primavera, que es cuando más tecnología verde puede integrarse al sistema, se necesitará tener solventada esta situación si no se quiere volver a usar ciclos combinados con lo que eso supone con las emisiones.

Cómo explicar las emisiones

Según explicaba en el 'Informe del Sistema Eléctrico 2024' el operador del sistema, la entrada de las renovables eran las responsables de las bajadas de emisiones que hubo desde 2018. De esta forma, una vez más, la compañía presidida por Beatriz Corredor ponía el foco en el éxito de las políticas verdes que se habían desarrollado. Pero ahora se ha generado un peligroso punto de inflexión.

El único asidero que tiene el Gobierno para relativizar la situación pasa por esgrimir el peso que tiene el mix eléctrico en el total de las emisiones contaminantes. El transporte y la industria se mantienen como los principales emisores, seguido del sector agroalimentario y la generación eléctrica. No obstante, sobre este asunto, cuando a finales de 2024 el Ministerio para la Transición Ecológica presentó la actualización de la 'Estrategia de Descarbonización a Largo Plazo' puso especial énfasis «en lo referente a las emisiones procedentes de la generación eléctrica, en los últimos años se aprecia un descenso acusado: (-72,5%) en 2023 respecto a 2005. Esto se debe a la eliminación del uso de carbón y a la fuerte apuesta realizada en favor de las energías renovables».



La ministra Sara Aagesen // EFE

La entrada de renovables eran las responsables de las bajadas de emisiones, que ahora se han incrementado un 9%

El transporte, la industria, el sector agroalimentario y la generación eléctrica, las principales fuentes de emisiones en 2025

La relación de amor-odio del Gobierno con el gas le va a pasar factura. Desde hace tiempo, la apuesta ha sido por las renovables. Como se ha señalado antes, se había apostado por las tecnologías verdes para combatir la reducción de emisiones. Pero el Ejecutivo siempre se ha guardado un as en la manga.

En el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) se mantiene la capacidad instalada de ciclos combinados en 26 GW hasta 2030 –no hay ninguna rebaja a la vista–. La creadora intelectual de esta hoja de ruta, Teresa Ribera, era consciente de que no se podía prescindir del gas. Ahora es cuando esa reserva estratégica de potencia ha sido esencial para que las renovables arranquen y cierren el día con una tecnología de respaldo que ofrece máximas garantías.

Pero el coste de oportunidad es muy alto. De hecho, existe un fuer-

te debate, precisamente, sobre esa fuente de respaldo. La discusión surge sobre si debería ser la energía nuclear quien se mantenga en el mix y, por contra, que sea el gas el que reduzca su presencia. La explicación es obvia, sobre todo, pensando en materia de emisiones: la nuclear no genera CO₂ en la producción de electricidad.

Y el coche eléctrico

Como ya se ha mencionado, uno de los vectores más contaminantes es el transporte. En este ámbito, de momento, tampoco se están consiguiendo grandes avances. Es cierto que las cifras mensuales de ventas de vehículos eléctricos van en una senda ascendente, pero muy lejos de los objetivos marcados por el Pniec, que esperaba llegar a 2030 con un parque de 5,5 millones de coches con esta tecnología.

De hecho, los cálculos y previsiones del Gobierno en materia de emisiones se basan, justamente, en que se llegue a esas cifras. De igual manera, tampoco había previsión de que 2025 supusiera un retroceso en la parte eléctrica. Además, genera un doble problema al Gobierno. La única manera de reducir emisiones es con mayor peso de las renovables, pero la cuestión es hasta cuándo durarán las restricciones del sistema, y cómo prevé operar el mix Red Eléctrica sin conocer las causas del apagón hasta finales de julio.

CIFRAS EN MILLONES DE EUROS

29,4

Las emisiones contaminantes del sistema eléctrico han aumentado contra todo pronóstico, aunque el «modo reforzado» es la clave que explica todo

5,5

El volumen de coches eléctricos en el parque móvil será esencial para disminuir las emisiones, y por el momento no avanza como estaba previsto



La UE apercibe a Bélgica por tramitar pleitos contra España por el recorte a las renovables

La justicia belga tiene en curso procedimientos, a solicitud de inversores perjudicados y fondos oportunistas, que han supuesto el bloqueo de bienes españoles, como pagos a Enaire

NURIA MORCILLO
MADRID

La Comisión Europea se mantiene en firme sobre la no validez de los arbitrajes presentados contra España por el recorte de las primas de las renovables hace más de 10 años. El Ejecutivo comunitario ya se manifestó en contra de que España indemnice a empresas cuyas retribuciones prometidas por invertir en energías renovables se vieron mermaid y tildó estos pagos de ayudas ilegales de Estado. En este contexto, el organismo que preside Ursula von der Leyen ha abierto un expediente a Bélgica por los procedimientos judiciales iniciados en dicho país para ejecutar los laudos arbitrales y ha advertido de que estos litigios entre inversores europeos y Estados miembros están vetados, de acuerdo al derecho y jurisprudencia europea.

El recorte retroactivo de las primas prometidas por impulsar las energías solar y eólica en España comenzó a darse al final del mandato del socialista de José Luis Rodríguez Zapatero y de forma más drástica en 2013 con la reforma eléctrica que acometió el Gobierno del PP de Mariano Rajoy. Desde entonces, España ha afrontado 51 demandas en cortes de arbitrajes iniciados por inversores y fondos oportunistas que han adquirido la representación y, en muchos casos, los derechos de cobro en estos pleitos para reclamar una indemnización, invocando la violación del Tratado de la Carta de la Energía. Por el momento, 27 de estas acciones han concluido con un fallo en contra del Estado español, lo que ha motivado a los demandantes a pedir a tribunales de distintos países el reconocimiento y ejecución de dichos laudos para poder comprar las compensaciones reconocidas.

Mientras se tramitan estos procedimientos, los inversores perjudicados han solicitado el embargo de bienes y activos españoles en el extranjero, como forma de asegurar las cuantías indemnizatorias. Bélgica es uno de estos países a los que las empresas afectadas y fir-



Turbinas eólicas de Naturgy. PABLO CANDAMIO

mas inversoras se han acercado, donde han reclamado el bloqueo de bienes, como las transferencias que la Organización Europea para la Seguridad de la Navegación Aérea (Eurocontrol) realiza a la empresa pública Enaire por la recaudación de tasas de ruta y terminales que planteó el fondo Blasket Renewable Investments (uno de los más activos contra España) en el marco de las demandas relacionadas con la firma inversora británica InfraRed o la japonesa JGC.

España ha impugnado todos estos laudos y se ha negado a pagar las compensaciones, que suman, por el momento, alrededor de 1.500 millones de euros, más intereses legales, alegando que la Comisión Europea tiene que autorizar dichos abonos. Así, ha

España ha impugnado todos los laudos y se ha negado a pagar las compensaciones

notificado cada uno de los laudos condenatorios a la Comisión para su revisión conforme a las normas sobre ayudas estatales de la Unión Europea. Y en este contexto, el pasado mes de marzo, el Ejecutivo comunitario dio a conocer su primera resolución, en el marco del caso *Antin* (inversor francés, cuyos derechos se cedieron al fondo Centerbridge), y dictaminó que estas indemnizaciones pueden considerarse ayudas ilegales. En su resolución, Bruselas dio fuerza a uno de los principales argumentos planteados en todos los procedimientos por los servicios jurídicos españoles: que la jurisprudencia del Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) ha limitado la validez de los arbitrajes intra-UE, es decir, entre inversores y Estados miembros de la UE.

Este dictamen se ha convertido en la nueva arma jurídica de la Abogacía del Estado, que aporta esta resolución europea para oponerse al reconocimiento de los laudos, aunque no con mucha suerte en países fuera de la UE, como Estados Unidos, donde no aceptan

los argumentos españoles, al entender que tienen el mismo efecto que una sentencia firme. Como último recurso, la representación legal de España ha decidido llevar el asunto hasta el Tribunal Supremo estadounidense.

Bélgica, como miembro de la UE, debe cumplir sus normas y jurisprudencia. Así lo entiende la Comisión que ha instado al Gobierno de dicho país "a cumplir las obligaciones que le incumben en virtud del derecho de la UE en lo que respecta al reconocimiento de los laudos arbitrales entre inversores y Estado", según informó el organismo el pasado 11 de diciembre. El Ejecutivo comunitario ha enviado una carta de emplazamiento, que es el primer paso en un procedimiento de infracción, por reconocer los laudos con vistas a su ejecución antes de que Bruselas se pronunciara sobre su validez.

"Las solicitudes de reconocimiento [planteadas en este caso por Blasket] constituyen un intento de eludir las normas sobre ayudas estatales. Bélgica debería haberse opuesto a esta elusión de conformidad con

el principio con el cooperación leal", señala la Comisión. Añade que con el reconocimiento de los laudos por parte de la justicia belga se "creó un riesgo inminente de que España se viera obligada a pagar la compensación", incumpliendo de este modo la obligación de suspensión que opera en el momento que un Estado miembro notifica a la Comisión cualquier proyecto o intención de ayuda estatal, tal y como establece el Tratado de Funcionamiento de la UE.

Subsanar deficiencias

La Comisión ha dado dos meses a Bélgica para "subsanar las deficiencias señaladas", como marca el procedimiento. Si la respuesta no satisface al organismo, este podría dar un ultimátum y poner en marcha el segundo paso, la emisión de un dictamen motivado, por el que volvería a dar un plazo similar para cumplir con lo requerido. De no seguirse, el asunto puede acabar ante la justicia europea.

Con la resolución sobre el caso *Antin*, España ha aceptado asumir los costes del recorte a inversores de fuera

de la UE, lo supondría rebajar la factura total en cerca de 200 millones de euros. Según los cálculos de fuentes gubernamentales, de los 1.500 millones que España está condenada a devolver por distintas cortes de arbitraje, en su mayoría por el Centro Internacional de Arreglo de Diferencias Relativas a Inversiones (Ciadi), unos 1.300 corresponden a demandantes europeos, que quedarían "salvados". Las reclamaciones iniciales ascendían a uno 10.000 millones de euros.

De momento, España solo ha afrontado un primer pago a un inversor extracomunitario, la compañía japonesa JGC, a quien se le reconoció una indemnización de 32 millones de euros (cantidad embargada a Eurocontrol en Bélgica). El abono se hizo tras recibir el aval de la Comisión Europea y negociar con Blasket Renewable Investments el fin a todos los procedimientos abiertos alrededor de este caso.

En el mismo sentido que a Bélgica, la Comisión Europea ha apercibido también a Hungría por "no evitar las infracciones de la prohibición de arbitraje entre inversores y Estado dentro de la UE". Este procedimiento de infracción está relacionado con la petrolera húngara MOL por iniciar un arbitraje contra otro Estado miembro de la Unión Europea y por solicitar a un tribunal de un tercer país para que reconociera y ejecutara de otro laudo arbitral, también, intra-UE.

La compañía dirigida por empresarios cercanos al primer ministro ultraderechista Viktor Orbán es conocida por liderar el consorcio que lanzó, en marzo de 2024, una oferta de adquisición pública (opa) para adquirir el fabricante español de trenes Talgo. Esta operación fue vetada por el Gobierno español, que articuló el denominado escudo antiopas, en protección de los intereses estratégicos y de la seguridad nacional de España, para evitar que inversores extranjeros tomen más del 10% del capital de empresas españolas consideradas estratégicas



Aerogeneradores en el puerto de Bilbao.

El Gobierno moviliza 200 millones para renovables en puertos

Expansión. Madrid

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico abrió ayer la primera convocatoria de ayudas a proyectos de adaptación física de la infraestructura portuaria de titularidad estatal destinada al despliegue de las energías renovables marinas, que contará con una financiación de 212 millones de euros de los fondos NextGenEU.

Según informó en un comunicado el Ministerio, este programa, denominado Port-Eolmar –cuyo plazo para la presentación de solicitudes será del 28 de enero al 3 de marzo–, busca reforzar las capacidades logísticas y la dotación de algunos puertos españoles de interés general de cara “al despliegue de la generación renovable en el medio marino con tecnologías de eólica *offshore*, mareomotriz, undimotriz y otras, afianzando la cadena de valor nacional y la creación de toda una industria auxiliar vinculada, competitiva a escala europea y global”.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), dependiente del Ministerio, gestionará esta nueva línea de ayudas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) en régimen de concurrencia competitiva.

Se seleccionarán aquellos proyectos estratégicos mejor valorados que se desarrollen

Transición Ecológica busca adaptar las infraestructuras al despliegue de las renovables marinas

en puertos estatales de interés general dentro de cada región y subregión marina del Atlántico y el Mediterráneo.

En concreto, la convocatoria fija una preasignación presupuestaria por regiones que incluyen, en la Región del Atlántico Nororiental (RAN), la subregión del golfo de Vizcaya y las Costas Ibéricas (SGV) –con 100 millones de euros–, la subregión Atlántico Macaronésica de Canarias (SAMC) –con 30 millones de euros–; así como la Región del Mar Mediterráneo (RMM) –con 82 millones de euros–.

Como condición excluyente para optar a las subvenciones, las propuestas de los puertos que concurren deberán estar asociadas a un proyecto industrial sólido ligado al desarrollo de la cadena de valor en torno a las renovables marinas, con una inversión comparable o superior a la ayuda solicitada por la entidad beneficiaria y una vigencia temporal de al menos 10 años.

Estos desarrollos industriales serán promovidos por operadores privados que obtengan sus correspondientes títulos concesionales.

Reforzar la capacidad logística

- El plazo de presentación de solicitudes para recibir estas ayudas irá del 28 de enero al 3 de marzo. Serán gestionadas por el IDAE.

- Se seleccionarán los proyectos estratégicos mejor valorados que se desarrollen en puertos estatales.

El Ejecutivo inyecta 212 millones de euros en los puertos del Estado para su adaptación "eólica"

- El Gobierno subvencionará con 212 millones de euros la adaptación física de los puertos del Estado al despliegue de las energías renovables marinas (eólica)



Buque cargado con infraestructuras eólicas marinas (módulos de conexión subestación-base) parte de los astilleros de Puerto Real (Cádiz) con rumbo a Estados Unidos

Energías Renovables **el periodismo de las energías limpias.**

<https://www.energias-renovables.com/eolica/el-ejecutivo-inyecta-212-millones-de-euros-20260107>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 07 enero 2026

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), entidad pública empresarial dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, gestionará esta **nueva línea de ayudas** del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) en régimen de concurrencia competitiva. La Administración seleccionará aquellos proyectos estratégicos mejor valorados que se desarrollen en puertos estatales de interés general dentro de cada región y subregión marina del Atlántico y el Mediterráneo, para lo cual la convocatoria fija la siguiente preasignación presupuestaria por regiones/subregiones:

- Región del Atlántico Nororiental (RAN)
 - Subregión del Golfo de Vizcaya y las Costas Ibéricas (SGV): 100 millones de euros.
 - Subregión Atlántico Macaronésica de Canarias (SAMC): 30 millones de euros.
- Región del Mar Mediterráneo (RMM): 82 millones de euros.

El presupuesto con el que está dotada esta línea financiará proyectos de infraestructuras singulares en ubicaciones estratégicas por su zona de influencia, tanto para el mercado nacional como el internacional, que mejoren de manera significativa las capacidades logísticas portuarias mediante la construcción o adaptación de muelles y/o superficies de operación en su zona trasera, así como los servicios generales asociados a su puesta en explotación. Estas inversiones solo podrán realizarse

en la Zona I de los Puertos de Interés General de todo el territorio nacional, correspondiente a los espacios de agua abrigados en sus zonas de servicio.

Proyecto industrial asociado

Como condición excluyente para optar a las subvenciones, las propuestas de los puertos que concurren deberán estar asociadas a un "proyecto industrial sólido ligado al desarrollo de la cadena de valor en torno a las renovables marinas, con una inversión comparable o superior a la ayuda solicitada por la entidad beneficiaria y una vigencia temporal al menos de 10 años". Estos desarrollos industriales serán promovidos por operadores privados que obtengan sus correspondientes títulos concesionales, en procedimientos sujetos a concurrencia, vinculados a las nuevas infraestructuras portuarias generadas con las ayudas de la convocatoria.

En el proceso de selección el IDAE valorará la madurez del proyecto –tramitación ambiental incluida–, las capacidades logísticas, externalidades positivas como la generación de empleo, el planteamiento industrial, el número de puertos participantes y el plan económico, entre otros criterios. Todos los proyectos deben atenerse al principio de "no causar un daño significativo" (DNSH) al medio ambiente.

Los expedientes beneficiarios dispondrán para su ejecución de un plazo máximo de 48 meses una vez resuelta la convocatoria. Los incentivos se instrumentalizarán como una subvención a percibir por las autoridades portuarias, con carácter definitivo, cuando se verifique la ejecución del proyecto, se acrediten los costes subvencionables en los que se haya incurrido y los compromisos de inversiones en las propuestas industriales vinculadas.

El Ministerio concreta el objetivo de esta iniciativa

«El objetivo es que estos proyectos se constituyan como base logística durante la fase de construcción, montaje, puesta en marcha, reparación y mantenimiento de los futuros parques eólicos marinos y otros componentes de renovables marinas, creando líneas de atraque y superficies de trabajo aptas para las operaciones de grandes buques y para aerogeneradores, componentes y plataformas flotantes y fijas de elevadas dimensiones, así como para toda la maquinaria logística necesaria en las distintas fases de estos procesos.

Para ello, a cada actuación subvencionable se le exigirán unos requerimientos de capacidad de longitud mínima de línea de atraque, calado en muelle (y en canal de navegación) y superficie mínima de explanada asociada, que permitan dar respuesta a tales actividades de fabricación, ensamblaje y transporte de aerogeneradores marinos para el desarrollo de los parques eólicos en alta mar en España, con posibilidad de exportación a otros mercados»

Según la **Estrategia Europea de energías renovables marinas**, actualmente solo unos pocos puertos europeos son aptos para el montaje, fabricación y mantenimiento de la infraestructura requerida para su despliegue. En ese sentido, el Ministerio quiere impulsar, con estos 212 millones de euros de ayuda, la mejora de las capacidades de los puertos españoles en este ámbito, "tanto para fabricar, montar y mantener parques eólicos marinos y dispositivos de otras tecnologías renovables marinas, como para funcionar como plataforma logística y de operaciones".

El objetivo último sería así, concluyen desde Transición Ecológica, "situar al sector portuario nacional en vanguardia, ganando competitividad en el marco de la cadena de valor de las energías marinas e impulsando el liderazgo industrial español y europeo en renovables".

Esta nueva línea de ayudas del Ministerio se suma a un programa previo actualmente en desarrollo, RenMarinas Demos, que toma también a los puertos como emplazamientos clave para el ensayo y demostración de prototipos y desarrollos experimentales ligados a las energías del mar.

El discurso del Ministerio

«España cuenta con una potente industria de construcción naval, un sólido sector marítimo-portuario, altas capacidades de ingeniería civil y un ecosistema industrial de materiales y equipamientos que pueden dar servicio al desarrollo de las renovables marinas. Al mismo tiempo, goza de unas condiciones climatológicas óptimas para probar soluciones adaptadas a distintos entornos y mercados. Este potencial, unido al liderazgo en generación renovable, permite a nuestro país postularse como un centro de referencia europeo y mundial para la implantación de las energías renovables marinas, aquí y en mercados internacionales, así como parte vital de la cadena europea de suministro.

Las energías verdes en el entorno marino son una de las palancas para la transformación energética a gran escala por su potencial de generación. Su despliegue contribuirá a garantizar la seguridad del suministro y descarbonizar la actividad industrial, en línea con el plan RepowerEU, la ley sobre la industria de cero emisiones netas (Net-Zero Industrial Act) y con el Pacto europeo por una Industria Limpia. A la vez, constituyen una gran oportunidad socioeconómica para nuestro país, compatible con la protección de los valores ambientales y con el resto de los usos y actividades del entorno marino»

El programa Port-Eolmar busca reforzar las capacidades logísticas y la cadena de valor nacional para la fabricación y montaje a gran escala de aerogeneradores marinos y dispositivos de energías del mar. Las subvenciones se otorgarán por concurrencia competitiva a proyectos estratégicos en cada región y subregión marina en el Atlántico y en el Mediterráneo. Las actuaciones deberán incorporar proyectos industriales cuya inversión iguale o supere las ayudas recibidas para estimular la creación de industria auxiliar y un mercado de componentes de alto valor asociado al despliegue de las renovables marinas. La Hoja de Ruta para el despliegue de la eólica marina y las energías del mar en España, aprobada en diciembre de 2021, incluye entre sus objetivos estratégicos "ser un referente internacional y europeo en capacidades industriales y el conjunto de la cadena de valor de estas energías".

El plazo de presentación de solicitudes de ayuda permanecerá abierto del 28 de enero al 3 de marzo de 2026.

Primera convocatoria de **ayudas a proyectos de inversión para la adaptación física de la infraestructura portuaria nacional** en puertos de interés general destinada al despliegue de la eólica marina y otras renovables marinas en España (1ª Convocatoria - Programa Port-EolMar) en el marco

del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, financiado por la Unión Europea - NextGenerationEU.

[Pie de foto: buque cargado con infraestructuras eólicas marinas (módulos de conexión subestación-base) parte de los astilleros de Puerto Real (Cádiz) con rumbo a Estados Unidos (**léase aquí la historia**). Fuente foto: Navantia Seanergies].

El Gobierno lanza 212 millones en ayudas para adaptar los puertos al despliegue de las renovables marinas

- El Miteco ha abierto la primera convocatoria de ayudas a proyectos de adaptación física de la infraestructura portuaria de titularidad estatal destinada al despliegue de renovables marinas



El Gobierno lanza 212 millones en ayudas para adaptar los puertos al despliegue de las renovables marinas

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-lanza-212-millones-en-ayudas-para-adaptar-los-puertos-al-des...>

Redacción

Miércoles, 07 enero 2026

El programa Port-Eolmar contará con una financiación de 212 millones de euros de los fondos 'NextGenEU'

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) ha abierto la primera convocatoria de ayudas a proyectos de adaptación física de la infraestructura portuaria de titularidad estatal destinada al despliegue de las energías renovables marinas, que contará con una financiación de 212 millones de euros de los fondos 'NextGenEU'.

Según informó en un comunicado el Ministerio, este programa, denominado **Port-Eolmar** -cuyo plazo para la presentación de solicitudes será del 28 de enero al 3 de marzo-, busca reforzar las capacidades logísticas y la dotación de algunos puertos españoles de interés general de cara al despliegue de la generación renovable en el medio marino con tecnologías de eólica 'offshore', mareomotriz, undimotriz y otras, afianzando la cadena de valor nacional y la creación de toda una industria auxiliar vinculada, competitiva a escala europea y global.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), dependiente del Ministerio, gestionará esta nueva línea de ayudas del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) en régimen de concurrencia competitiva. Se seleccionarán aquellos proyectos estratégicos mejor valorados que se desarrollen en puertos estatales de interés general dentro de cada región y subregión marina del Atlántico y el Mediterráneo.

Despliegue de las renovables marinas

En concreto, la convocatoria fija una preasignación presupuestaria por regiones/subregiones que incluyen, en la Región del Atlántico Nororiental (RAN), la subregión del Golfo de Vizcaya y las Costas Ibéricas (SGV) -con 100 millones de euros-, la subregión Atlántico Macaronésica de Canarias (SAMC) -con 30 millones de euros-; así como la Región del Mar Mediterráneo (RMM) -con 82 millones de euros-.

El gabinete dirigido por **Sara Aagesen** indicó que el presupuesto con el que está dotada la línea "financiará proyectos de infraestructuras singulares en ubicaciones estratégicas por su zona de influencia, tanto para el mercado nacional como el internacional, que mejoren de manera significativa las capacidades logísticas portuarias mediante la construcción o adaptación de muelles y/o superficies de operación en su zona trasera, así como los servicios generales asociados a su puesta en explotación".

Asimismo, estas inversiones solo podrán realizarse en la Zona I de los Puertos de Interés General de todo el territorio nacional, correspondiente a los espacios de agua abrigados en sus zonas de servicio.

Asociados a proyectos industriales sólidos

Por otra parte, como condición excluyente para optar a las subvenciones, las propuestas de los puertos que concurren deberán estar asociadas a un proyecto industrial sólido ligado al desarrollo de la cadena de valor en torno a las renovables marinas, con una inversión comparable o superior a la ayuda solicitada por la entidad beneficiaria y una vigencia temporal al menos de 10 años.

Estos desarrollos industriales serán promovidos por operadores privados que obtengan sus correspondientes títulos concesionales, en procedimientos sujetos a concurrencia, vinculados a las nuevas infraestructuras portuarias generadas con las ayudas de la convocatoria.

En el proceso de selección el IDAE valorará la madurez del proyecto -tramitación ambiental incluida-, las capacidades logísticas, externalidades positivas como la generación de empleo, el planteamiento industrial, el número de puertos participantes y el plan económico, entre otros criterios. Además, todos los proyectos deben atenerse al principio de "no causar un daño significativo" (DNSH) al medioambiente.

Asimismo, los expedientes beneficiarios dispondrán para su ejecución de un plazo máximo de 48 meses una vez resuelta la convocatoria. Los incentivos se instrumentalizarán como una subvención a percibir por las autoridades portuarias, con carácter definitivo, cuando se verifique la ejecución del proyecto, se acrediten los costes subvencionables en los que se haya incurrido y los compromisos de inversiones en las propuestas industriales vinculadas.

Energía renovables marinas

Con estas ayudas, que se unen al programa previo actualmente en desarrollo, **Renmarinas Demos**, se busca así impulsar el potencial de España para postularse como un centro de referencia europeo

y mundial para la implantación de las energías renovables marinas, aquí en mercados internacionales, así como parte vital de la cadena europeo de suministro.

España cuenta con una potente industria de construcción naval, un sólido sector marítimo-portuario, altas capacidades de ingeniería civil y un ecosistema industrial de materiales y equipamientos que pueden dar servicio al desarrollo de esta tecnología, además de disponer de unas condiciones climatológicas óptimas para probar soluciones adaptadas a distintos entornos y mercados.



Transición Ecológica convoca 1.461 millones en ayudas europeas

La última partida aprobada permitirá a los puertos adaptarse a la eólica marina

Sergio Guinaldo MADRID.

El Ministerio para la Transición Ecológica (Miteco) ha apretado el acelerador en las últimas semanas y ha convocado ayudas en materia energética que en conjunto superan los 1.461 millones de euros en el marco del Plan de Recuperación, Trans-

formación y Resiliencia (PRTR), financiados por los fondos de la Unión Europea, *NextGenerationEU*.

La última de ellas, dada a conocer este mismo miércoles, permitirá a los puertos estatales adaptarse de cara al tan esperado despliegue de eólica *offshore* y otras tecnologías renovables marinas con 212 millones de euros.

Pese a la premura, todas estas partidas no deberán ejecutarse antes de agosto de 2026, fecha límite en la que los fondos *NextGenera-*

tionEU debían estar ejecutados para no perderse. La prórroga de plazos para muchas de las partidas fue posible gracias a la aprobación de una orden (TED/1444/2025) el pasado 11 de diciembre, con la que el Gobierno ha modificado las bases reguladoras de varios programas de ayudas. Así, casi una veintena de programas vinculados al PRTR deberán concederse antes del 31 de agosto de 2026, pero podrán ejecutarse posteriormente. Los más tardíos, incluso dentro de diez años

—como es el caso de proyectos innovadores de bombeo reversibles, que percibirán hasta 90 millones de euros—.

Por cuantía, el programa más amplio ha sido el de la Cadena de valor industrial, que regará con 355 millones de euros a proyectos industriales con un plazo de ejecución de cuatro años tras su resolución.

Por debajo de los 300 millones, sobresale el programa de repotenciación circular, que otorgará hasta 292,5 millones de euros a pro-

yectos de repotenciación eólica y de renovación de minicentrales hidroeléctricas y cuyo plazo de ejecución expirará en junio de 2030. También el programa de proyectos innovadores de energías renovables, almacenamiento y sistemas térmicos renovables, que premiará a proyectos de agrivoltaica, fotovoltaica flotante, integración de renovables en infraestructuras, autoconsumo colectivo y bombas de calor con otros 202,5 millones a ejecutar hasta el 30 de junio de 2030.



El sistema eléctrico

Las medidas antiapagones reducen el peso de las renovables

▶ Las energías verdes cubrieron el 55,5% de toda la generación de electricidad en España, frente al máximo del 56,8% alcanzado en 2024

DAVID PAGE
Madrid

España está extremando las precauciones para evitar otro gran apagón. Y eso está teniendo consecuencias para todo el sector. Red Eléctrica de España (REE), el operador del sistema eléctrico, puso en marcha justo después del colapso del pasado abril medidas especiales para reducir el riesgo de un nuevo episodio de crisis. Se trata de un modo de operación reforzado para dar más estabilidad al funcionamiento del siste-

ma, frenando un poco el uso de las energías renovables y dando prioridad a la utilización de energías tradicionales, fundamentalmente las centrales de gas.

Un *escudo antiapagones* que ha provocado que el año pasado las instalaciones de energías renovables redujeran su peso en el total de la producción de electricidad en el país. En el conjunto de 2025 las renovables cubrieron un 55,5% de toda la generación eléctrica nacional, frente al máximo histórico del 56,8% alcanzado durante 2024, según los registros estadísticos de Red Eléctrica. El objetivo marcado por el Gobierno en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) es elevar la aportación de las renovables hasta el 81% de la generación eléctrica total en el año 2030.

Alza del 3,6%

Las plantas de energías verdes produjeron más electricidad que nunca el año pasado, con más de 150,8 gigavatios hora (GWh), un 1,1% más que el anterior récord de 149,1 GWh de 2024. Pero el crecimiento de la producción total en España fue mayor, con un alza del 3,6%, debido al aumento de la demanda, por lo que la aportación de las renovables se diluye y su peso cae en pleno uso intensivo de las centrales de gas por la operación reforzada del sistema eléctrico tras el apagón. Las plantas de ciclos combinados –que queman gas para producir electricidad– generaron casi un 17% de toda la electricidad el año pasado, frente al 13,6% del ejercicio anterior.

España se ha embarcado en los últimos años en un despliegue masivo de nuevas plantas de renovables y la revolución verde ha estado provocando una sacudida en la producción de electricidad del país. El sistema eléctrico español logró en 2023 un hito histórico y por primera vez generó más de la mitad de toda su energía con instalaciones de tecnologías renovables (eólica, fotovoltaica e hidráulica, fundamentalmente), superando a la suma de nuclear, centrales de gas y otras energías. ■



Béjar lanza con USS y OPTrust el mayor plan de baterías

MERCADO ESPAÑOL/ Bruc, tras aumentar exponencialmente su cartera de renovables, irrumpe ahora en almacenamiento.

Miguel Á. Patiño. Madrid

El grupo español Bruc, fundado por el empresario Juan Béjar, y participado en actualidad por el fondo de inversión canadiense OPTrust y el británico USS, va a lanzar un ambicioso plan para irrumpir en el negocio de las baterías para renovables.

En concreto, aspira a desarrollar 2.200 megavatios en baterías para combinar con renovables. Se trata de uno de los mayores planes de despliegue de almacenamiento de energía para renovables anunciado hasta ahora en España.

Con ese plan, Bruc, que ha ido multiplicando su tamaño exponencialmente en el último año, abre una nueva etapa e irrumpe de lleno en un negocio en el que se están posicionando otros grupos como Iberdrola, Endesa, Naturgy, Acciona Energía y Solaria.

Fuera de España, destacan otros proyectos como el de la española Grenergy en Chile, que cuenta con el respaldo de KKR y CVC.

La apuesta de Bruc por las baterías es un salto estratégico dentro de la empresa tras una década en el mercado. El grupo fue fundado en 2015 por Juan Béjar, conocido directivo español que previamente había ocupado primeros cargos ejecutivos en Ferrovial y Globalvía, entre otros grupos. Más tarde, se sumaron al accionariado los fondos OPTrust y USS.

Bruc cerró 2025 con 38 plantas fotovoltaicas en operación comercial, que suman una potencia pico instalada de 1.963 megavatios (MW). Es prácticamente el doble que la potencia instalada con la que cerró el año 2023, unos 970 megavatios.

A estos activos en operación se añaden 637 MW actualmente en construcción de solar fotovoltaica y 3.988 MW en desarrollo. En conjunto, la cartera total de activos de



Juan Béjar, fundador y presidente de Bruc.

Iberdrola vende luz a Salzgitte

Miguel Á. Patiño. Madrid

Iberdrola ha firmado un acuerdo de suministro de energía renovable a largo plazo (PPA) por un total de 15 años con la acerera alemana Salzgitte, para la venta de 900 gigavatios-hora (GWh) durante el citado período.

A precios actuales, el contrato superaría los 100 millones de euros.

Iberdrola ha puesto en marcha en la localidad de Schadewohl, en el norte

de Alemania, una planta fotovoltaica de 65 megavatios pico (MWp) para ese suministro.

Esta planta cuenta con más de 92.000 paneles solares y producirá unos 60 gigavatios hora (GWh) por ejercicio, energía suficiente para abastecer el suministro de más de 20.000 hogares (en torno a 40.000 personas) y evitar la emisión de 23.000 toneladas de gases contaminantes al año.

Bruc alcanza los 6.588 MW. De los 3.988 MW en desarrollo, 1.716 MW corresponden a proyectos fotovoltaicos.

BNP, Sabadell y Santander

El grueso serán los 2.200 MW correspondientes a sistemas de almacenamiento mediante baterías híbridadas. Además, hay otros 72 MW correspondientes a un proyecto de hibridación eólica vinculado a la planta fotovoltaica Las Qui-

nientas, en Jerez de la Frontera (Cádiz).

Hace unos días, Bruc anunció un acuerdo de financiación de 474 millones de euros con BNP AM, Banco Santander, Banco Sabadell, Export Development Canada (EDC) y Banco Cooperativo.

Estos recursos serán destinados a la refinanciación de la deuda existente de 858 MW de plantas de generación solar fotovoltaica.

El grueso de los proyectos este año será para desarrollar baterías que apoyen a las renovables



Nordex comienza el año con contratos que suman más de un 'giga' de capacidad

El fabricante deberá suministrar 1.146 MW de turbinas en Alemania, Francia, Bélgica o Canadá

Sergio Guinaldo MADRID.

Nordex ha comenzado 2026 con buen pie. En esta segunda semana del año, el fabricante alemán de aerogeneradores en el que Acciona es accionista mayoritario ha obtenido contratos para la entrega de 184 turbinas de diferentes tipologías que suman una potencia de 1.146 megavatios (MW); más de la mitad de toda la capacidad que el fabricante recibió en el primer trimestre de 2025 (2.182 MW), así como en el del año 2024 (2.086 MW).

El anuncio más importante tuvo lugar en víspera de Reyes, cuando la compañía recibió pedidos desde Canadá para el suministro e instalación de un total de 73 turbinas que suman una capacidad combinada de 508 MW. Pese a no revelar los nombres ni de los clientes ni de los parques a los que proveerá, Nordex destacó que entre las turbinas elegidas figura, además del modelo N163, el modelo N175/6.X, lo cual supone su entrada en el mercado canadiense gracias al sistema antihielo avanzado para las palas del rotor con el que están equipadas.

“Nuestra probada tecnología antihielo sigue siendo un factor clave para el éxito en las regiones de clima frío, y ahora, con la incorporación del N175 a nuestra oferta de productos en Canadá, podemos ayudar a nuestros clientes a maximizar la producción de energía durante todo el año y a reducir aún más el costo nivelado de la energía”, enfatizó Manav Sharma, director ejecutivo de Nordex Group para Norteamérica.

Con menos capacidad agregada pero con más turbinas, la compa-

ña comunicó en la jornada de ayer otro importante volumen de pedidos, formado por 15 proyectos de energía eólica en Francia, Bélgica y Portugal. En este caso tampoco se revelaron nombres, pero sí que se prevé la entrega de 78 turbinas de diversos modelos para el año 2027. Cada uno de los contratos incluye además un acuerdo de servicio y mantenimiento plurianual para garantizar la fiabilidad continua y el rendimiento óptimo de las turbinas a largo plazo.

Acuerdo marco con UKA

Entre medias del lunes y el miércoles, el fabricante anunció otro considerable encargo por parte de la promotora alemana UKA para el desarrollo de nueve parques eólicos en Brandeburgo, Turingia y Renania del Norte-Westfalia. En

184

TURBINAS

Tendrá que suministrar Nordex a través de los diferentes acuerdos firmados en los últimos tres días

total, el grupo ha encargado la fabricación para 2027 de 33 turbinas N175/6.X que suman un total de 224,4 MW. El contrato, además, incluye el servicio premium de mantenimiento de las turbinas durante 20 años, y se encasilla dentro de un acuerdo marco vigente entre ambas compañías.

“Estos últimos pedidos consolidan aún más la fructífera colaboración entre el Grupo Nordex y UKA. Nos complace que UKA haya elegido una vez más nuestros aerogeneradores más potentes de nuestro catálogo y que, además, opte por una gran altura de buje de 179 metros con el N175/6.X para estos proyectos”, afirmó Karsten Brüggemann, vicepresidente de la Región Central de Nordex.

BRUC cierra 2025 con casi dos mil megavatios en operación

- Los 38 plantas fotovoltaicas en operación produjeron 3,42 TWh en el ejercicio



BRUC cierra 2025 con casi dos mil megavatios en operación

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

BRUC cierra 2025 con casi dos mil megavatios en operación

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/bruc-cierra-2025-con-casi-dos-mil-20260107>

Celia García-Ceca

Miércoles, 07 enero 2026

BRUC ha anunciado este miércoles que ha cerrado el ejercicio de 2025 con 38 plantas fotovoltaicas en operación comercial, que suman una potencia pico instalada de 1.963 megavatios (MW). A estos activos en operación se añaden 637 MW actualmente en construcción —todos ellos de tecnología solar fotovoltaica— y 3.988 MW en desarrollo. En conjunto, la cartera total de activos de BRUC alcanza los 6.588 MW. De los 3.988 MW en desarrollo, 1.716 MW corresponden a proyectos fotovoltaicos, 2.200 MW a sistemas de almacenamiento mediante baterías híbridadas y 72 MW a un proyecto de hibridación eólica vinculado a la planta fotovoltaica 'Las Quinientas'. Se ha evitado así la emisión de un millón de toneladas de CO₂, el equivalente a la contaminación de 673.000 vehículos de combustión. La financiación para la construcción y operación de su portfolio de activos está garantizada gracias a acuerdos con importantes entidades financieras nacionales e internacionales, todos ellos alineados con los Green Loan Principles.

En aplicación del modelo de negocio, BRUC instalará antes de final de año las primeras baterías, que proporcionarán flexibilidad a la oferta de energía. Durante el ejercicio, las plantas gestionadas por BRUC han generado 3,42 teravatios/hora (TWh) de energía limpia. La energía producida podría abastecer el consumo de 900.000 hogares en España. Además, recientemente BRUC acordó una financiación sin recurso por importe de 474 millones de euros con BNP AM, Banco Santander, Banco Sabadell, Export Development Canada (EDC) y Banco Cooperativo. Estos recursos serán destinados a la refinanciación de la deuda existente de 858 MW de plantas de generación solar fotovoltaica que BRUC tiene en operación en las comunidades de Andalucía y Aragón.

"La confianza de nuestros accionistas nos permite seguir avanzando en el cumplimiento del plan de negocio y estar preparados para aprovechar las oportunidades que se deriven del avance en la

electrificación de la economía", asegura Juan Béjar, presidente de BRUC. Por su parte, Luis Venero, CEO de BRUC, subraya que "las inversiones en almacenamiento que estamos abordando en ejecución de nuestro modelo de negocio nos permitirán dar flexibilidad a nuestra oferta de energía, con el fin de contribuir a la fiabilidad y firmeza del sistema eléctrico y capturar mejores precios".

Acerca de Bruc

BRUC es uno de los grupos de energías renovables con mayor dimensión y dinamismo en España. Fue fundado por el empresario Juan Béjar, quien actualmente desempeña la presidencia. El accionario está compuesto por OPTrust y USS. Luis Venero es el consejero delegado de la compañía. BRUC considera que se requiere con urgencia una transición energética hacia una economía descarbonizada. Una parte muy relevante de esta transición descansa en el desarrollo de las energías limpias, cuya aportación a los sistemas energéticos de los países debe ser creciente. La misión de BRUC es generar oportunidades de inversión atractivas en el ámbito de las energías renovables y gestionar los activos con el objetivo de contribuir a la sostenibilidad del medioambiente, reducir sustancialmente las emisiones contaminantes e impulsar la independencia energética. BRUC actualmente cuenta con una cartera de activos en España y Japón (solar fotovoltaica, eólica y almacenamiento) que suman 6.588 MW en operación, construcción y desarrollo.

Bruc cierra el año con 1.963 MW en operación e inicia la hibridación de sus plantas con baterías

- Bruc ha cerrado el ejercicio de 2025 con 38 plantas fotovoltaicas en operación comercial, que suman una potencia pico instalada de 1.963 megavatios (MW).



Planta de Bruc.

<https://elperiodicodelaenergia.com/bruc-cierra-el-ano-con-1-963-mw-en-operacion-e-inicia-la-hibridacion-de-s...>

Redacción

Miércoles, 07 enero 2026

Bruc ha cerrado el ejercicio de 2025 con 38 plantas fotovoltaicas en operación comercial, que suman una potencia pico instalada de 1.963 megavatios (MW) , informó la compañía.

A estos activos en operación, el productor independiente de energías **renovables** añade 637 MW actualmente en construcción - **todos ellos de tecnología solar fotovoltaica- y 3.988 MW en desarrollo. En total, la cartera total de activos de Bruc alcanza así los 6.588 MW.**

De los 3.988 MW en desarrollo, 1.716 MW corresponden a proyectos fotovoltaicos, 2.200 MW a sistemas de almacenamiento mediante baterías hibridadas y 72 MW a un proyecto de hibridación eólica vinculado a la planta fotovoltaica 'Las Quinientas'. Bruc instalará antes de final de año las primeras baterías, que proporcionarán flexibilidad a la oferta de energía.

Durante el ejercicio, las plantas gestionadas por Bruc han generado 3,42 teravatios/hora (TWh) de energía limpia, que, según las estimaciones de la compañía, supone el abastecimiento del consumo de 900.000 hogares en España.

La financiación de Bruc

Por otra parte, la **financiación** para la construcción y operación del portfolio de activos del grupo está garantizada gracias a acuerdos con importantes entidades financieras nacionales e internacionales, todos ellos alineados con los 'green loan principles'.

A este respecto, Bruc acordó recientemente una financiación sin recurso por importe de 474 millones de euros con BNP AM, Banco Santander, Banco Sabadell, Export Development Canada (EDC) y Banco Cooperativo. Estos recursos serán destinados a la refinanciación de la deuda existente de 858 MW de plantas de generación solar fotovoltaica que la empresa tiene en operación en las comunidades de Andalucía y Aragón.

El **accionariado** de Bruc, compuesto por los fondos de pensiones OPTrust y USS, respalda el desarrollo de su plan de negocio. A este respecto, el presidente del grupo, Juan Béjar, indicó que la confianza de sus accionistas permite a la compañía "seguir avanzando en el cumplimiento del plan de negocio y estar preparados para aprovechar las oportunidades que se deriven del avance en la electrificación de la economía".

Mientras, el consejero delegado de Bruc, **Luis Venero**, afirmó que las inversiones en almacenamiento que se están abordando en ejecución del modelo de negocio del grupo "permitirán dar flexibilidad a su oferta de energía, con el fin de contribuir a la fiabilidad y firmeza del sistema eléctrico y capturar mejores precios".

¿Habría que pagar una renta al habitante de lo rural por acoger parques renovables en su territorio?

- La Fundación Fedea acaba de publicar 'Una propuesta de compensación por impactos de la instalación de renovables en zonas rurales', un trabajo del profesor Diego Rodríguez, de...



La ciudad de Tarifa fue una de las pioneras en la actividad de la energía eólica. Sus molinos de viento forman parte de un panorama muy típico ya del Campo de Gibraltar. Fotografía de Hernán Piñera

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/ayhabr-a-que-pagar-una-renta-al-20260107>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 07 enero 2026

La transición energética no tiene efectos simétricos sobre los individuos y los territorios. Ello ha derivado en preocupación por lograr una transición justa. Preocupación referida a la asequibilidad del suministro energético para la ciudadanía. Y preocupación centrada en lo geográfico, que se ha manifestado muy explícitamente en el interés por facilitar la reconversión de zonas especialmente afectadas por el cierre de grandes plantas de generación, pero no quizá en otras dimensiones. El caso es que, simultáneamente a todo ello, está surgiendo en muchos territorios rurales una importante oposición al despliegue de nuevas capacidades de generación renovable. De hecho, los promotores de nuevas instalaciones renovables, especialmente eólicas, aluden a ese hecho como una de las principales barreras a la entrada de nueva capacidad. Pues bien, sobre todo ello, y sobre las futuras compensaciones que podrían articularse para los habitantes de los territorios en los que se instalan los nuevos parques renovables, versa " **Una propuesta de compensación por impactos de la instalación de renovables en zonas rurales**".

El trabajo parte de tres consideraciones iniciales. En primer lugar, reconoce que la instalación de nuevas plantas de generación renovable tiene efectos tanto positivos como negativos sobre el territorio en el que se emplazan. Entre los primeros, permite crear empleo y generar rentas del trabajo y del capital, estas últimas vinculadas a los espacios arrendados y a los tributos locales. Entre los segundos, tiene efectos paisajísticos y, "potencialmente", produce desplazamientos de usos. En

segundo lugar, el estudio del profesor Rodríguez destaca que actualmente hay diversas propuestas de la Comisión Europea dirigidas a facilitar el despliegue de generación renovable haciendo más partícipes a las comunidades cercanas, al tiempo que está en periodo de consulta la Estrategia de Transición Justa para el periodo 2026-2030. Y, en tercer lugar, indica que el mecanismo de compensación que propone en su trabajo es de ámbito nacional y adicional al que ya existe en algunas Comunidades Autónomas que han establecido impuestos o cánones por "afección medioambiental" a centrales de generación renovable, si bien solo en algunas ocasiones esos cánones revierten sobre las zonas afectadas por el despliegue.

«Hasta ahora han sido siete las comunidades autónomas que han establecido impuestos o cánones a plantas de generación renovable, que habitualmente son impuestos por "afección medioambiental". La primera en hacerlo fue Galicia, a la que han seguido Castilla y León, Castilla-La Mancha, Cantabria, Aragón, País Vasco y La Rioja. Adicionalmente, la Comunidad Valenciana obtiene ingresos por nuevas instalaciones eólicas, aunque no están determinados de antemano por una norma sino que dependen de acuerdos específicos. Tanto en la Comunidad Valenciana como en Galicia se dota un Fondo de Compensación, que se distribuye a los municipios afectados. En el resto de los casos se integran en el presupuesto regional correspondiente, frecuentemente con una llamada genérica a que esos ingresos se destinarán a gastos medioambientales» (página 3 del estudio)

En relación con los ingresos requeridos para el mecanismo de compensación, el autor señala que es posible utilizar parte de los ingresos obtenidos del Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión (EU Emissions Trading System, EU ETS), bien en su configuración actual o bien ampliado mediante el futuro ETS2.

A ese respecto el profesor Rodríguez recuerda que, aunque hay obligación de destinar la totalidad de los ingresos obtenidos a objetivos climáticos y de transición energética, "los usos reportados por España tanto en 2023 como en 2024 no alcanzan el 40% del total".

El autor también indica que su propuesta se alinea con lo establecido en la Ley de Cambio Climático y Transición Energética sobre el uso de los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero para el cumplimiento de los objetivos en materia de cambio climático y transición energética.

«La transferencia a zonas rurales por el despliegue de renovables tiene muy difícil encaje con el Fondo de Transición Justa, que integra inversiones orientadas a la diversificación y la modernización de la economía local, así como a la mitigación de las repercusiones negativas de la transición en el empleo.

La vía natural es utilizar parte de los ingresos procedentes del Régimen Europeo de Comercio de Derechos de Emisión (EU Emissions Trading System, EU ETS).

Los destinos generales del ETS son cuatro: los presupuestos nacionales, el Fondo de Innovación, el Fondo de Modernización y el Fondo Social del Clima. España no recibe ingresos procedentes del Fondo de Modernización, que entre 2024 y 2030 se

financia con el 2,5% de todos los derechos subastados en la UE, mientras que el Fondo de Innovación aborda cuestiones de desarrollo tecnológico y apoyo al despliegue de nuevas tecnologías (Banco de Hidrógeno, subastas de calor...).

En 2023 y 2024 España obtuvo, respectivamente, 3.584 millones de euros (M€) y 2.575 M€ por las subastas de derechos de emisión.

La caída de la recaudación fue consecuencia de la reducción del precio de los derechos de emisión, que en media anual fue de 83,6 euros por tonelada de CO₂ (€/tCO₂) en 2023 y de 64,7 €/tCO₂ en 2024.

Para 2025 la recaudación se situará en torno a 3.000 M€, en línea con un precio medio del ejercicio de aproximadamente 75 €/tCO₂.

La previsión para los próximos años es que el precio del CO₂ siga aumentando, en línea con los objetivos de descarbonización más exigentes marcados por la UE para 2035 y 2040. En concreto, el futuro a 2030 en el mercado ICE Index cotiza a 100 €/tCO₂ en diciembre de 2025»

(Hay una parte de los derechos (un 43%) que no se subastan sino que se asignan gratuitamente, si bien ese porcentaje va a ir decreciendo en los próximos años hasta desaparecer en 2035, desaparición que se conecta con la aplicación progresiva del CBAM.)

El trabajo realiza un análisis de la distribución espacial de las centrales de generación renovable en España utilizando como fuente principal el Registro administrativo de instalaciones de producción de energía eléctrica. Se concluye que las algo más de 40 mil instalaciones de generación renovable con potencia igual o superior a veinte kilovatios (20 kW) se localizan en algo más de 3.300 municipios.

«El patrón de concentración espacial de la generación eléctrica a finales de la década de los noventa era más concentrado que el actual. Como se señala en Baraja et al. (2024), los 43.551 MW de potencia instalada en el sistema eléctrico peninsular en 1997 se repartían en 1.318 instalaciones distribuidas por 559 municipios. Sin embargo, se trataba de un modelo de generación basado en carbón, hidráulica y nuclear, poco consumidor de espacios. Por el contrario, los 123.564 MW instalados en 2023 se distribuían en 67.460 plantas repartidas por 4.687 municipios»

El autor observa que, si bien una amplísima proporción de los municipios tienen ocupaciones de espacio muy reducidas, existe un pequeño conjunto de municipios donde la ocupación de espacios es relevante. En concreto, el 10% de los municipios considerados tendrían ocupaciones de espacios por instalaciones renovables superiores al 5% de la superficie municipal.

Ese porcentaje de ocupación se incrementa hasta casi el 25% de la superficie municipal si solo se considera el 5% de los municipios más afectados (166 municipios) y se asigna un mayor espacio de ocupación media a la generación eólica.

A ese respecto el autor observa que, si bien la asignación de un espacio más amplio para la generación eólica desplaza la distribución de espacios utilizados para el conjunto de los municipios, su efecto sobre la selección de los municipios beneficiarios de la propuesta sería poco relevante.

El fondo

El autor considera que la cuantía global del fondo que habría que destinar a compensaciones para el rural sería objeto de decisión política, como ya ocurre en otros ámbitos de compensación a colectivos afectados. Sin embargo, se sugiere la posibilidad de establecer un mecanismo creciente de compensación en función de la intensidad de la ocupación de espacios.

A efectos ilustrativos -plantea Rodríguez-, la distribución de un fondo de 100 millones de euros entre el 10% de los municipios más afectados conduciría a una transferencia de rentas entre 90 y 190 euros anuales por residente en esos municipios.

El autor señala que esas cifras se situarían por encima del mínimo garantizado de 79 euros por habitante y año contenido en la Orden Ministerial que regula el reparto de rentas a municipios cercanos a las centrales nucleares.

Por último, el trabajo explora las ventajas e inconvenientes de distintos procedimientos para implementar el mecanismo de compensación. Por un lado, transferencias directas hacia los residentes en las zonas rurales más afectadas, bien a través de un sistema de cheque o de un descuento en las facturas eléctricas de los hogares.

En ambos casos, aunque se valora positivamente la obtención de una compensación directa por parte de los residentes de las zonas objeto de la medida, se enfatizan las dificultades prácticas para llevarla a cabo.

Por otro lado, el autor explora la alternativa de realizar transferencias a los ayuntamientos de los municipios más afectados. Y Rodríguez apuesta por esta vía, al considerar que su gestión administrativa sería más simple, situándose además en línea con la ya existente actualmente para los fondos destinados a zonas próximas a las centrales nucleares.

Los municipios estarían obligados a utilizar los fondos recibidos a actuaciones medioambientales o, alternativamente, los canalizarían mediante transferencias hacia los ciudadanos finales.

Credenciales Fedea

Fedea es una fundación privada que se autodefine como "fábrica de ideas". Iniciativa, en mayo de 1985, de Luis Ángel Rojo, director en aquel momento del Servicio de Estudios del Banco de España, explica su "objetivo fundacional" en estos términos: "el objetivo fundacional de Fedea es el de influir positivamente en la sociedad, investigando sobre las cuestiones económicas y sociales más importantes de nuestro tiempo y divulgando con posterioridad esa investigación". Así, la Fundación se postula como "puente entre el mundo académico, la sociedad civil y los gestores públicos para aunar esfuerzos con vistas a contribuir al progreso de la sociedad española".

Financian Fedea el Banco de España, Telefónica, la consultora Deloitte, Bolsas y Mercados Españoles (BME), la aseguradora Mapfre, la constructora ACS, la operadora de autopistas Abertis, la

Fundación Ramón Areces (El Corte Inglés) y los bancos Santander, BBVA, CaxiaBank, Unicaja, Sabadell y Banca March.

“ Una propuesta de compensación por impactos de la instalación de renovables en zonas rurales .”

Fedea, Colección Apuntes no. 2026-01, Madrid. Diego Rodríguez Rodríguez (UCM y Fedea). Enero de 2026



Andrés Rodríguez, presidente de Profeca: "El sector de las instalaciones ofrece una oportunidad de futuro real"

- Profeca es la Asociación Profesional de Instaladores de la Provincia de Cádiz, una entidad con 37 años de trayectoria en el sector.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/instaladores/199569/andres-rodriguez-presidente-profeca...>

Lola Sánchez

Miércoles, 07 enero 2026

Andrés Rodríguez, presidente de la Asociación Profesional de Instaladores de la Provincia de Cádiz (Profeca), ahonda en esta entrevista en los objetivos de la entidad, así como en las tendencias y principales retos que tiene por delante el colectivo.

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

Profeca es la Asociación Profesional de Instaladores de la Provincia de Cádiz, una entidad con 37 años de trayectoria que representa, coordina y presta apoyo técnico y corporativo a las empresas del territorio.

Desde su creación en 1988, la organización se ha consolidado como un punto de referencia institucional y un interlocutor reconocido ante administraciones, federaciones y agentes del sector energético. En esta

entrevista, conversamos con **Andrés Rodríguez Brenes**, presidente de Profeca.

Pregunta. ¿Cuántas empresas forman parte de la entidad y de qué segmentos?

Respuesta. El colectivo está integrado por 92 empresas asociadas, distribuidas en más de treinta municipios de la provincia. Su actividad abarca un amplio espectro de especialidades, desde instalaciones eléctricas, telecomunicaciones o climatización hasta energías renovables, autoconsumo, protección contra incendios y servicios vinculados a la seguridad industrial.

Durante el último ejercicio, Profeca registró 14 nuevas incorporaciones, lo que evidencia un ecosistema asociativo dinámico y en crecimiento.

P. ¿Cuáles son las funciones de Profeca?

R . La asociación actúa como un agente articulador del sector, desarrollando funciones clave en tres ejes:

- Representación institucional, participando activamente en FADIA y FENIE, así como en mesas técnicas autonómicas de autoconsumo, seguridad industrial y relación con distribuidoras.
- Asesoramiento, formación y servicios al asociado, que incluyen apoyo técnico y administrativo, tramitaciones (TECI y nuevos suministros), jornadas divulgativas y un plan formativo continuado.
- Defensa del sector, contribuyendo a la mejora normativa, la lucha contra el intrusismo profesional y la promoción de la calidad y la seguridad en las instalaciones.

P. ¿Qué retos o propósitos tienen previstos para 2026?

R . La evolución del sector anticipa desafíos relevantes para los próximos años, como la adaptación a los cambios normativos derivados de nuevas versiones del REBT, RIPCI, RITE y legislación industrial; la integración real en la transición energética, con tecnologías como autoconsumo avanzado, hidrógeno verde, almacenamiento y electrificación de la movilidad; o la respuesta a la creciente digitalización del ámbito instalador, incluyendo nuevas plataformas de tramitación y herramientas de gestión inteligente.

De igual modo, cabe señalar el refuerzo de la cualificación profesional, apoyando la incorporación de jóvenes y favoreciendo el relevo generacional, y una mayor coordinación institucional para reducir cargas administrativas y mejorar la eficiencia regulatoria.

“La evolución del sector anticipa desafíos relevantes para los próximos años”

P. ¿Qué tendencias o nichos de mercado están funcionando mejor entre las empresas instaladoras de Cádiz?

R . Las actividades de los últimos ejercicios muestran un notable dinamismo en autoconsumo fotovoltaico, con fuerte expansión residencial e industrial; movilidad eléctrica y puntos de recarga asociados; sistemas de eficiencia energética, impulsados por nuevas oportunidades de negocio y por la actividad vinculada a Fenie Energía; instalaciones digitalizadas y automatización, cada vez más demandadas; y formación técnica especializada, que se consolida como herramienta de competitividad para las empresas instaladoras.

P. ¿Cuáles son los principales riesgos o problemáticas que enfrentan las empresas instaladoras de Cádiz?

R . El documento de actividades refleja preocupaciones comunes en el sector, como la complejidad normativa y la necesidad de actualización constante; el intrusismo profesional que afecta a la calidad del servicio y la competencia leal; la dificultad de comunicación con las distribuidoras, mitigada parcialmente gracias al modelo provincial de nuevos suministros; la escasez de mano de obra cualificada y la importancia de reforzar la conexión entre empresas y centros formativos; y la digitalización y adaptación a nuevas plataformas de gestión administrativa.

P. ¿Qué reglamentaciones están generando más incertidumbre entre las compañías de Cádiz y por qué?

R . Las empresas asociadas siguen con especial atención las modificaciones del REBT y su impacto en tramitaciones y procedimientos técnicos; la aplicación del nuevo RIPCI para establecimientos industriales; la evolución del RITE y sus requisitos de eficiencia; las medidas del Decreto-ley 3/2024, que amplía el uso de Declaración Responsable hasta 500 kW; y la revisión del Real Decreto 298/2021, cuyo dictamen europeo obliga a replantear criterios en materia de seguridad industrial.

P. Desde FENIE y el OREVE subrayan la necesidad de actuar sobre la instalación eléctrica para acometer la transformación energética. ¿Qué valoración hacen desde la asociación?

R . La asociación comparte plenamente esta visión. La instalación eléctrica es hoy el eje que permite avanzar hacia un modelo energético más eficiente y sostenible. Todas las grandes transformaciones -autoconsumo, movilidad eléctrica, almacenamiento, climatización eficiente o digitalización de edificios- requieren de instaladores cualificados y de un marco normativo que facilite su labor.

Desde Profeca defendemos que la modernización de las instalaciones es la palanca que posibilita la transición energética en la provincia.

“La instalación eléctrica es hoy el eje que permite avanzar hacia un modelo energético más eficiente y sostenible”

P. ¿Cada vez compran más las empresas instaladoras de Cádiz por internet? ¿Está cambiando la tendencia a la hora de adquirir material?

R . Aunque no podemos detallar cifras específicas, la evolución del sector y la creciente digitalización apuntan a un uso cada vez mayor de plataformas online para

consultas técnicas, aprovisionamiento y gestión de trámites. No obstante, el modelo híbrido -que combina compra digital y relación directa con distribuidores locales- sigue siendo predominante, especialmente por el valor de la atención personalizada y el soporte inmediato.

P. ¿Consideran que la Formación Profesional aún no está lo suficientemente valorada a nivel social?

R . Consideramos que la Formación Profesional es clave para el futuro del sector. Las reuniones mantenidas con la Secretaría General de FP confirman la necesidad de reforzar su visibilidad y prestigio social.

En este sentido, la FP Dual, los concursos de jóvenes instaladores y las jornadas en centros educativos son herramientas esenciales para atraer talento.

P. Desde Profeca, ¿cómo apoyan a los instaladores en su formación continua?

R . La formación es una de las prioridades estratégicas de la asociación. Para ello, Profeca organiza jornadas técnicas e informativas (Profecalias); facilita el acceso a formaciones de FENIE y otras entidades colaboradoras; mantiene acuerdos con colegios profesionales y centros de formación; difunde oportunidades formativas de organismos públicos y privados; y desarrolla un plan formativo propio, alineado con las necesidades reales del tejido empresarial.

P. ¿Hacia dónde creen que evolucionará el sector de las instalaciones en Cádiz?

R . La evolución natural del sector apunta a un escenario marcado por un notable incremento de proyectos de energía distribuida y autoconsumo; la plena implantación de la movilidad eléctrica; la digitalización de las instalaciones y la incorporación de tecnologías inteligentes; la creciente exigencia normativa y la necesidad de especialización técnica; y una mayor colaboración entre empresas, administraciones y asociaciones para consolidar un entorno empresarial competitivo y sostenible.

P. ¿Qué mensaje final les gustaría trasladar a las jóvenes generaciones?

R . El sector de las instalaciones ofrece una oportunidad de futuro real: garantiza empleo estable, evolución tecnológica, especialización continua y un papel protagonista en la transición energética.

Profeca anima a los jóvenes a descubrir un ámbito profesional donde su trabajo contribuye directamente a construir un territorio más eficiente, sostenible y preparado para los retos del mañana.

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

El Gobierno eleva al 14% el objetivo de biocarburantes y otros renovables en transporte

- El Gobierno ha aprobado la modificación del objetivo anual de incorporación de biocarburantes y otros combustibles renovables en el transporte para 2026.



La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen.

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gobierno-eleva-al-14-el-objetivo-de-biocarburantes-y-otros-renovables-e...>

Redacción

Miércoles, 07 enero 2026

El Ejecutivo además refuerza la prevención del fraude y se acompaña de medidas transitorias que flexibilizan el cumplimiento parcial durante el primer semestre del año

El Consejo de Ministros ha aprobado la modificación del objetivo anual de incorporación de biocarburantes y otros combustibles renovables en el transporte para 2026, elevándolo del 12% al 14%.

Así lo ha apuntado en la rueda de prensa posterior la ministra portavoz Elma Saiz, que ha indicado que el transporte supone el 30 % de la emisión de gases de efecto invernadero.

Por ello, a propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, **el Gobierno ha elevado este objetivo anual, que pretende facilitar la adaptación progresiva a la directiva europea para que el año 2030 la cuota de energía renovable en el consumo final del transporte alcance, al menos, el 29%.**

Asimismo, ha añadido, se refuerza la prevención del fraude y se acompaña de medidas transitorias que flexibilizan el cumplimiento parcial durante el primer semestre del año.



El precio de la electricidad en España subió un 4,2% en 2025

- El abaratamiento del gas y el empuje renovable apuntan a un cambio de ciclo en el mercado eléctrico español tras un 2025 marcado por la volatilidad y el apagón.



El precio de la electricidad en España subió un 4,2% en 2025

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

El precio de la electricidad en España subió un 4

2% en 2025

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-precio-de-la-electricidad-en-espa-20260107>

Manuel Moncada

Miércoles, 07 enero 2026

El ejercicio estuvo marcado por un contexto energético complejo, en el que convivieron un fuerte crecimiento de la generación renovable, episodios de elevada volatilidad horaria y el impacto del **apagón** del pasado 28 de abril, que reabrió el debate sobre la estabilidad y la operativa del sistema eléctrico.

Diciembre volátil, pero con precios más bajos que hace un año

El mercado mayorista de electricidad (POOL) cerró diciembre con un precio medio diario de 77,91 €/MWh, un 32,8% más que en noviembre. Sin embargo, la comparación interanual muestra una caída contundente del 30% respecto a diciembre de 2024, cuando el precio alcanzó los 111,24 €/MWh. Este comportamiento refleja una volatilidad creciente, pero también una clara relajación de los precios en términos estructurales.

A nivel energético, el último mes del año estuvo condicionado por el desplome del precio del gas en Europa, que cayó un 38,5% gracias a la abundante oferta de gas natural licuado (GNL) procedente de Estados Unidos. En paralelo, los precios del GNL en Asia descendieron por debajo de los 9 dólares por millón de BTU, presionados por el aumento de la oferta y una demanda china más débil de lo previsto.

Un mercado más volátil por el auge solar

La expansión de la generación fotovoltaica fue uno de los grandes protagonistas de 2025. La producción solar creció un 12,5%, lo que provocó un desplome del 28,4% en los precios de las horas centrales del día, entre las 10:00 y las 16:00, hasta una media de 33,02 €/MWh.

El efecto inverso se produjo en las horas punta, entre las 20:00 y las 24:00, cuando los precios repuntaron un 12,6%, hasta los 100,57 €/MWh. Este encarecimiento estuvo ligado al mayor uso del gas en los momentos de máxima demanda y al aumento del precio de las emisiones de CO₂, cuyos derechos subieron un 11,6% durante el año.

España, entre los mercados eléctricos más baratos de Europa

Pese a la subida anual, España volvió a situarse entre los países con la electricidad más barata de Europa. Solo Francia registró un precio medio inferior, con 60,72 €/MWh. En contraste, Alemania —mercado de referencia europeo— cerró 2025 con un precio de 89,53 €/MWh, tras un incremento anual del 14,6%.

La diferencia no solo se explica por el peso creciente de las renovables, sino también por la menor variación anual de los precios en el mercado español, que mostró una mayor estabilidad relativa frente a otras grandes economías europeas.

Más generación, pero con mayor peso del gas

La generación eléctrica aumentó un 3,6% en 2025, con un papel reforzado de los ciclos combinados de gas (CCG). Tras el apagón de abril, estas centrales ganaron protagonismo para aportar firmeza y estabilidad al sistema eléctrico.

Aunque la potencia renovable instalada volvió a marcar un récord, con 9.408 megavatios adicionales de eólica y fotovoltaica, este crecimiento no se tradujo en un mayor peso efectivo de estas tecnologías en el mix. La producción eólica retrocedió un 4%, mientras que la fotovoltaica aumentó un 12,2%, elevando su cuota hasta el 18,4% y consolidándose como la tercera tecnología de generación en España.

Los analistas advierten, además, de que un aumento adicional de potencia renovable podría traducirse más en vertidos de energía por restricciones del sistema que en una mayor integración real en el mix eléctrico.

El mercado de futuros anticipa una bajada del 9% en 2026

Las señales de descenso se refuerzan en el mercado de futuros. Los contratos de electricidad para 2026 negociados en OMIP se mantuvieron estables en diciembre en una horquilla de 56-57 €/MWh, lo que supone una caída cercana al 9% respecto a la media de 2025.

Los modelos de previsión sitúan el precio medio de la electricidad en 2026 en torno a los 55 €/MWh, con un escenario central de 54,55 €/MWh. Bajo condiciones climatológicas normales y con precios del gas y del CO₂ alineados con los niveles actuales, el rango esperado oscila entre los 48,5 €/MWh en un escenario bajista y los 62,3 €/MWh en uno alcista.

En conjunto, 2025 deja una lectura clara: pese a los episodios de tensión y volatilidad, el mercado eléctrico español parece encaminarse hacia una etapa de precios estructuralmente más bajos, impulsada por la sobreoferta renovable, el abaratamiento del gas y un crecimiento de la demanda más contenido. La gran incógnita para 2026 será si el sistema logra absorber esta transformación sin sacrificar estabilidad.

Artículos relacioandos

- La tarifa del gas regulado individual se abarata en un 8,7% el 1 de enero y la vecinal, entre un 5% y un 8%
- La luz es un 44% más barata que hace un año



España cierra el año con una cuota del 55,5% renovable del mix eléctrico

- En 2025, las renovables alcanzaron una cuota del 55,5% del mix eléctrico español con la energía eólica liderando. En términos de energía generada, la prod...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/espana-cierra-el-ano-con-una-cuota-del-55-5-renovable-del-mix...>

Miércoles, 07 enero 2026

7 enero 2026 0

La producción de energía renovable volvió a ganar protagonismo en el sistema eléctrico español en diciembre, al representar **el 48,9% de la generación total**, una cuota que se eleva hasta el **49,5%** si se tiene en cuenta la estimación de generación procedente de las instalaciones de **autoconsumo**. En el conjunto de 2025, la generación renovable alcanzó un **máximo histórico**, con **150,8 GWh**, consolidando su papel central en el mix energético nacional.

En el conjunto del ejercicio 2025, las renovables alcanzaron una **cuota del 55,5% del mix eléctrico español**, un dato alineado con las previsiones publicadas por Red Eléctrica a cierre de año. Si se añade la estimación del autoconsumo, esta cuota se eleva hasta el **56,6%**. En términos de energía generada, la producción renovable superó los **150,8 GWh**, el mayor volumen registrado hasta la fecha.

La **energía eólica** fue la primera fuente de generación en diciembre, con **5.379 GWh**, que representaron el **23,2% del total**, un **1,5% más** que en diciembre del año anterior. A continuación, se situaron el **ciclo combinado**, con una cuota del **21,0%**, y la **energía nuclear**, con el **20,7%**. Por su parte, la **hidráulica** registró un fuerte repunte, con un **incremento del 32,1% interanual**, hasta alcanzar los **3.260 GWh**, lo que supuso el **14,0%** de la producción eléctrica del mes.

Según datos de Red Eléctrica, las **energías renovables** generaron en diciembre **11.361 GWh** , lo que supone un **incremento del 5,2%** respecto al mismo mes de 2024. Además, el **69,7% de la producción eléctrica del mes** procedió de tecnologías que no emiten CO2 equivalente, reforzando el proceso de descarbonización del sistema eléctrico.

Demanda eléctrica y papel del almacenamiento

La **demanda eléctrica nacional** experimentó en diciembre un **aumento del 2,6%** en comparación con el mismo mes del año anterior, una vez descontados los efectos de temperatura y laboralidad. En términos brutos, la demanda se situó en **22.582 GWh** , un **4,2% más** que en diciembre de 2024. Durante este mes, las instalaciones de autoconsumo generaron **709 GWh** , lo que tuvo un impacto del **3,0%** en la demanda nacional.

En el acumulado del año, la demanda eléctrica en España alcanzó los **255.759 GWh** , lo que supone un **incremento del 2,7%** respecto a 2024. Ajustando por calendario y temperaturas, el crecimiento fue del **1,5%** . En el conjunto de 2025, el autoconsumo generó **13.485 GWh** , con un impacto estimado del **5,0%** sobre la demanda nacional.

Durante el último mes del año, las **tecnologías de almacenamiento** permitieron integrar **605 GWh** en el sistema eléctrico español, optimizando el aprovechamiento de la energía generada a partir de fuentes renovables. Además, se programaron **380 GWh** para exportar electricidad a los países vecinos.

Evolución en Baleares y Canarias

En las **Islas Baleares** , la demanda eléctrica descendió en diciembre un **0,9%** , una vez considerados los efectos de laboralidad y temperaturas. En términos brutos, la demanda mensual se estimó en **452.727 MWh** , en niveles similares a los del año anterior. En el conjunto de 2025, Baleares registró una demanda de **6.287.101 MWh** , un **3,7% más** que en el mismo periodo de 2024.

En cuanto a la generación, el **ciclo combinado** fue la principal fuente en Baleares en diciembre, con el **75,9%** de la producción. Las **energías renovables** representaron el **9,8%** del mix balear. Además, el enlace submarino entre la Península y Mallorca cubrió el **26,5%** de la demanda eléctrica del archipiélago durante este mes.

Por su parte, en **Canarias** , la demanda eléctrica aumentó un **1,1%** interanual en diciembre, teniendo en cuenta los efectos de laboralidad y temperatura. En términos brutos, la demanda alcanzó los **767.139 MWh** , un **1,3% más** que en diciembre de 2024. En el acumulado del año, la demanda total en Canarias fue de **8.995.924 MWh** , un **1,1% superior** a la del ejercicio anterior.

En lo que respecta a la generación eléctrica en el archipiélago canario, el **ciclo combinado** volvió a ser la primera fuente en diciembre, con una cuota del **46,1%** , mientras que las **energías renovables** aportaron el **15,5%** del total.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

España supera los 600.000 coches eléctricos e híbridos enchufables tras el subidón de 2025

- Del total, 225.000 unidades se matricularon durante el pasado año, lo que implica casi el 41% de todo el parque con enchufe.



La cuota aumenta pero sigue siendo insuficiente.

<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-supera-los-600-000-coches-electricos-e-hibridos-enchufables-tras-e...>

Karam El Shenawy

Miércoles, 07 enero 2026

Del total, 225.000 unidades se matricularon durante el pasado año, lo que implica casi el 41% de todo el parque con enchufe

En 1946, cuando el ingeniero sevillano Francisco Domínguez-Adame matriculó el DAR, considerado **el primer coche eléctrico español**, aquello era casi una excentricidad tecnológica en un país sin apenas coches y con escasez de combustible. Décadas después, los primeros híbridos (y más tarde los híbridos enchufables) llegaron con cuentagotas, hasta el punto de que en el **año 2000 solo se matricularon 11 unidades del pionero Toyota Prius en España.**

Hoy el escenario es irreconocible: **España ha superado los 600.000 vehículos eléctricos puros e híbridos enchufables en circulación**, según un análisis de Bipi a partir de datos de matriculaciones y estadísticas de la DGT. De ese parque total, en torno a 250.000 coches con enchufe se matricularon en 2025, lo que supone aproximadamente el 41% de todos los modelos enchufables que circulan actualmente por el país.

Y es que el 2025 ha sido un año de récord, con 225.000 matriculaciones de coches con cable, casi el doble que las registradas el ejercicio anterior, cuando se matricularon menos de 120.000 unidades. Aun así, **la penetración sigue siendo modesta** si se mira el conjunto del parque: los 420.811 coches con enchufe contabilizados por la DGT a 31 de diciembre de 2024 representaban apenas el 1,66% de

los 25,24 millones de turismos que circulan en España. Es decir, el mercado acelera, pero todavía hablamos de una minoría frente al dominio absoluto de los motores térmicos.

Madrid tira del carro (y el resto le sigue de lejos)

El crecimiento tampoco es homogéneo: el coche con enchufe penetra a distintas velocidades según la comunidad autónoma. **Madrid es, con mucha diferencia, el principal mercado, con un 42%** de todo el parque nacional de eléctricos e híbridos enchufables.

Tras la capital se sitúan Cataluña, que concentra el 15,3% de los coches con enchufe, y la Comunidad Valenciana, con un 8,5%. En el otro extremo, Ceuta, Melilla, La Rioja, Extremadura y Cantabria figuran entre las regiones con menor presencia relativa de este tipo de vehículos, lo que delata una España de dos velocidades en la electrificación del parque.

El reto del PNIEC para 2030

Si el crecimiento de 2025 impresiona, el verdadero examen está a la vuelta de la esquina: la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) fija un **objetivo de unos 5,5 millones de vehículos eléctricos en 2030**, incluyendo turismos, furgonetas, autobuses y motos. Eso implica **multiplicar por casi 9 el parque actual de coches** con enchufe en apenas cinco años.

El propio sector considera ese **objetivo muy difícil de alcanzar con las tendencias actuales**, por la lenta expansión de la infraestructura de recarga y la brecha de precio respecto a los modelos de combustión. Para acercarse a ese horizonte harán falta más puntos de carga (hoy claramente insuficientes frente a la media europea), estabilidad en los planes de ayuda y fórmulas alternativas como la suscripción de vehículos.

Europa no mata la combustión, pero el enchufe marca el paso

El contexto regulatorio europeo añade matices importantes al debate. La UE ha dado marcha atrás en la idea de prohibir por completo los motores de combustión a partir de 2035, abriendo la puerta a que sigan matriculándose vehículos térmicos que utilicen combustibles neutros en carbono o sintéticos. Esa rectificación relaja la presión sobre la industria, pero no cambia el fondo del problema: **el transporte por carretera sigue siendo uno de los grandes focos de emisiones** y la electrificación es la vía más directa para recortarlas.

En la práctica, la decisión europea introduce más incertidumbre para el comprador que duda entre un térmico, un híbrido enchufable o un eléctrico puro, pero no resta relevancia a los enchufables en el corto y medio plazo. Más bien lo contrario: los datos de 2025 muestran que, cuando se alinean oferta, incentivos y disponibilidad de producto, **el mercado responde y los coches con enchufe pueden ganar cuota a gran velocidad**.



Estratégica para la Descarbonización y estratégica para la Soberanía Energética

- La energía solar térmica es una pieza clave para la autonomía energética e industrial del continente, generando empleo cualificado y no deslocalizable.



Estratégica para la Descarbonización y estratégica para la Soberanía Energética

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/solar-termica/estrat-gica-para-la-descarbonizaci-n-y-20260107>

ER

Miércoles, 07 enero 2026

Este año pasado (último curso del que tenemos datos consolidados), en España se instalaron 59,5 megavatios térmicos (85.000 metros cuadrados, m²) adicionales, superando así los 3.670 MWth acumulados, equivalentes a más de 5,2 millones de m² en operación.

La inestabilidad geopolítica y la volatilidad de los mercados energéticos evidencian la fragilidad de los modelos dependientes del exterior. En este escenario, la independencia energética es una necesidad estratégica. La energía solar térmica —tecnología autóctona, fabricada en Europa y basada en materias primas locales— es una pieza clave para la autonomía energética e industrial del continente, generando empleo cualificado y no deslocalizable.

El marco regulatorio ha sido determinante con la actualización del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2030, que incorpora propuestas impulsadas por ASIT. Destaca la Medida 1.11, que reconoce la necesidad de revisar y elevar las exigencias del Código Técnico de la Edificación (CTE) y del RITE, con mayor ambición en eficiencia, renovables y digitalización, y prevé líneas de apoyo a la hibridación tecnológica, esenciales para alcanzar los edificios de consumo de energía casi nulo (NZEB).

A pesar de estos avances, en 2025, el discurso energético ha seguido infravalorando el calor renovable. La narrativa dominante apuesta por la electrificación integral, cuando más del 50% de la

energía consumida en Europa es calor, gran parte cubierta con combustibles fósiles. Sin una descarbonización profunda del sector térmico no alcanzaremos los objetivos de 2030 y 2050.

En los edificios, la demanda de Agua Caliente Sanitaria (ACS) sigue siendo el principal consumo energético. España fue referente internacional gracias al CTE, con sistemas solares térmicos que alcanzaban altos niveles de cobertura. Sin embargo, priorizar solo soluciones eléctricas limita el potencial de la descarbonización. La hibridación —solar térmica + bomba de calor + otras renovables— es la vía más eficaz para edificios NZEB, al combinar eficiencia, almacenamiento y estabilidad.

Hoy no existe tecnología más eficiente para producir ACS que la solar térmica, tanto en rendimiento como en huella de carbono. La fabricación nacional es un activo estratégico: la mayor parte de los equipos solares térmicos instalados en la UE procede de producción europea, con materiales reciclables y abundantes. Apostar por la solar térmica es apostar por industria, empleo local e independencia tecnológica, plenamente alineada con la economía circular.

En el sector industrial, la solar térmica continúa expandiéndose. Sectores como alimentación, bebidas, química o textil integran soluciones solares para procesos entre 30°C y 400°C, con plantas de gran escala y costes del calor en torno a 20–30 €/MWh. Las redes de calor de nueva generación incorporan ya campos solares junto a biomasa o geotermia, descarbonizando barrios y polígonos industriales.

Mandato Solar de la UE: transposición urgente y neutralidad tecnológica real

Es imprescindible que España aplique sin demora el Mandato Solar previsto en la EPBD (directiva UE sobre la eficiencia energética de los edificios), que exige la instalación de energía solar en edificios nuevos y en renovaciones importantes, abarcando fotovoltaica (FV), solar térmica (ST) y sistemas híbridos (FVT). Para que sea eficaz y no una mera formalidad, debe garantizar neutralidad tecnológica y eficiencia real: reconocer que ST, PV y FVT cumplen el mandato, priorizar la solar térmica cuando el servicio principal es el calor, favorecer la hibridación en edificios con alta demanda y fijar criterios neutrales de dimensionamiento, integración y verificación.

Estas pautas siguen la Estrategia Solar de la UE, que pide igualdad de condiciones para todas las tecnologías solares y la solución más eficiente en cada caso. Su correcta transposición acelerará la descarbonización y fortalecerá la industria nacional. La transición europea necesita todas las renovables. La solar térmica, por su densidad energética, capacidad de almacenamiento, fiabilidad y fabricación local, debe ocupar el lugar que le corresponde. Su despliegue reduce emisiones, mejora la eficiencia y fortalece la seguridad de suministro.

Por último, destacar la actualización 2025 del Observatorio de Tecnologías de Energía Limpia CETO de la Comisión Europea refuerza la importancia estratégica de la energía solar térmica en la transición energética. La UE alcanzó los 41,7 GWth en 2024 (el 7,5% mundial), lo que evidencia la necesidad de mayor apoyo político y estabilidad regulatoria. Pese al contexto global adverso, las exportaciones europeas crecieron un 30% y la UE ya dispone de capacidad industrial de fabricación de captadores solares para cubrir dos tercios de sus necesidades futuras, muy por encima del objetivo del 40% de la NZIA (Net Zero Industry Act).

El informe subraya que la solar térmica es clave para descarbonizar edificios e industria, especialmente en baja y media temperatura, y que su papel complementario con bombas de calor y redes de calor es determinante. Con un crecimiento global previsto del 9% hasta 2034, la próxima Estrategia Europea de Calefacción y Refrigeración representa una oportunidad para impulsar definitivamente esta tecnología. El estudio valida la tesis central del artículo: la solar térmica es una tecnología europea madura y estratégica que debe ocupar un lugar central en la política energética.



GasN2: Innovación y compromiso con la sostenibilidad

- A través de tecnologías innovadoras y un enfoque centrado en la eficiencia energética, GasN2 colabora estrechamente con la industria cárnica.



<https://carnica.cdecomunicacion.es/actualidad-sectorial/161847/gasn2-innovacion-y-compromiso-con-la-sosten...>

Miriam Pérez

Miércoles, 07 enero 2026

Facebook

A través de tecnologías innovadoras y un enfoque centrado en la eficiencia energética, GasN2 colabora estrechamente con la industria cárnica para garantizar procesos más responsables, seguros y respetuosos con el planeta.

Hablamos con Joan Caballol, Sales Manager España de GasN2, quien nos comparte cómo la empresa está marcando la diferencia en este sector. **La entrevista ha sido publicada en la edición impresa de Cárnica, en el número de Septiembre/Octubre .**

Pregunta. ¿Cómo contribuyen las soluciones de GasN2 a reducir el desperdicio de carne en toda la cadena de valor, desde el procesamiento hasta el punto de venta?

Respuesta. Las soluciones de generación in situ de gases industriales de GasN2 –principalmente nitrógeno (N2), oxígeno (O2) y mezclas técnicas personalizadas– permiten a la industria cárnica alargar la vida útil de los productos mediante atmósferas modificadas (MAP) estables y adaptadas a cada tipo de alimento. Al producir el gas directamente en la planta, se garantiza continuidad operativa, control de calidad y mayor eficiencia.

Estas atmósferas pueden complementarse con CO2 suministrado externamente para reforzar la inhibición microbiana y mejorar la conservación. Gracias a esta tecnología se reducen las mermas en logística, distribución y punto de venta, optimizando la cadena de suministro y favoreciendo la rentabilidad de las empresas.

P. ¿Qué avances ha implementado GasN2 en sus tecnologías de envasado para mejorar la vida útil de los productos cárnicos sin comprometer la sostenibilidad ambiental?

R. Nuestros generadores están diseñados para adaptarse al consumo real y a los requisitos específicos de cada línea de producción. Incorporan sensores y sistemas de control inteligente que permiten una concentración precisa, evitando el sobreuso de gas y asegurando mezclas constantes. Esta precisión mejora la calidad del envasado y reduce el desperdicio de recursos.

Al evitar el transporte y almacenamiento externo de gases, ayudamos a disminuir de forma significativa la huella ambiental del proceso y a simplificar la logística para nuestros clientes. En definitiva, se logra un equilibrio entre conservación, seguridad alimentaria y compromiso ambiental.

P. ¿GasN2 utiliza fuentes de energía renovable o ha tomado medidas para reducir la huella de carbono en la producción y distribución de sus gases?

R. Sí. Nuestras soluciones pueden operar parcial o totalmente con energía procedente de fuentes renovables cuando las instalaciones de nuestros clientes disponen de autoconsumo, ya sea solar o eólico. Además, al eliminar la necesidad de transportar gases desde plantas externas, contribuimos a reducir hasta un 90 % las emisiones indirectas asociadas al suministro convencional, dependiendo del caso y del mix energético disponible.

Todos nuestros sistemas están diseñados con criterios de eficiencia energética y orientados a apoyar los objetivos de descarbonización de la industria alimentaria, que cada vez son más ambiciosos y urgentes.

P. ¿Qué papel juega la trazabilidad y el análisis de ciclo de vida (LCA) en los productos y servicios que GasN2 ofrece a la industria cárnica?

R. El análisis de ciclo de vida (LCA) es un pilar fundamental en el desarrollo y validación de nuestras soluciones. Evaluamos el impacto ambiental de cada equipo desde su fabricación hasta su desmantelamiento, lo que nos permite reducir el impacto en todas las etapas. Además, ofrecemos herramientas de monitorización que permiten a nuestros clientes conocer en tiempo real el uso de gas, su impacto energético y su relación directa con la conservación del producto.

Esta trazabilidad facilita la toma de decisiones sostenibles y el cumplimiento de normativas ambientales cada vez más exigentes. Para las empresas cárnica, contar con esta información supone una ventaja competitiva y un respaldo en materia de transparencia.

P. ¿Cómo colabora GasN2 con empresas cárnica para integrar prácticas sostenibles sin afectar la productividad ni la calidad del producto final?

R. Nuestro enfoque es colaborativo y personalizado. Analizamos cada proyecto desde un punto de vista técnico y operativo para definir la solución más adecuada, teniendo en cuenta el tipo de producto, los objetivos de productividad y las exigencias regulatorias. No solo instalamos tecnología: acompañamos al cliente en su implementación, en la formación de equipos y en la optimización de resultados.

Así conseguimos integrar la sostenibilidad como un valor añadido, sin renunciar a la eficiencia ni a la calidad del producto final. Para GasN2, la innovación no está reñida con la sostenibilidad, sino que ambas deben avanzar de la mano para responder a los retos de la industria alimentaria actual.

Compartir:

Greenvolt traspasa a Engie un parque eólico de 253 MW en Rumanía respaldado por un CfD a 15 años - Energética 21

- La operación permite a la filial rumana de la energética francesa duplicar su capacidad renovable operativa, mientras Greenvolt consolida su estrategia de rotación de activos eólicos y solares.



Greenvolt traspasa a Engie un parque eólico de 253 MW en Rumanía respaldado por un CfD a 15 años.

[greenvolt](#) [engie](#) [parque eólico](#) [rumanía](#) [cfd](#) [renovables](#) [mercado de energía](#) [inversión](#)

[https://energetica21.com/noticia/greenvolt-traspasa-engie-parque-eolico-253-mw-rumania-respaldado-cfd-15- ...](https://energetica21.com/noticia/greenvolt-traspasa-engie-parque-eolico-253-mw-rumania-respaldado-cfd-15-...)

Energética 21

Miércoles, 07 enero 2026

El mercado de las renovables en Europa del Este sigue mostrando dinamismo con el cierre de una nueva operación de compraventa de activos (M&A). Greenvolt Group, a través de su filial de grandes proyectos Greenvolt Power, ha acordado la venta de un parque eólico de **253,1 MW** a ENGIE Romania. La instalación, situada en el condado de Ialomița (sureste del país), se encuentra actualmente en fase de construcción y su puesta en marcha está prevista para 2027.

Esta transacción representa un salto cualitativo para la cartera de generación de ENGIE en Rumanía, que con esta adquisición duplicará su potencia instalada verde hasta alcanzar los **500 MW**. Este movimiento alinea a la compañía con su objetivo estratégico de superar el 1 GW de capacidad renovable y almacenamiento en el país para 2030.

El proyecto destaca no solo por su escala —será uno de los mayores de Rumanía con 42 turbinas de alta eficiencia—, sino por su estructura comercial. El activo cuenta con un **Contrato por Diferencia (CfD)** adjudicado que cubre parte de su capacidad durante un periodo de 15 años. Este mecanismo proporciona una visibilidad de ingresos a largo plazo poco frecuente en el mercado *merchant* puro, mitigando la volatilidad de los precios de la energía y mejorando el perfil de riesgo de la inversión.

Modelo de rotación de activos

Para Greenvolt, participada por la firma de inversión KKR, la venta se enmarca en su estrategia de rotación de activos. La política del grupo consiste en desarrollar proyectos *in-house* para posteriormente vender entre el 70% y el 80% de los mismos, manteniendo en su balance únicamente entre el 20% y el 30% restante. Durante 2025, la compañía ha ejecutado movimientos similares con activos eólicos en Polonia y carteras en desarrollo en España.

En la operación han participado ODDO BHF y Raiffeisen Bank International como asesores financieros, y Schoenherr Romania en la parte legal.

Las bajas temperaturas y el gas impulsan los precios en los principales mercados eléctricos europeos en la primera...

- Los promedios semanales fueron superiores a 80 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos.



Los mercados eléctricos.

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-bajas-temperaturas-y-el-gas-impulsan-los-precios-en-los-principales-me...>

Aleasoft Energy Forecasting

Miércoles, 07 enero 2026

En la primera semana de 2026, los precios de los principales mercados eléctricos europeos repuntaron tras caer el 1 de enero, impulsados por el aumento de la demanda y de los precios del gas, junto con una menor disponibilidad eólica en algunos mercados. En paralelo, la producción fotovoltaica marcó nuevos máximos históricos para un día de diciembre en Francia y Portugal, y la demanda se vio condicionada por el festivo de Año Nuevo y el descenso de las temperaturas en gran parte de los mercados.

Producción solar fotovoltaica

En la semana del 29 de diciembre, la **producción solar fotovoltaica** aumentó un 38% en el mercado francés y un 16% en el mercado italiano, en ambos casos por segunda semana consecutiva. En cambio, tras los aumentos de la semana anterior, la producción solar disminuyó un 13% en Portugal y un 4,9% en España.

Además, los mercados francés y portugués marcaron un nuevo máximo histórico de producción fotovoltaica para un día de diciembre. En Portugal esto sucedió el lunes 29 de diciembre, al generar 15 GWh con energía solar. Dos días después, el 31 de diciembre, el mercado francés generó 56 GWh con esta tecnología.

Durante la semana del 5 de enero, según las previsiones de producción solar de **AleaSoft Energy Forecasting**, la producción aumentará en los mercados alemán y español. Sin embargo, se espera que la producción solar disminuya en el mercado italiano en comparación con la semana anterior.

Producción eólica

Durante la semana del 29 de diciembre, la **producción eólica** aumentó respecto a la semana anterior en el mercado italiano, por tercera semana consecutiva, registrando esta vez el mayor incremento en comparación con el resto de los principales mercados europeos, del 80%. Le siguió el mercado alemán, donde la producción con esta tecnología aumentó por segunda semana consecutiva, esta vez un 43%. El mercado portugués revirtió la tendencia negativa de la semana anterior con la menor subida, del 6,5%. En cambio, tras dos semanas de tendencia positiva, la producción eólica cayó en los mercados francés y español un 41% y un 21%, respectivamente.

En la semana del 5 de enero, según las previsiones de producción eólica de **AleaSoft Energy Forecasting**, la producción con esta tecnología aumentará en los mercados italiano, español, francés y portugués. Sin embargo, la producción eólica disminuirá en el mercado alemán.

Demanda eléctrica

En la semana del 29 de diciembre, la **demanda eléctrica** aumentó en la mayoría de los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior, revirtiendo la tendencia a la baja observada la semana anterior. En el mercado francés la demanda subió por tercera semana consecutiva, registrando el mayor incremento, del 12%. Mientras tanto, en los mercados belga, alemán, italiano y británico, los aumentos estuvieron entre un 1,8% y un 7,3%. La península ibérica fue la excepción. La demanda en los mercados portugués y español disminuyó por segunda semana consecutiva, un 1,5% y un 0,2% respectivamente.

Durante la semana, la celebración del día de Año Nuevo redujo la demanda en todos los mercados, lo que resultó en una recuperación menos pronunciada después de la Navidad.

Al mismo tiempo, en la mayoría de los mercados analizados, las **temperaturas medias** descendieron entre 0,6°C en Alemania y 3,3°C en Gran Bretaña, lo que favoreció un mayor consumo eléctrico asociado a la calefacción. En cambio, en Bélgica y en la península ibérica las temperaturas medias fueron entre 0,2°C y 1,0°C menos frías que la semana anterior.

Para la semana del 5 de enero, según las previsiones de demanda de **AleaSoft Energy Forecasting**, la tendencia positiva continuará y la demanda aumentará en los principales mercados europeos.

Mercados eléctricos europeos

Los precios de la mayoría de los mercados eléctricos europeos se desplomaron el día 1 de enero de 2026, pero se recuperaron rápidamente en los siguientes días. Como resultado, en la primera semana del año, los precios promedio semanales de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos subieron respecto a la semana anterior. Las excepciones fueron el **mercado IPEX** de Italia, el **mercado EPEX SPOT** de los Países Bajos, el **mercado N2EX** del Reino Unido y el mercado

EPEX SPOT de Alemania, con descensos del 0,5%, el 1,5%, el 7,1% y el 11%, respectivamente. En cambio, el **mercado Nord Pool** de los países nórdicos registró la mayor subida porcentual de precios, del 65%. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios subieron entre el 3,8% del mercado EPEX SPOT de Bélgica y el 27% del **mercado MIBEL** de España y Portugal.

En la semana del 29 de diciembre, los promedios semanales fueron superiores a 80 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron el mercado nórdico y el mercado alemán, cuyos promedios fueron de 63,40 €/MWh y 73,85 €/MWh, respectivamente. En cambio, el mercado italiano registró el mayor promedio semanal, de 107,84 €/MWh. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios estuvieron entre los 80,63 €/MWh del mercado neerlandés y los 88,04 €/MWh del mercado ibérico.

Por lo que respecta a los precios diarios, el jueves 1 de enero el mercado alemán alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 9,75 €/MWh. Este fue su precio diario más bajo desde el 27 de octubre. Ese día, el mercado británico también alcanzó su precio más bajo desde el 27 de octubre, de 45,34 €/MWh. En el caso de los mercados neerlandés y belga, el 1 de enero, registraron sus precios más bajos desde el 2 de noviembre, de 47,35 €/MWh y 51,75 €/MWh, respectivamente.

Por otra parte, el mercado italiano registró precios diarios superiores a 100 €/MWh durante toda la primera semana de enero. Este mercado alcanzó el promedio diario más elevado de la semana, de 113,66 €/MWh, el lunes 29 de diciembre. Ese día, los precios también superaron los 100 €/MWh en el mercado MIBEL. Los mercados español y portugués registraron un precio de 107,20 €/MWh en ambos casos, que fue su precio más alto desde el 18 de octubre.

En la semana del 29 de diciembre, el aumento de los precios del gas y el incremento de la demanda en la mayoría de los mercados propiciaron la subida de los precios en los mercados eléctricos europeos. Además, la caída de la producción eólica contribuyó al incremento de los precios en los mercados español y francés. En cambio, en los mercados alemán e italiano, la producción eólica subió, favoreciendo el descenso de los precios en esos mercados.

Las previsiones de precios de **AleaSoft Energy Forecasting** indican que, en la segunda semana de enero, los precios aumentarán en la mayoría de los mercados eléctricos europeos, influenciados por la subida de la demanda. En el mercado alemán, además, bajará la producción eólica. Sin embargo, el notable incremento de la producción eólica en la península ibérica favorecerá el descenso de los precios en los mercados español y portugués.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 61,94 \$/bbl, el lunes 29 de diciembre. Posteriormente, iniciaron una tendencia descendente. Como resultado, el viernes 2 de enero, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 60,75 \$/bbl. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio todavía fue un 0,2% mayor al del viernes anterior.

A pesar de las tensiones geopolíticas, la preocupación por el exceso de suministro a nivel global continuó ejerciendo su influencia a la baja sobre los precios de los futuros de petróleo Brent en la primera semana de enero. El domingo 4 de enero la OPEP+ confirmó su decisión de pausar los incrementos de producción durante el primer trimestre de 2026.

En cuanto a los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month, el martes 30 de diciembre registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 27,77 €/MWh. Posteriormente, los precios aumentaron. El viernes 2 de enero, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 29,00 €/MWh. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue un 3,2% mayor al del viernes anterior y el más alto desde el 28 de noviembre.

Las bajas temperaturas contribuyeron al incremento de los precios de los futuros de gas TTF en la primera semana de enero. Además, los niveles de las reservas europeas actualmente se sitúan por debajo del 61%. Sin embargo, el suministro abundante mantuvo los precios por debajo de 30 €/MWh en la primera semana de 2026.

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 87,50 €/t en las últimas tres sesiones de 2025. El martes 30 de diciembre, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 87,28 €/t. En cambio, el viernes 2 de enero, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 88,31 €/t. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue un 0,3% mayor al del viernes anterior.

Análisis sobre las perspectivas de los mercados de energía europeos, el almacenamiento y la demanda

El jueves 15 de enero, **AleaSoft Energy Forecasting** celebrará la edición número 62 de su serie de webinars mensuales. En este evento participarán ponentes de **PwC Spain** por sexto año consecutivo. En esta ocasión, el webinar analizará las perspectivas de los **mercados de energía** europeos, el **almacenamiento de energía** y la **hibridación**. Además, abordará el crecimiento de la **demanda de electricidad** con los **Data Centers** y la **electrificación de la industria**, el estado actual de la regulación en torno a **PPA y renovables**, así como la evolución de los **PPA virtuales** y los **FPA** (Flexibility Purchase Agreements).

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**.

Matrix Renewables entra en el mercado británico con un sistema de almacenamiento de 1 GWh adjudicado a Tesla - Energética 21

- El proyecto, situado en el nudo estratégico de Eccles (Escocia), se desarrollará bajo un contrato EPC



Matrix Renewables entra en el mercado británico con un sistema de almacenamiento de 1 GWh adjudicado a Tesla.

[matrix renewables](#)[reino unido](#)[sistema de almacenamiento de energía](#)[tesla](#)[eccles escocia](#)[energía renovable](#)

<https://energetica21.com/noticia/matrix-renewables-entra-mercado-britanico-sistema-almacenamiento-1-gwh-...>

Energética 21

Miércoles, 07 enero 2026

El proyecto, situado en el nudo estratégico de Eccles (Escocia), se desarrollará bajo un contrato EPC "Full Wrap" y contará con 500 MW de potencia para dar soporte a la interconexión con Inglaterra.

Matrix Renewables, la plataforma de energías renovables respaldada por TPG, ha oficializado su entrada en el mercado del Reino Unido con la firma de un acuerdo de ingeniería, suministro y construcción (EPC) con Tesla. El contrato, bajo la modalidad "Full Wrap" (llave en mano con garantía integral), contempla el despliegue de un sistema independiente de almacenamiento de energía con baterías (BESS) de **500 MW de potencia y 2 horas de duración**, lo que supone una capacidad total de **1 GWh**.

El proyecto se ubicará en Eccles, Escocia, una localización seleccionada por su relevancia técnica al encontrarse en uno de los corredores clave de transmisión eléctrica entre Escocia e Inglaterra. Esta posición permitirá a la instalación ofrecer servicios de flexibilidad a la red, facilitando la gestión de los flujos de energía renovable generada en el norte y mitigando las congestiones en el transporte hacia los centros de demanda del sur.

Para la ejecución de este desarrollo, que ya cuenta con todas las autorizaciones de planificación y permisos de construcción, Matrix se ha apoyado en un equipo de asesores técnicos especializados. **Enertis Applus+** ha liderado la *due diligence* técnica, mientras que **GHD** ha actuado como asesor

técnico y **Black & Veatch** ha asumido el rol de ingeniería de la propiedad para supervisar el ciclo de vida del proyecto.

Mike Snyder, vicepresidente de Energía en Tesla, destacó la combinación de la experiencia de Matrix con la trayectoria de la tecnológica en el mercado británico para ejecutar este activo a escala *utility*.

Este sistema BESS representa uno de los mayores proyectos de almacenamiento de Matrix Renewables a nivel global. La compañía ha confirmado que esta operación marca el inicio de una estrategia de crecimiento en el Reino Unido, donde planea añadir hasta **3 GW de capacidad adicional** en los próximos años, abarcando tanto generación renovable como almacenamiento y tecnologías emergentes.

Adicionalmente, el proyecto incluye un componente de integración local mediante un acuerdo con el Consejo Comunitario de la zona para desarrollar iniciativas que reviertan en el entorno social de la planta.



MITECO impulsa el almacenamiento energético con 908 millones en ayudas a proyectos a gran escala y bombeo innovador

- El Ministerio ha asignado 818 millones a 126 proyectos que reforzarán el almacenamiento energético a gran escala en todo el país y lanza 90 millones en ayudas para proyectos innovadores de bombeo reversible.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/07/miteco-impulsa-el-almacenamiento-energetico-con-908-millones-en-...>

Miércoles, 07 enero 2026

El Ministerio ha asignado 818 millones a 126 proyectos que reforzarán el almacenamiento energético a gran escala en todo el país y lanza 90 millones en ayudas para proyectos innovadores de bombeo reversible.

Pilar Sánchez Molina

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha publicado la resolución definitiva de la convocatoria de ayudas a proyectos de inversión en almacenamiento energético, que asigna 818,3 millones de euros del programa FEDER 2021-2027 a un total de 126 proyectos. Según explica, la elevada concurrencia, con 1.750 solicitudes, ha motivado un incremento cercano al 17% sobre el presupuesto inicial de 700 millones.

Los proyectos seleccionados incorporarán 2,2 GW de potencia adicional y 9,4 GWh de capacidad de almacenamiento. Predominan las instalaciones de almacenamiento hibridado con generación renovable, con 69 expedientes, seguidas por baterías standalone (39 proyectos). Completan el conjunto 15 proyectos de almacenamiento térmico y tres de bombeo. En los sistemas hibridados, la tecnología renovable asociada es mayoritariamente solar fotovoltaica y eólica, con menor presencia de soluciones termoeléctricas o combinaciones mixtas.

Los proyectos deberán ejecutarse en un plazo máximo de 36 meses desde la concesión definitiva y finalizar antes del 31 de diciembre de 2029. La línea de ayudas, denominada PINALM, está gestionada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y financiada con fondos FEDER, orientados a reducir desequilibrios territoriales y promover un desarrollo sostenible.

La asignación de proyectos se ha realizado por comunidades autónomas, conforme a los presupuestos regionales establecidos y mediante un proceso de concurrencia competitiva en varias rondas. Andalucía lidera el reparto con 31 proyectos, seguida de la Comunitat Valenciana (15) y Galicia (11). Castilla y León suma 10, mientras que Cataluña y Canarias cuentan con nueve cada una. El resto se distribuye entre otras comunidades. Los beneficiarios podrán solicitar anticipos de hasta el 100% de la ayuda concedida.

Estas ayudas FEDER se suman a programas previos financiados con fondos NextGenerationEU del PRTR, que ya han movilizado 730 millones adicionales para almacenamiento.

Además, MITECO ha aprobado la segunda convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético mediante bombeo reversible, dotada con 90 millones de euros con cargo al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Esta línea permitirá incorporar cerca de 1 GW de nueva potencia y alrededor de 7 GWh adicionales de capacidad de almacenamiento al sistema eléctrico español.

La convocatoria, también gestionada por el IDAE en régimen de concurrencia competitiva, da continuidad al programa BORALMAC iniciado en la primera edición, en la que se adjudicaron 100 millones de euros a cuatro proyectos de bombeo hidráulico que suman más de 2 GW de potencia. En esta segunda fase se financiarán nuevas centrales hidroeléctricas reversibles, ampliaciones o modificaciones de instalaciones existentes, la conversión de centrales convencionales en bombeo y el aprovechamiento de embalses ya operativos para incrementar o mejorar la capacidad de almacenamiento.

La selección de proyectos se basará no solo en criterios económicos, sino también en su contribución técnica a la integración de energías renovables y a la estabilidad y seguridad de la red. Asimismo, se valorarán aspectos socioeconómicos como la creación de empleo, la contribución al reto demográfico y a la transición justa, el impacto territorial y en la cadena de valor industrial, así como criterios medioambientales, de igualdad de género, participación de pymes y nivel de innovación.

Las ayudas tendrán un límite máximo de 50 millones de euros por proyecto y beneficiario. Las instalaciones deberán estar completamente finalizadas antes del 30 de junio de 2035. Para facilitar la ejecución, el IDAE podrá conceder anticipos de la ayuda, totales o parciales, previa constitución de las garantías correspondientes.

El plazo de presentación de solicitudes se abrirá el 27 de enero y finalizará el 26 de febrero.

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.

Nuevas ayudas por 312 millones para sustituir combustibles fósiles en cogeneración y residuos, impulsar redes de calor...

- El MITECO lanza 50 millones para sustituir los combustibles fósiles por renovables en plantas de cogeneración y tratamiento de residuos, otros 50 millones a las redes de calor y frío alimentadas por energías renovables, y 212 millones más para adaptar puertos estatales al despliegue de renovables marinas.



<https://www.pv-magazine.es/2026/01/07/nuevas-ayudas-por-312-millones-para-sustituir-combustibles-fosiles-e...>

Miércoles, 07 enero 2026

El MITECO lanza 50 millones para sustituir los combustibles fósiles por renovables en plantas de cogeneración y tratamiento de residuos, otros 50 millones a las redes de calor y frío alimentadas por energías renovables, y 212 millones más para adaptar puertos estatales al despliegue de renovables marinas.

Pilar Sánchez Molina

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha lanzado la **segunda convocatoria del programa RENOCOGEN**, dotada con 50 millones de euros de fondos procedentes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), financiado con fondos NextGenerationEU, para impulsar proyectos de producción eléctrica o térmica renovable en sustitución de combustibles fósiles en plantas de cogeneración y de tratamiento de residuos.

Las ayudas, gestionadas por el IDAE y otorgadas a fondo perdido en concurrencia competitiva, cubren instalaciones eléctricas o de cogeneración con biomasa, biogás, eólica con almacenamiento, hidráulica con almacenamiento y solar fotovoltaica con almacenamiento, así como instalaciones térmicas basadas en biomasa, biogás, geotermia, hidrotermia, aerotermia y solar térmica con almacenamiento.

La ayuda máxima por proyecto es de 15 millones de euros, con un mínimo de inversión de 50.000 euros, subvencionando hasta el 65% del coste, ampliable para pymes y proyectos en zonas de Reto Demográfico y Transición Justa. Se permiten anticipos de hasta el 80% y los proyectos deben ubicarse a menos de 10 km de la planta existente y finalizar antes del 30 de junio de 2029. El plazo de solicitud permanece abierto del 26 de enero al 2 de marzo.

En la primera convocatoria se concedieron 46,8 millones a 16 proyectos, con 142,5 MW instalados y una inversión total de 114,9 millones.

En segundo lugar, MITECO ha puesto en marcha la **segunda convocatoria del programa RENORED**, destinada a impulsar redes de calor y frío alimentadas exclusivamente con energías renovables. La convocatoria cuenta con una dotación de 50 millones de euros también procedentes de NextGeneration EU del PRTR, y tiene como objetivo reducir la dependencia de combustibles fósiles y las emisiones de gases de efecto invernadero en el sector residencial y en las infraestructuras públicas.

Son actuaciones subvencionables las nuevas centrales de generación, las redes de distribución y las ampliaciones de instalaciones existentes, siempre que alcancen una potencia mínima de 1 MW y utilicen únicamente fuentes renovables, como biomasa, geotermia o solar de concentración. Quedan excluidos los proyectos que incorporen combustibles fósiles en la red.

Las instalaciones deberán incorporar equipos con etiquetado energético, la mejor tecnología disponible, sistemas de monitorización energética y ambiental y cumplir con el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE), cuando resulte de aplicación. Todos los proyectos deberán estar completamente operativos antes del 30 de junio de 2029.

La convocatoria se estructura en dos programas: el programa 1, dirigido a beneficiarios con actividad económica, dotado con 40 millones de euros, y el programa 2, orientado a entidades sin actividad económica, con un presupuesto de 10 millones. La intensidad de ayuda será del 35% en el programa 1 y del 70% en el programa 2, con incrementos adicionales para pymes y para proyectos ubicados en municipios de reto demográfico o transición justa. La ayuda máxima por proyecto y beneficiario se fija en 15 millones de euros, con una inversión mínima elegible de 450.000 euros.

Las ayudas se concederán a fondo perdido en régimen de concurrencia competitiva, y se valorará principalmente el criterio económico, junto con el tamaño de la empresa, la ubicación y el suministro de calor a barrios vulnerables. Se contemplan anticipos de hasta el 80%. El plazo de solicitud estará abierto del 21 de enero al 27 de febrero de 2026.

Finalmente, el MITECO ha abierto la **primera convocatoria del programa PORT-EOLMAR**, destinada a la adaptación física de infraestructuras portuarias estatales para el despliegue de energías renovables marinas, también dotada con 212 millones de euros del PRTR, financiado con fondos NextGenerationEU, y será gestionada por el IDAE en régimen de concurrencia competitiva.

Las ayudas se orientan a proyectos estratégicos en puertos de interés general del Atlántico y el Mediterráneo, con una preasignación de 100 millones para el Golfo de Vizcaya y Costas Ibéricas, 30 millones para Canarias y 82 millones para el Mediterráneo. Son subvencionables infraestructuras

singulares en la Zona I portuaria, como muelles, explanadas y servicios asociados, que refuercen las capacidades logísticas para la eólica offshore y otras tecnologías marinas.

Las propuestas deberán estar vinculadas obligatoriamente a un proyecto industrial privado asociado, con una inversión al menos equivalente a la ayuda solicitada y una vigencia mínima de diez años. El IDAE valorará la madurez, el planteamiento industrial, y el impacto socioeconómico. El plazo máximo de ejecución será de 48 meses. Las solicitudes podrán presentarse del 28 de enero al 3 de marzo 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

Ørsted, más allá de la demanda contra la administración Trump

- La acción comienza el año con buen pie tras el anuncio de acciones legales contra la administración Trump. Pero podría ser simplemente interés por una acción claramente rezagada respecto al sector.



Ørsted, más allá de la demanda contra la administración Trump

<https://elperiodicodelaenergia.com/rsted-mas-alla-de-la-demanda-contra-la-administracion-trump/>

José Javier Ruiz

Miércoles, 07 enero 2026

La acción comienza el año con buen pie tras el anuncio de acciones legales contra la administración Trump. Pero podría ser simplemente interés por una acción claramente rezagada respecto al sector

La acción de **Ørsted** cayó un 62% en el último año, posicionándose como el peor valor del sector eléctrico europeo. Los descuentos a los que ha cotizado antes de anunciar la ampliación de capital y la campaña de presidente Trump contra proyectos de eólica marina han lastrado la acción. Los inversores siguen cuestionándose cuáles son los mercados donde el grupo danés puede retomar sus planes de crecimiento.

Ørsted ha estrenado el 2026 con acciones legales y con una pequeña revalorización, que podría reflejar simplemente el apetito por parte de algunos inversores por valores a la cola de revalorizaciones en el sector en los últimos 12 meses.

El siguiente hito más importante para la compañía va a ser el hecho de alcanzar el objetivo que se marcó para el ejercicio fiscal del 2025. El próximo 6 de febrero presentará resultados del año 2025. En la última presentación de resultados, Ørsted mantuvo su previsión de Ebitda para el ejercicio completo de entre 24.000 y 27.000 millones de coronas danesas, excluyendo los ingresos procedentes de nuevas alianzas y las comisiones por cancelación.

Los inversores estarán pendientes de varias noticias relevantes durante el 2026

Tras la ampliación de capital del 2025, Ørsted se ha tomado muy en serio los compromisos que asumió con sus antiguos y nuevos accionistas. Uno de los objetivos de la ampliación de capital era evitar que Ørsted tuviera que colocarse en una posición de vendedor 'forzado' de participaciones minoritarias en proyectos para financiar su plan de inversiones. Contra viento y marea, el grupo eólico ha firmado y completado recientemente la venta del 50% de participación en Hornsea 3, en el Reino Unido. Además, ha alcanzado un acuerdo preliminar con la aseguradora taiwanesa Cathay para la venta del 55% del proyecto de Greater Changhua 4, en Taiwán.

En cuanto a proyectos pendientes de finalización durante el 2026, hace un par de semanas comenzó a producir el parque eólico marino de Borkum Riffgrund 3 en Alemania. Los inversores seguirán de cerca la finalización de los proyectos de Great Chinghua 2b y 4.

Toda la atención puesta en EEUU

Sin embargo, va a ser la puesta en marcha de Revolution Wind lo que mayor atención de los inversores va a demandar este año. Este proyecto se encuentra en avanzada construcción, un 87% está terminado. Se han instalado todos los cimientos marinos y 58 de las 65 turbinas eólicas. La instalación del cable de exportación está completa y se han conectado ya dos subestaciones marinas.

En el momento del anuncio de la orden de suspensión del arrendamiento el pasado diciembre, se esperaba que el proyecto pudiese empezar a generar electricidad este mismo mes. Parece que Ørsted tendrá que compensar otra vez pérdidas por posibles retrasos y esto es lo que más preocupa a los inversores. Uno de los objetivos de la ampliación de capital era garantizar la financiación de Revolution Wind y de Sunrise Wind, incluso en el caso de 'retrasos o cambio de fechas de conexión de los proyectos', como está siendo el caso.

El 'talón de Aquiles' de la suspensión de arrendamientos de Trump

Otra de las esperanzas es que a la administración Trump se le hayan acabado todos los cartuchos legales contra proyectos eólicos marinos en EE.UU. Uno de los puntos más criticados de la orden del 22 de diciembre fue el hecho de apelar a "la seguridad nacional" como uno de los motivos para suspender arrendamientos. Este parece que va a ser uno de los puntos fuertes de la demanda. En su última nota de prensa, el grupo danés argumenta que "el proyecto participó en consultas durante años con el Departamento de Defensa de EE. UU. para abordar los posibles impactos en la seguridad nacional y las capacidades de defensa desde la construcción hasta la operación de Revolution Wind".

Los inversores piensan además que la última decisión del Tribunal de Distrito de Boston es otra muestra de la debilidad de las diferentes medidas legislativas de Trump. En su última sentencia, la jueza Patti Saris declaraba la suspensión de la construcción de proyectos del 25 de agosto de 2025 "una medida arbitraria, caprichosa e incompatible con la ley", declarándola ilegal.

Además, existe también un precedente interesante para Ørsted en esta batalla legal, esta vez en una sentencia referida al proyecto de Ocean Wind en Southcoast Wind. A principios de noviembre, la jueza Tanya S. Chutkan del Tribunal del Distrito de Columbia diferenció entre proyectos con derecho a compensación económica, como sería el caso de Revolution Wind, y proyectos en fase incipiente, también afectados por las diferentes decisiones de la administración Trump, pero sin derecho a compensación, porque “no sufrirán dificultades significativas con efecto inmediato”.



Energía termosolar: el valor de la estabilidad y el almacenamiento, por Óscar Balseiro Roig, secretario general de...

- 2025 ha servido para confirmar el papel estratégico de la termosolar como tecnología renovable síncrona, capaz de aportar inercia, estabilidad y almacenamiento.



Energía termosolar: el valor de la estabilidad y el almacenamiento

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Energía termosolar: el valor de la estabilidad y el almacenamiento

<https://www.energias-renovables.com/termosolar/energ-a-termosolar-el-valor-de-la-20260107>

ER

Miércoles, 07 enero 2026

El incidente de abril nos recordó que la seguridad del suministro es una prioridad que demanda un nuevo enfoque en la gestión. Hoy existe consenso en que el sistema necesita tecnologías que aporten firmeza, control de tensión y flexibilidad. La termosolar lleva ofreciendo estas capacidades desde hace diez años de forma satisfactoria y ahora comienza a reconocerse esta realidad.

Almacenamiento de larga duración

Desde el punto de vista regulatorio, se han logrado algunos avances, pero todavía queda un importante camino por recorrer para eliminar las barreras que frenan el crecimiento de la energía termosolar en España. Durante este 2025 ha quedado demostrado que el sistema necesita urgentemente más almacenamiento de larga duración, pero las limitaciones regulatorias impiden que las plantas termosolares amplíen esta capacidad sin ser penalizadas económicamente, por lo que

aun necesitamos que esta contradicción se resuelva cuanto antes. Actualmente, el 40% de las plantas termosolares españolas cuenta con almacenamiento térmico, una solución pionera con más de diez años operando con total fiabilidad.

Gracias a ella, el 25% de la producción solar térmica española se genera durante la noche, llevando el sol del día a las horas sin luz, y nuestro objetivo es alcanzar que el 100% de las plantas puedan mover su producción del día a la noche. Asimismo, el revisado Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2023- 2030 establece un objetivo de 4.800 MW de potencia termosolar instalada para 2030. Sin embargo, para alcanzarlo, e incrementar los actuales 2.300 MW instalados en nuestro país,

necesitamos señales regulatorias claras, incluyendo nuevas subastas que reconozcan el valor diferencial de las plantas termosolares, las cuales aportan servicios esenciales al sistema más allá de la generación de energía limpia.

Otro de las principales conclusiones de este 2025 ha sido la necesidad de reforzar las redes de transporte y distribución para poder reducir los vertidos de energía renovable, que este año ascienden ya al 21% de la energía producida. A partir de 2026, la inversión en redes debe aliviar los nodos saturados que obligan a detenerse a las plantas termosolares, y permitir transportar la electricidad desde las zonas donde se produce hasta allí donde existe una mayor demanda.

A ello se debe sumar el fomento de la electrificación de la economía y la descarbonización industrial. La descarbonización industrial es una de las dos grandes aplicaciones con más futuro para la tecnología termosolar. A día de hoy, más del 70% de la demanda energética industrial mundial consiste en calor, y la tecnología termosolar puede suministrar ese calor de media y alta temperatura directamente a sectores como alimentación, química, farmacéutica, papel o textil. Esta capacidad representa una ventaja estratégica para la competitividad y la sostenibilidad.

Guía para procesos industriales

Precisamente para impulsar esta solución, Protermosolar ha colaborado con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) en la publicación de la Guía de Energía Solar Térmica de Concentración para Procesos Industriales. Este documento técnico ofrece información detallada sobre diseño, dimensionamiento e integración de sistemas termosolares en procesos productivos, incluyendo casos de éxito reales en diferentes sectores donde ya se utiliza esta tecnología como alternativa sostenible y eficiente. La Guía incluye ejemplos de instalaciones en funcionamiento que han reducido significativamente sus emisiones de CO2 y sus costes energéticos, aportando previsibilidad en el suministro térmico y menor dependencia de combustibles fósiles.

El potencial teórico de aplicación industrial en España asciende a 36,8 GW, cifra que subraya la gran oportunidad que tenemos si sabemos aprovecharla con decisión. España sigue siendo líder mundial en esta tecnología. Nuestras empresas han participado en la construcción de más del 86% de las plantas comerciales operativas en todo el mundo. Este liderazgo es Marca España, pero para mantenerlo necesitamos construir nuevas plantas en territorio nacional. Instalaciones que, gracias al talento y el conocimiento que atesoramos en nuestro país, serán más eficientes, idóneas para la hibridación con otras tecnologías como la fotovoltaica y, como caracteriza a la termosolar, fuente de empleo de calidad allí donde más se necesita.

De cara a 2026, tenemos una oportunidad histórica. La necesidad de la termosolar ha quedado demostrada: es indispensable para descarbonizar la noche, estabilizar la red y transformar la industria. Se trata de una tecnología madura, probada y lista para escalar. España cuenta con un recurso solar excepcional, liderazgo industrial y capacidad de innovación reconocida internacionalmente. Sería un gran error seguir desaprovechando estas ventajas competitivas.

Polonia pone la red a punto para la energía eólica marina

- Las estaciones y líneas pasan las pruebas clave de voltaje para transmitir energía desde los proyectos del Mar Báltico.



Polonia pone la red a punto para la energía eólica marina

<https://elperiodicodelaenergia.com/polonia-pone-la-red-a-punto-para-la-energia-eolica-marina/>

José A. Roca

Miércoles, 07 enero 2026

Ningún comentario

El operador de red polaco **Polskie Sieci Elektroenergetyczne (PSE)** ha confirmado que su infraestructura de transmisión está técnicamente preparada para aceptar energía de los primeros parques eólicos marinos.

Polonia quiere agregar 10GW de capacidad eólica marina para 2027

Los equipos primarios y secundarios en Choczewo confirmaron la preparación técnica para recibir energía.

Polonia mantendrá el carbón como principal fuente de energía pero se reducirá del 80% al 60% en 2030

realización de pruebas de tensión.

La compañía dijo que la nueva estación de Choczewo, la estación ampliada de Żarnowiec y la línea de 400 kV entre ellas están preparadas para transmitir energía desde los proyectos del Mar Báltico, y añadió que las pruebas de los

Las mediciones especializadas en la línea Choczewo-Żarnowiec de 400 kV también confirmaron la disponibilidad de tensión.

Los trabajos en la estación de Żarnowiec incluyeron la conexión de dos nuevas bahías a las barras colectoras y la

PSE indicó que la infraestructura de transmisión y de la estación permanecerá en operación de prueba hasta que concluyan las obras de construcción y se obtengan los permisos.

La empresa está construyendo dos subestaciones y más de 250 kilómetros de líneas de alta tensión en la región para dar cabida a la energía renovable.

Reganosa debuta en la generación renovable propia con la adquisición de tres centrales hidráulicas en Aragón - Energética 21

- La compañía se hace con el 99,88% de Saltos del Cinca, hasta ahora en manos de Plenium Partners y Bankinter Investment, sumando 19 MW de potencia instalada.



La compañía se hace con el 99,88% de Saltos del Cinca, hasta ahora en manos de Plenium Partners y Bankinter Investment, sumando 19 MW de potencia instalada.

reganosa

centrales hidráulicas

generación renovable

energía renovable

compra de activos

infraestructuras gasistas

<https://energetica21.com/noticia/reganosa-debuta-generacion-renovable-propia-adquisicion-tres-centrales-hidr...>

Energética 21

Miércoles, 07 enero 2026

El **Grupo Reganosa** ha materializado un giro estratégico en su modelo de negocio al cerrar la compra de activos de generación eléctrica por primera vez en su historia. La compañía, conocida por su rol como gestor de infraestructuras gasistas (TSO), ha adquirido el 99,88% de la sociedad Saltos del Cinca, S.A. a Plenium Partners y Bankinter Investment. La operación supone la entrada de Reganosa en el mercado de la producción renovable con activos en propiedad.

El acuerdo incluye el traspaso de tres centrales hidroeléctricas situadas en la provincia de Huesca: Arias I, Arias II y Ariéstolas. En conjunto, estas instalaciones suman una potencia instalada de casi 19 MW, distribuida de manera prácticamente homogénea entre los tres saltos.

Más allá de los activos físicos, la operación tiene un componente industrial relevante: Reganosa incorpora al equipo propio de operación y mantenimiento (O&M) de las centrales. Esto permitirá a la energética gallega ampliar sus capacidades técnicas para prestar servicios a terceros en el ámbito hidráulico, tanto en el mercado nacional como internacional, diversificando su *know-how* más allá del gas natural licuado.

Según fuentes de la compañía, esta adquisición busca integrar fuentes renovables competitivas en los consumos energéticos del grupo y mejorar la rentabilidad global mediante la diversificación de la cartera. Hasta la fecha, Reganosa centraba su actividad en la operación de la terminal de GNL de Mugardos y su participación del 25% en el Musel E-Hub de Gijón, además de promover proyectos de hidrógeno y almacenamiento.

La venta ha sido ejecutada por **Plenium Partners** , a través de su vehículo de inversión alternativa Helia II, FCR, y por **Bankinter Investment** . Para Plenium, gestora especializada con más de 7.500 millones de euros de inversión acumulada en infraestructuras sostenibles en Europa, esta desinversión forma parte de la rotación natural de sus activos maduros.



Uruguay mantiene el pulso renovable: 98% de generación limpia en 2025

- Uruguay alcanzó una matriz de generación eléctrica compuesta en un 98% por fuentes renovables durante el último año, con la hidroeléctrica como principal ...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energía renovable](#)

[energía renovable](#)

[energías limpias](#)

[energía fotovoltaica](#)

[energía solar](#)

<https://www.review-energy.com/hidroelectrica/uruguay-mantiene-el-pulso-renovable-98-de-generacion-limpia-...>

Miércoles, 07 enero 2026

7 enero 2026 0

Uruguay cerró 2025 con una matriz eléctrica casi totalmente verde, alcanzando un 98% de generación de origen renovable, según el último reporte preliminar de la Dirección Nacional de Energía (DNE) del Ministerio de Industria, Energía y Minería (MIEM).

La hidroelectricidad lideró la producción, con una participación del 46%, seguida por la energía eólica (34%), la biomasa (14%) y la solar (4%). Solo un 2% de la electricidad se generó a partir de fuentes fósiles. En total, se entregaron al Sistema Interconectado Nacional (SIN) 13.040 GWh, un 10% menos que en 2024.

Del total de la electricidad generada, el **8% se exportó, principalmente de origen hidráulico**. La generación mensual promedió 1.080 GWh, registrándose el menor valor en abril y el máximo en agosto.

El factor de emisión de CO₂ del SIN se situó en 11,2 tCO₂/GWh durante 2025, con variaciones significativas entre los meses. En enero y febrero se produjo el mayor consumo de combustibles fósiles del año, lo que elevó temporalmente el factor de emisión.

La DNE aclara que estos datos son preliminares y que próximamente se publicarán los resultados definitivos.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario



La gala RTE apunta a REE con el apagón: no tenía medios para la sobretensión

Cree que faltaron centrales convencionales y que fallaron ciertos equipos de la red

Rubén Esteller MADRID.

RTE atribuye por primera vez el apagón ibérico a un problema de sobretensión y falta de medios de control de tensión.

El gestor de la red eléctrica francesa (RTE) ha dado su primer paso público de calado sobre las causas técnicas del gran apagón que dejó sin suministro a España y Portugal el 28 de abril de 2025. En su documento de planificación Bilan prévisionnel 2025-2035 (Principaux résultats), publicado el 16 de diciembre de 2025, RTE afirma que los “primeros elementos de análisis” del incidente apuntan a que el factor crítico fue la gestión de la tensión y que la pérdida del suministro “no proviene de una falta de inercia”, sino de un fenómeno de sobretensión.

Según la explicación incluida por RTE, esa sobretensión aparece cuando el sistema no dispone de un número suficiente de medios capaces de regular la tensión frente a las necesidades de capacidad de regulación. El operador enumera explícitamente esos medios: centrales convencionales, determinadas instalaciones renovables configuradas para aportar esa función y ciertos equipos de la red.

El posicionamiento es relevante por dos motivos. Primero, porque eleva el debate desde la discusión habitual sobre el equilibrio entre oferta y demanda y lo sitúa en el terreno de la estabilidad eléctrica en sistemas con penetraciones crecientes de renovables. Segundo, porque RTE subraya que tanto el análisis cerrado como el retorno de experiencia y las recomendaciones se publicarán en el marco del proceso europeo liderado por Entso-E.

Hasta ahora, las comunicaciones de RTE habían sido más prudentes y descriptivas. El mismo 28 de abril de 2025, el operador francés se limitó a informar de la desconexión



Un tendido eléctrico de la interconexión con Francia. REUTERS

automática de la red ibérica respecto al sistema europeo y de la restitución del enlace de 400 kV entre la Cataluña francesa y la española, además de señalar afectaciones puntuales en el País Vasco francés.

Posteriormente, en una nota de preguntas y respuestas del 4 de noviembre de 2025, RTE puso el foco en el procedimiento de investigación europeo y en el informe factual de Entso-E del 3 de octubre de 2025,

remarcando que en esa fase “nada indica” que el sistema ibérico careciera de inercia, sin entrar aún en una hipótesis propia tan concreta como la de la sobretensión.

RTE aprovecha además esa referencia al apagón ibérico para conectar el episodio con su agenda interna: recuerda que Francia presentó en febrero de 2025 una estrategia para mantener un “plan de tensión” robusto. En el mismo Bilan, el operador insiste en que el sistema eléctrico europeo afrontará más episodios de valles de demanda y que eso obliga a acelerar inversiones y palancas para el control de tensión y fenómenos dinámicos, incluyendo más equipos de regulación en la red de transporte o mayor aportación de regulación por parte de las renovables.

El informe definitivo de Entso-E se espera para el próximo mes de abril

El informe definitivo sobre el apagón en España se conocerá previsiblemente el próximo mes de abril, justo un año después del apagón, lo que está generando dudas sobre si permitirá reclamar daños y perjuicios por parte de los afectados por la vía judicial a partir de esos momentos. En principio, fuentes legales consultadas consideran que no habrá ningún problema, pero mientras tanto las reuniones del organismo para preparar la decisión definitiva siguen produciéndose; las siguientes, el 15 de enero y el próximo 12 de febrero.



Empresas

Iberdrola firma un acuerdo por 15 años con una acerera alemana

L. R. E. MADRID

Iberdrola ha firmado un acuerdo de compraventa de energía renovable a largo plazo (PPA) por 15 años con la acerera alemana Salzgitter, para el suministro de 900 gigavatios-hora (GWh) durante ese periodo. Según informó ayer la compañía, ha puesto en marcha en la localidad de Schadewohl, en el norte de Alemania, una planta fotovoltaica de 65 megavatios pico (MWp) para ese suministro de energía limpia a la acerera Salzgitter AG. Esta planta cuenta con más de 92.000 paneles solares y producirá unos 60 gigavatios hora (GWh) al año, suficiente para abastecer el suministro de más de 20.000 hogares (unas 40.000 personas) y evitar la emisión anual de 23.000 toneladas de CO₂.



Arcelor tendrá 18 años de energía nuclear de EDF para su acero

El contrato permite tener precios estables tras el fin de la tarifa AREHN

Rubén Esteller MADRID.

ArcelorMittal y EDF han cerrado un contrato de suministro eléctrico de largo plazo ligado al parque nuclear francés que permitirá a la siderúrgica asegurar electricidad “baja en carbono” para sus instalaciones en Francia durante 18 años.

El acuerdo, denominado Contrat d’Allocation de Production Nucléaire (CAPN), se firmó el 26 de diciembre de 2025 y las primeras entregas comenzaron el 1 de enero de 2026, según han comunicado ambas compañías.

En virtud del CAPN, EDF asignará a ArcelorMittal una cuota de capacidad de su flota nuclear en operación, lo que, en la práctica, otorga visibilidad y cobertura a largo plazo sobre una parte del aprovisionamiento eléctrico del grupo en el

país. ArcelorMittal enmarca el contrato en su estrategia energética en Francia y subraya el objetivo de contar con electricidad “competitiva” y con menor huella de carbono, un factor clave en la agenda de descarbonización industrial y en el coste de producción del acero.

Béatrice Bigois, directora ejecutiva responsable del área de Clientes de EDF, sostuvo que el contrato refleja el trabajo realizado en los últimos meses para poner a disposición de la industria electricidad

baja en carbono y a largo plazo, y lo vinculó a la soberanía energética y a la descarbonización.

El movimiento llega en un momento particularmente sensible para los grandes consumidores electrointensivos en Francia, marcado por el fin, el 31 de diciembre de 2025, del mecanismo ARENH (Accès régulé à l’électricité nucléaire historique), que durante años permitió a parte de la demanda industrial acceder a energía nuclear a un precio regulado. Medios indus-

triales franceses destacan que ArcelorMittal buscaba cerrar una solución estable antes de ese cambio de marco y que ni el precio del MWh ni los volúmenes del contrato han sido divulgados. Los CAPN forman parte de la nueva oferta comercial de EDF vinculada a su parque nuclear histórico. La eléctrica explicó que estos contratos permiten acceder a una parte de la producción a cambio de compartir costes y riesgos asociados, con precios ligados a los costes de la nuclear.

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN

Disculpen las molestias.

Andimat reclama mayor ambición para mejorar el confort y la eficiencia energética de las viviendas

<https://www.energias-renovables.com/eficiencia/andimat-reclama-mayor-ambici-n-para-mejorar-20260107>

www.energias-renovables.com

07/01/2026

El Ministerio de Vivienda y Agenda Urbana ha cerrado recientemente la fase de audiencia pública del borrador del Plan Nacional de Renovación de Edificios (PNRE), un documento que debe guiar la transformación del parque edificado español hacia un modelo de cero emisiones en 2050. En este proceso, finalizado el pasado 13 de diciembre, Andimat ha presentado un documento de alegaciones en el que reclama un mayor nivel de ambición técnica y una mayor certidumbre financiera para garantizar el éxito del plan. Desde la asociación se valora positivamente que el PNRE reconozca el papel clave del aislamiento térmico en la eficiencia energética y la descarbonización de los edificios. Sin embargo, Andimat considera que el planteamiento actual resulta insuficiente y pide reforzar y concretar medidas que permitan obtener resultados más sólidos y duraderos. En este sentido, la entidad plantea la necesidad de revisar y endurecer las exigencias del Código Técnico de la Edificación en materia de ahorro energético, así como de establecer Normas Mínimas de Eficiencia Energética también para los edificios residenciales. A ello se suma la demanda de un esquema de apoyo financiero y fiscal más previsible y accesible, que tenga en cuenta la vida útil real de los materiales aislantes y refuerce el papel de las ventanillas únicas de rehabilitación como instrumento de acompañamiento al ciudadano. Confort pasivo y pobreza energética Aunque la lucha contra la pobreza energética es uno de los ejes centrales del PNRE, Andimat considera que las estrategias actuales se quedan cortas. La asociación defiende que la reducción de la demanda energética a través de la mejora de la envolvente del edificio es una herramienta decisiva para garantizar condiciones adecuadas de confort en las viviendas, especialmente en los hogares más vulnerables. A su juicio, los coeficientes de eficiencia hoy recogidos en la normativa técnica no son lo suficientemente exigentes y deberían alinearse con valores de transmitancia térmica más rigurosos. Este enfoque permitiría reducir de forma efectiva el consumo energético y avanzar con mayor rapidez hacia los objetivos europeos de descarbonización. Además, Andimat reclama que los Certificados de Ahorro Energético de carácter social computen el ahorro generado durante toda la vida útil del aislamiento, para facilitar rehabilitaciones profundas en viviendas vulnerables y hacerlas económicamente viables. La asociación también insiste en la necesidad de desplegar con rapidez las ventanillas únicas de rehabilitación, mejorando la información disponible y agilizando los trámites administrativos, un aspecto clave para que las ayudas lleguen a quienes más las necesitan. Dinamizar la rehabilitación y dar estabilidad al sector En el ámbito regulatorio, Andimat propone que las Normas Mínimas de Eficiencia Energética se extiendan de forma obligatoria al parque residencial, y no solo al sector terciario. Establecer fechas claras de aplicación, verificables en momentos clave como la compraventa o la concesión de licencias, serviría -según la asociación- como motor para impulsar una rehabilitación cuya tasa actual sigue siendo baja. La financiación es otro de los puntos críticos señalados en las alegaciones. La proximidad del fin de los fondos Next Generation, previsto para junio de 2026, está generando incertidumbre en el mercado, tanto por la posible falta de fondos como por la ausencia de información sobre una eventual ampliación de plazos. En este contexto, Andimat considera esencial prorrogar las deducciones fiscales por rehabilitación energética y reformar el sistema de CAE para que refleje el ahorro real a lo largo de décadas, y no solo en el primer año tras la obra. Finalmente, la asociación

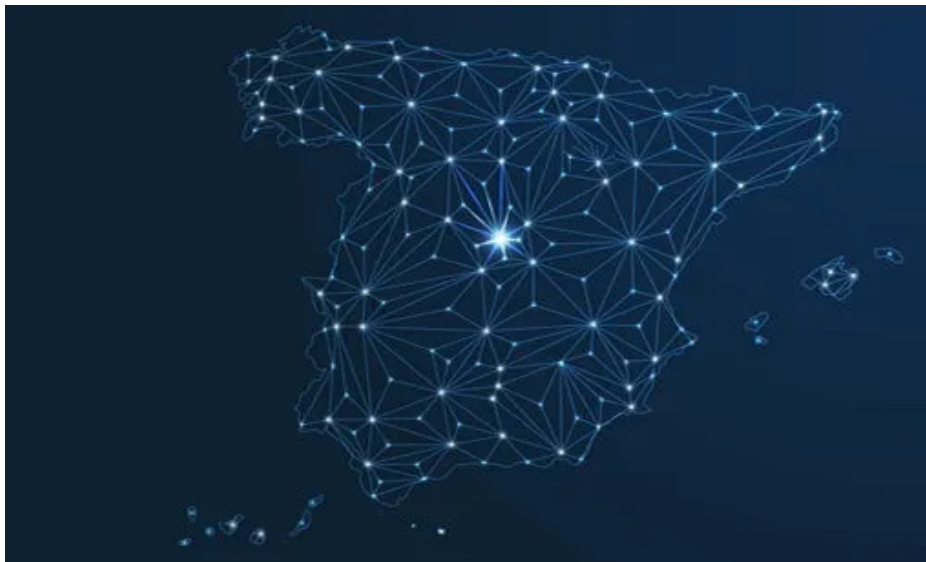
subraya la importancia de garantizar la calidad de las intervenciones mediante sistemas de control más robustos, inspecciones en obra y la creación de un registro nacional de empresas habilitadas. Solo con un marco estable, previsible y técnicamente exigente, concluyen, será posible alcanzar el objetivo de rehabilitar más de 1,37 millones de viviendas antes de que finalice la década, tal y como prevé la planificación energética nacional.

El Ministerio de Vivienda y Agenda Urbana ha cerrado recientemente la fase de audiencia pública del borrador del Plan Nacional de Renovación de Edificios (PNRE), un documento que debe guiar la transformación del parque edificado español hacia un modelo de cero emisiones en 2050. En este proceso, finalizado el pasado 13 de diciembre, Andimat ha presentado un documento de alegaciones en el que reclama un mayor nivel de ambición técnica y una mayor certidumbre financiera para garantizar el éxito del plan. Desde la asociación se valora positivamente que el PNRE reconozca el papel clave del aislamiento térmico en la eficiencia energética y la descarbonización de los edificios. Sin embargo, Andimat considera que el planteamiento actual resulta insuficiente y pide reforzar y concretar medidas que permitan obtener resultados más sólidos y duraderos. En este sentido, la entidad plantea la necesidad de revisar y endurecer las exigencias del Código Técnico de la Edificación en materia de ahorro energético, así como de establecer Normas Mínimas de Eficiencia Energética también para los edificios residenciales. A ello se suma la demanda de un esquema de apoyo financiero y fiscal más previsible y accesible, que tenga en cuenta la vida útil real de los materiales aislantes y refuerce el papel de las ventanillas únicas de rehabilitación como instrumento de acompañamiento al ciudadano. Confort pasivo y pobreza energética Aunque la lucha contra la pobreza energética es uno de los ejes centrales del PNRE, Andimat considera que las estrategias actuales se quedan cortas. La asociación defiende que la reducción de la demanda energética a través de la mejora de la envolvente del edificio es una herramienta decisiva para garantizar condiciones adecuadas de confort en las viviendas, especialmente en los hogares más vulnerables. A su juicio, los coeficientes de eficiencia hoy recogidos en la normativa técnica no son lo suficientemente exigentes y deberían alinearse con valores de transmitancia térmica más rigurosos. Este enfoque permitiría reducir de forma efectiva el consumo energético y avanzar con mayor rapidez hacia los objetivos europeos de descarbonización. Además, Andimat reclama que los Certificados de Ahorro Energético de carácter social computen el ahorro generado durante toda la vida útil del aislamiento, para facilitar rehabilitaciones profundas en viviendas vulnerables y hacerlas económicamente viables. La asociación también insiste en la necesidad de desplegar con rapidez las ventanillas únicas de rehabilitación, mejorando la información disponible y agilizando los trámites administrativos, un aspecto clave para que las ayudas lleguen a quienes más las necesitan. Dinamizar la rehabilitación y dar estabilidad al sector En el ámbito regulatorio, Andimat propone que las Normas Mínimas de Eficiencia Energética se extiendan de forma obligatoria al parque residencial, y no solo al sector terciario. Establecer fechas claras de aplicación, verificables en momentos clave como la compraventa o la concesión de licencias, serviría -según la asociación- como motor para impulsar una rehabilitación cuya tasa actual sigue siendo baja. La financiación es otro de los puntos críticos señalados en las alegaciones. La proximidad del fin de los fondos Next Generation, previsto para junio de 2026, está generando incertidumbre en el mercado, tanto por la posible falta de fondos como por la ausencia de información sobre una eventual ampliación de plazos. En este contexto, Andimat considera esencial prorrogar las deducciones fiscales por rehabilitación energética y reformar el sistema de CAE para que refleje el ahorro real a lo largo de décadas, y no solo en el primer año tras la obra. Finalmente, la asociación subraya la importancia de garantizar la calidad de las intervenciones mediante sistemas de control más robustos, inspecciones en obra y la creación de un registro nacional de empresas habilitadas. Solo con un marco estable, previsible y técnicamente exigente, concluyen, será posible alcanzar el objetivo de rehabilitar más de 1,37 millones de viviendas antes de que finalice la década, tal y como prevé la planificación energética nacional.



Iberdrola, Endesa y Naturgy tiran al alza de las emisiones de CO2 en España

- El el Observatorio de Sostenibilidad (OS) publica su "informe anual de estimación de las emisiones del año 2025". José Santamarta. Emisiones de CO2



España incrementa sus emisiones de gases de efecto invernadero

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

España incrementa sus emisiones de gases de efecto invernadero

<https://www.energias-renovables.com/panorama/espa-a-incrementa-sus-emisiones-de-gases-20260107>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 07 enero 2026

El informe de "estimación de las emisiones del año 2025" que acaba de publicar el colectivo de expertos en métricas de sostenibilidad OS es la "primera aproximación a las emisiones de gases de efecto invernadero en España" que ve la luz tras el cierre del ejercicio 25, año "crítico", según el Observatorio, durante el que "toda la sociedad ya ha experimentado las consecuencias de los fenómenos meteorológicos extremos debidos al cambio climático", como las temperaturas extraordinarias registradas durante "las extensas e intensas olas de calor" que ha padecido España en los últimos meses, los incendios forestales que afectaron, según Copernicus, a 400.000 hectáreas, "y que han supuesto la emisión de 19 millones de toneladas de CO2") o las "inundaciones y lluvias extremas" habidas a lo largo de los últimos meses en diferentes puntos de la península. Los autores del informe destacan en primer lugar el dato global: España ha aumentado en 2025 sus emisiones al menos un 0,6% (ha superado las 270 millones de toneladas de CO2 equivalente).

Estos son los datos que destaca OS

- Las emisiones de 2025 representan respecto del año base de 1990 un 5,8% menos muy lejos de las reducciones que serían necesarias para cumplir con el protocolo de Kioto y un 38,1% menos respecto a 2005.
- Las emisiones del sector energético aumentaron 2,4 millones de toneladas, un 9% sobre el año anterior (Los ciclos combinados emitieron 3,7 millones de toneladas mas que suponen un 26% más que en 2024) debido al aumento del 28% de la producción de energía por gas natural (respecto al

mismo periodo del año anterior) en las centrales de ciclo combinado después del gran apagón del 29 de abril.

- En conjunto España hasta octubre de 2025 ha aumentado el uso medido en kilotoneladas equivalentes de petróleo en un 1%. En toneladas y España ha aumentado el consumo de gas natural en un 5% y ha disminuido el carbón en -12%. El uso del queroseno se ha incrementado un 5%, lubricantes, asfálticos, coque, etc. 5%, gasolina un 8% y del gran ítem del gasóleo (que es 6 veces mas importante y 5 que la gasolina) un 3%, y de los GLP ha disminuido un 13%.
- En 2025 el ligero aumento de las emisiones se debe, según los autores del informe, a las consecuencias del apagón y el aumento de la generación con gas natural perjudicando a la fotovoltaica, y el aumento del consumo de productos petrolíferos, sobre todo en el transporte por carretera. La penetración de los vehículos eléctricos, a diferencia de China, sigue siendo ínfima.

"España -concluye el informe- se aleja, año tras año, del objetivo climático al que se ha comprometido con la Comisión Europea, a pesar de la retórica del gobierno". El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) estableció como meta que las emisiones cayeran un 32% en 2030 respecto a los niveles de 1990. Pero en 2025 la caída no alcanza ni los seis puntos (las emisiones apenas son un 5,8% menores que las registradas 35 años atrás, en 1990). "El aumento del PIB fue de un 2,9% y va ser muy difícil -considera el OS- el reducir estas emisiones mientras siga esta dependencia del petróleo, sobre todo ahora que las reducciones del sector de producción de electricidad ni siquiera se han producido".

Si a estos datos -explica el Observatorio- se le añaden las emisiones de gases de efecto invernadero procedentes de incendios forestales, estimadas en 19 millones de toneladas de CO2 eq (del orden de 4 veces este año respecto a los anteriores) y otros datos procedentes de los bunker internacionales, tales como las emisiones aéreas internacionales motivadas por el elevado número de vuelos por turismo (no contabilizadas en el sistema actual) y las emisiones asociadas al tráfico marítimo (tampoco contabilizadas en el sistema actual) "se puede concluir que con los datos disponibles a principios de 2026 (que suponen datos de octubre 2025 en importaciones y consumo de petróleo) sin ninguna duda que España ha aumentado sus emisiones en el año 2025 respecto al 2024".

Más apuntes recogidos por el OS en su informe

- El gas está ocupando el espacio dejado por el carbón, que ya es casi residual.
- El sector residencial sigue con la falta de apoyo a la rehabilitación de viviendas y con la pobreza energética.
- El aumento de los precios de la vivienda ha determinado que aumente la pobreza energética (España tiene uno de las tasas más elevadas de la UE).
- Autoconsumo: con poco más de la mitad de población que España, Australia (27 millones de habitantes) ya tiene 21 gigavatios de autoconsumos en sus tejados, California (40 millones de

habitantes) tiene 44 gigas, y Alemania (84 millones), 66 gigavatios. En España ahora mismo hay poco más de nueve gigavatios de autoconsumos, aunque el recurso (solar) es mucho más abundante aquí que en Alemania, por ejemplo.

- Comunidades energéticas: el Observatorio denuncia en su informe la "infinita complejidad" burocrática a la que se enfrentan las comunidades energéticas, mientras continúa por otro lado - lamenta- el desplome de la instalación de tejados solares, especialmente en el sector residencial, aunque ese -el impulso del autoconsumo a escala residencial- debería ser "una prioridad de cualquier gobierno", concluye el OS.
- El año 2025 cierra con 1.148.650 ventas de vehículos, un 12,9% más que 2024.
- Si no se descarboniza el transporte por carretera, que en 2025 ha seguido creciendo (tanto en mercancías como en viajeros), será difícil reducir las emisiones.
- La cuota del transporte de mercancías por tren supone tan solo un 4%, mientras que los vehículos fósiles siguen siendo mayoritarios.
- España ha batido su máximo histórico de recepción de turistas en 2025, año durante el que ha recibido la visita de cerca de cien millones de personas (nunca antes llegó al país en doce meses cantidad semejante de turistas), y ha superado (dato a 30 de noviembre) los 126.000 millones de euros en gasto (el dato supera el total de lo registrado en todo el año anterior: enero-diciembre de 2024).
- Los sectores del mercado de carbono siguen disminuyendo y siguen aumentando las emisiones de los sectores difusos y la aviación.

José Santamarta, autor principal del informe : "a pesar del aumento de las renovables, se ha quemado mucho mas gas por el gran apagón, y la falta de pericia del sistema regulador, y se ha incrementado el uso del petróleo y sus productos derivados. Los sectores económicos como el transporte y el turismo con una afluencia de turistas de unos 100 millones y el aumento del uso de los combustibles fósiles han determinado este aumento han supuesto importantes emisiones"

Fernando Prieto, doctor en Ecología y director ejecutivo del Observatorio de Sostenibilidad : "España no esta descarbonizando al ritmo que debería, que tendría que ser de un 7% anual, mantenido en el tiempo (...). Hay reformas estructurales que hay que hacer para poder eliminar los combustibles fósiles de la ecuación y que se están posponiendo (...). Sigue habiendo políticas publicas contradictorias, por ejemplo de AENA de aumento de la aviación, o del transporte por carretera, que contrastan con otras políticas del resto del gobierno de reducciones emisiones (...). Más aún: se prevén más emisiones y mayor precio de la electricidad al aumentar el uso del gas en la generación eléctrica cuando se instalen masivamente los centros de datos previstos que van a suponer una fuerte demanda de electricidad"

El informe "Estimación de la evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España 1990-2024 ha sido elaborado por el economista y experto en cambio climático José Santamarta

(autor principal), el doctor en Ecología Fernando Prieto, el biólogo Raúl Estévez Estévez, el geógrafo Carlos Alfonso, el doctor (en ingeniería industrial) Juan Avellaner y la investigadora en ciencias sociales y humanidades (y también doctora, en Turismo) Neus Crous Costa.

Credenciales

El OS se define como "un thinktank experto en métricas de sostenibilidad que pretende ser referencia y una fuente de análisis y datos científicos basados en la mejor ciencia disponible". Declara como su "misión y responsabilidad" la siguiente: "comunicar datos relevantes y todos nuestros hallazgos a los decisores, las empresas y la ciudadanía para aportar soluciones en cambio climático, biodiversidad, ocupación del suelo, inundaciones, descarbonización, calidad del aire, bosques, pero también en desigualdad, energía, economía circular, ciudades sostenibles, objetivos de desarrollo sostenible y agenda urbana". La organización trabaja junto a AIS-group y ESRI, con la aplicación 2030MAPS para cuantificar Objetivos de Desarrollo Sostenible y Nueva Agenda Urbana en cualquier territorio.

Repsol y Venezuela: una relación energética que resiste al tiempo y a las sanciones

- La producción neta media de Repsol en Venezuela alcanzó en el primer semestre de 2025 los 70,5 miles de barriles equivalentes de petróleo diarios, por encima de los 65,0 miles registrados en el mismo periodo de 2024.



Repsol y Venezuela: una relación energética que resiste al tiempo y a las sanciones

<https://elperiodicodelaenergia.com/repsol-y-venezuela-una-relacion-energetica-que-resiste-al-tiempo-y-a-las-s...>

Sandra Acosta

Miércoles, 07 enero 2026

Ningún comentario

La relación entre Repsol y Venezuela atraviesa en 2026 uno de sus momentos más delicados y determinantes. A la tradicional complejidad de operar en un país de alto valor energético se ha sumado una nueva sacudida política, marcada por la crisis institucional y por el anuncio desde Washington sobre la detención de Nicolás Maduro, un hecho que ha reactivado las tensiones diplomáticas, ha elevado la incertidumbre internacional y ha vuelto a colocar a la industria energética venezolana en el centro de la agenda geopolítica.

En este escenario, Venezuela continúa siendo para la petrolera española un activo estratégico de primer orden, pero también uno de los focos de mayor exposición al riesgo dentro de su cartera global. Durante el primer semestre de 2025, Repsol mantuvo su actividad operativa en el país, **apoyada sobre todo en el negocio del gas natural, que representa más del 80% de su actividad local** y que, por ahora, se mantiene al margen de las restricciones más severas impuestas al crudo.

El corazón de esta operativa es el proyecto Perla, en el bloque Cardón IV, una de las mayores explotaciones gasistas offshore de Venezuela, desarrollada junto a la italiana ENI, desde donde **se producen alrededor de 580 millones de pies cúbicos de gas al día**, destinados casi íntegramente al

mercado interno y fundamentales para la generación eléctrica, al cubrir aproximadamente un tercio del consumo nacional.

Producción neta media

A pesar de las dificultades, **la producción neta media de Repsol en Venezuela alcanzó en el primer semestre de 2025 los 70,5 miles de barriles equivalentes de petróleo diarios**, por encima de los 65,0 miles registrados en el mismo periodo de 2024. Este incremento se logró en un entorno severamente condicionado por las sanciones, las limitaciones financieras y los obstáculos logísticos que pesan sobre el sector energético venezolano. La compañía ha reiterado su intención de conservar su posición en los activos del país, siempre bajo el estricto cumplimiento de la normativa local e internacional, una postura que adquiere mayor relevancia tras el endurecimiento del marco sancionador de Estados Unidos.

Repsol sigue trabajando con autoridades de EEUU para mantener la actividad en Venezuela. El directivo de Repsol ha recordado que en marzo recibieron una comunicación explicándoles que la licencia específica sería revocada el 27 de mayo.

participada en un 40% por Repsol, con un saldo de 358 millones de euros, que constituye una pieza clave tanto para sostener la actividad como para articular la eventual recuperación de la deuda mediante pagos en especie.

El flanco financiero refleja con claridad la magnitud del riesgo. A 30 de junio de 2025, la exposición patrimonial total de Repsol en Venezuela se situaba en 330 millones de euros, frente a los 504 millones contabilizados a finales de 2024, tras los ajustes realizados por el deterioro del riesgo país y del perfil crediticio de la estatal PDVSA. Esta exposición incluye financiación a filiales, inversión en Cardón IV y cuentas por cobrar a PDVSA, cuyo cobro sigue siendo altamente incierto. A ello se suma la línea de crédito vinculada a la empresa mixta Petroquiriquire,

Endurecimiento del régimen de sanciones

El endurecimiento del régimen de sanciones ha sido determinante en esta evolución. Tras la concesión en mayo de 2024 de una licencia específica por parte de la Oficina de Control de Activos Extranjeros de Estados Unidos, que permitió a Repsol operar con cierta normalidad, **Washington revocó dicha autorización a finales de marzo de 2025 y la sustituyó por una licencia de liquidación con vigencia hasta el 27 de mayo del mismo año**. Desde entonces, en ausencia de nuevas exenciones, la capacidad de la compañía para operar y recuperar los importes adeudados se ha visto **severamente limitada**, incluida la imposibilidad de recibir cargamentos de crudo o gas como mecanismo de pago de la deuda de PDVSA.

El comercio de España con Venezuela es escaso y se limita al petróleo que importa Repsol. El petróleo de Venezuela representa el 4% de las importaciones de crudo a

La presión se agravó con la orden ejecutiva firmada el 24 de marzo de 2025 por el presidente de Estados Unidos, que autoriza la imposición de un **arancel del 25% a todas las mercancías importadas desde países que comercialicen petróleo venezolano**. La medida encarece el comercio internacional del crudo y refuerza el efecto

**España, que se han
cuadruplicado en los últimos
dos años.**

disuasorio para las empresas que aún mantienen vínculos con la industria petrolera del país. Repsol, preguntada por este medio, ha preferido no hacer ningún tipo de comentario a este respecto.

El trasfondo macroeconómico refuerza la fragilidad del entorno. El tipo de cambio pasó de 54,106 bolívars por euro en diciembre de 2024 a 127,138 bolívars por euro en junio de 2025, reflejando el profundo deterioro macroeconómico y la pérdida de confianza en el sistema financiero venezolano. Este contexto obligó a Repsol a actualizar sus provisiones, con un impacto negativo de 80 millones de euros en el resultado antes de impuestos por el deterioro de activos, instrumentos financieros y cuentas por cobrar a PDVSA, y otros 216 millones de euros por el ajuste del valor de las inversiones contabilizadas por el método de la participación.



Cuerpo adelanta que el PIB aceleró su crecimiento al 1% en el inicio de 2026

El ministro lo achaca al 'efecto arrastre' del avance del 0,7% del cuarto trimestre de 2025

Carlos Asensio MADRID.

El ministro de Economía, Comercio y Empresa, Carlos Cuerpo, avanzó ayer, tras el Consejo de Ministros, que la economía española arranca 2026 con un crecimiento asegurado del 1% del PIB debido al "efecto arrastre" del cierre del año anterior, ya que en el cuarto trimestre de 2025, cuando la economía registró una expansión cercana al 0,7%.

El titular de la cartera de Economía aclaró que estos buenos resultados son la base inicial para cumplir el objetivo de crecimiento del 2,2% fijado para este ejercicio que inicia por parte del Gobierno.

Cuerpo aseveró que ya se partía de una base del 2% por parte del consenso privado que "se fue ajustando hasta el 2,1%", aclaró, por lo que se está aproximando cada vez más a las previsiones oficiales.

El ministro, destacó "el liderazgo de España" en materia económica y reiteró que es "particularmente relevante", teniendo en cuenta el "contexto complejo y de desaceleración" de los principales socios, y también porque el patrón de crecimiento es "saneado y equilibrado", alejado de coyunturas particulares como pudo ser, por ejemplo, el período de la burbuja inmobiliaria a inicios de siglo.

Cuerpo recordó que España creció durante seis ejercicios seguidos en torno al 0,6% trimestral de manera consecutiva. Esto, dijo, sitúa a la economía de nuestro país "en los primeros puestos" entre los miembros de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE).

Los pilares sobre los que se ha sostenido el crecimiento español a lo largo de estos dos últimos años son la buena marcha del mercado de trabajo, la demanda interna y la inversión.



El ministro de Economía, Carlos Cuerpo. EFE

El patrón de crecimiento es "saneado y equilibrado", aseguró el ministro

Unos factores sobre los que seguirá descansando el avance de la economía, al menos, en el próximo ejercicio, sobre todo en el consumo privado. "Será el principal determinante", aseguró el ministro, debido, también, a las ganancias de poder adquisitivo y la inversión empresarial.

Por el contrario, el peor comportamiento del comercio "va a de-tracer algunas décimas" al avance del PIB, reconoció el ministro.

El responsable de la cartera de Economía apuntó a que la renta real per cápita de los hogares "ha evolucionado desde 2022 y hasta el segundo trimestre de 2025 por encima de los principales países de la OCDE". Con la situación financiera "saneada" de las familias en todos los niveles de renta y el avance del ahorro, daría margen para un aumento del consumo y "para seguir creciendo", concluyó.

El equipo de Cuerpo constató que en el mercado de trabajo ha habi-

El empleo que se crea está concentrado en sectores "de alto valor añadido"

do un cambio de paradigma, ya que se está concentrando en sectores de alto valor añadido, con un avance 2,5 veces superior al crecimiento medio de la ocupación. "Son sectores que se pueden permitir salarios más altos y conllevan igualmente una mayor productividad", explicó Cuerpo. Es por eso que el empleo que se está creando, y se creará, será "de una mayor calidad, con contratos más estables", dijo. Esto también tiene como consecuencia que la temporalidad, uno de los principales males históricos del mercado laboral español, se sitúe "en valores mínimos de la serie histórica", informó. Otro de los males endémicos que, para Cuerpo parece que también se está solucionando, es la productividad por hora trabajada, que sigue acortando su horquilla.



El Gobierno propone subir el salario mínimo un 3,1%, hasta los 1.221 euros

La subida mensual en 14 pagas prevista para este 2026 tendrá efectos retroactivos desde el 1 de enero y sus beneficiarios seguirán en la práctica sin tributar en el IRPF

RAQUEL PASCUAL
Madrid

El Gobierno comunicó ayer a los sindicatos y a los empresarios su intención de subir el salario mínimo interprofesional en 2026 un 3,1%, hasta alcanzar los 1.221 euros brutos al mes en 14 pagas (17.094 euros al año). Esta renta está fijada actualmente en 1.184 euros mensuales, por lo que la subida supondrá 37 euros más al mes y sus beneficiarios seguirán sin tributar en el IRPF, según confirmó el secretario de Estado de Trabajo, Joaquín Pérez Rey. El incremento es menos abultado que el de ejercicios anteriores y supone solo dos décimas más que la inflación registrada en 2025 (el 2,9%, según el dato de IPC adelantado publicado para el mes de diciembre).

Los interlocutores sociales deberán comunicar en los próximos días si respaldan o no esta revalorización. En principio los sindicatos CC OO y UGT darán un sí a lo presentado este lunes, pero, además, tras esta reunión se ha abierto la posibilidad inesperada de que los empresarios también apoyen el incremento del 3,1% —frente al 1,5% que propusieron inicialmente—, según las esperanzas manifestadas por Pérez Rey.

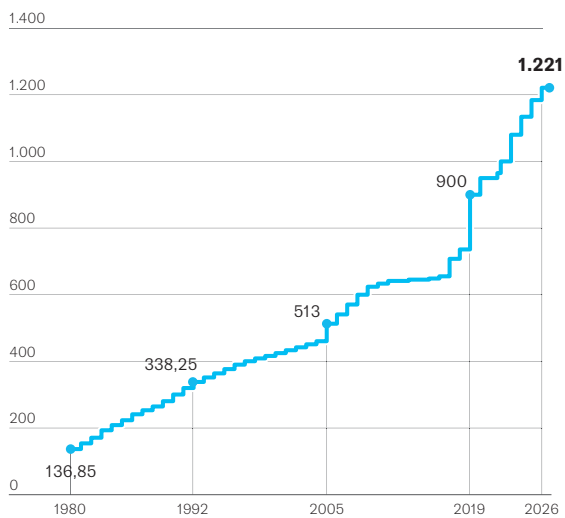
El motivo de este cambio en las patronales ha sido el compromiso de Trabajo de negociar con el resto del Gobierno (ministerios de Hacienda y Economía fundamentalmente) la “relajación de las reglas de desindexación del SMI en los contratos públicos”, dijo el secretario de Estado. Esta promesa responde a una vieja reivindicación de sindicatos y patronales —que la reclaman cada ejercicio desde hace años— para poder trasladar las subidas anuales de los salarios mínimos a los costes salariales incluidos en los contratos públicos que tienen las empresas con las administraciones. Eso supone que las compañías adjudicatarias de contratos públicos puedan ingresar más por



Yolanda Díaz, el mes pasado en el Senado, en Madrid. RODRIGO JIMÉNEZ (EFE)

Evolución del salario mínimo interprofesional en España

En euros al mes, repartidos en 14 pagas



Fuente: Ministerio de Trabajo y Economía Social.

EL PAÍS

Los interlocutores sociales deberán decidir si respaldan la propuesta

La medida afecta a las nóminas de cerca de 2,5 millones de personas

ellos con motivo de que la retribución de los trabajadores se les encarece.

Pese a esa primera aproximación, la vicepresidenta del Gobierno y ministra de Trabajo, Yolanda Díaz, enfrió, apenas dos horas después del término de la reunión del diálogo social, la posibilidad de que se aplique dicha desindexación al admitir que “hay una discrepancia con el Partido Socialista”, que hasta ahora se ha resistido a aceptar esta medida.

En cualquier caso, Díaz con-

firmó que, con el respaldo de la patronal o sin él, la subida será aprobada en breve por el Consejo de Ministros y tendrá efectos retroactivos en todas las nóminas de los cerca de 2,5 millones de perceptores de esta renta desde el 1 de enero pasado.

De esta forma, el Ejecutivo ha optado por la banda baja de incremento de esta renta propuesta por el comité de expertos que planteó un incremento del 3,1% si el salario mínimo seguía sin tributar en el IRPF, o un 4,7%, hasta 1.240 euros mensuales (17.360 euros anuales), si sus preceptores comenzaban a tributar a Hacienda por esa renta. Con esta propuesta, Pérez Rey se comprometió a que “los beneficiarios de esta renta no paguen impuestos”, en contra de lo que había pretendido insistentemente el Ministerio de Hacienda.

El compromiso de Trabajo es que el cobro neto de esta renta sea de 17.094 euros al año, para lo que Hacienda deberá adoptar, en los casos necesarios, las correspondientes deducciones que mantengan sin tributar a los perceptores en la campaña de la Renta de 2026. “La propuesta de Trabajo es consensuada con Hacienda; es una propuesta del Gobierno el dejar exento de tributación la cuantía resultante [1.221 euros mensuales]. Y el cómo llevar a cabo esa desgravación, exención o figura tributaria oportuna es algo que dejamos al Ministerio de Hacienda, pero lo más normal es que se siga planteando en los mismos términos que en años anteriores”, ha dicho Pérez Rey.

La ley no obliga al Gobierno a negociar la subida del salario mínimo con los empresarios y los sindicatos, solo debe “consultar”, escucharlos y luego tomar su propia decisión. Si bien tradicionalmente el Ejecutivo sí somete a un proceso negociador esta medida e intenta buscar el mayor consenso posible con los interlocutores sociales. Este año no ha sido una excepción pero, desde el principio, las posturas han estado muy encontradas: los sindicatos plantearon una subida del 7,5% para 2026, mientras que las patronales solo se han mostrado dispuestas, hasta ahora, a que el incremento fuera del 1,5%. Ahora, tras haber introducido la posibilidad de los contratos de las empresas con la administración pública puedan trasladar a sus costes las subidas del salario mínimo (la denomina-

Los perceptores de este sueldo podrán volver a aplicarse una deducción

R. P. / L. D. F.
Madrid

El Gobierno no quería de ninguna manera que los responsables del Ministerio de Trabajo (de Sumar) y los del Ministerio de Hacienda (del PSOE) volvieran a tirarse públicamente los trastos a

la cabeza a cuenta de si los perceptores del salario mínimo interprofesional (SMI) deben o no tributar en el IRPF. Y, aunque estos dos departamentos han estado a punto de seguir con el conflicto, el secretario de Estado de Trabajo, Joaquín Pérez Rey lo dejó zanjado este lunes al decir que el Gobier-

no (al completo) “se ha comprometido con los interlocutores sociales a que aquellas personas que reciban el salario mínimo no pagarán impuestos”. Así, ha vuelto a prevalecer la postura de la vicepresidenta segunda Yolanda Díaz. Aunque Hacienda debe concretar aún oficialmente la figura fiscal

que utilizará para que el salario mínimo siga sin tributar un año más, fuentes de este departamento han explicado que el ministerio está dispuesto a volver a usar la fórmula de la deducción, como ya se aplicó en la campaña de la renta del pasado año. De hecho, remarcan que la propuesta de subida es la menor propuesta por los expertos con la intención de que el SMI no pague IRPF. Así, Hacienda baraja “actualizar” la deducción para que ninguno de los beneficiarios que por sus circunstancias personales superen el mí-

nimo exento tengan que tributar. Para ello, a estos perceptores se les han practicado las retenciones habituales por su salario y situación personal y familiar. Después, debieron realizar la declaración de la renta, donde se les devolvió lo retenido hasta 340 euros anuales. La intención de Hacienda es, por tanto, elevar la deducción a unos 600 euros para que así, en la práctica, cuando presenten la declaración de la próxima campaña todas las situaciones personales de los beneficiarios del SMI queden exentas de tributar.



da desindexación) o, al menos una parte de ellas, se abre la puerta a un posible acuerdo tripartito (Gobierno, patronal y sindicatos) para subir el salario mínimo un 3,1% en 2026.

No obstante, los negociadores sindicales de UGT, Fernando Luján, y de CC OO, Javier Pacheco, han insistido en que el compromiso de relajar las reglas de desindexación del salario mínimo en la contratación pública no hará que las centrales modifiquen un ápice sus pretensiones en otras cuestión que para ellos es imprescindible para llegar a un acuerdo: la adopción de los cambios legales necesarios para que las subidas del SMI no puedan ser absorbidas o compensadas por los pluses salariales que cobran los trabajadores.

Límites a la compensación

Aunque los sindicatos han aceptado que el establecimiento de límites a esta capacidad de absorber o compensar las subidas del salario mínimo y otras cuestiones regulatorias para trasponer la directiva europea sobre salarios mínimos se adopten en otro decreto distinto al que aprobará la subida de la cuantía del SMI un 3,1% para este año, Luján ha sido claro: “No vamos a renunciar a que la subida del salario mínimo llegue íntegra a los bolsillos de sus perceptores”. Para ello, el decreto que seguirá negociándose en próximos días debería aclarar que las futuras subidas de esta renta no pueden quedar absorbidas (y por lo tanto anuladas) por los pluses salariales.

Tras las polémicas vividas en los últimos años sobre si el salario mínimo debe tributar o no en el IRPF, a medida que esta renta aumenta y se acerca o supera las cifras exentas de tributación, el ministerio que dirige la vicepresidenta Yolanda Díaz encargó, tras el verano, al comité de expertos que elabora la propuesta de subida del SMI que fijara dos escenarios para 2026. Este comité trazó así un escenario de subida si los beneficiarios del salario mínimo seguían si tributar en la práctica y otro si comenzaban a hacerlo.

El debate sobre la tributación del suelo salarial mínimo legal radica en el aumento sustancial de asalariados que dejan de aportar al IRPF a medida que el salario mínimo aumenta y lo ha hecho un 61% desde 2018. Un informe reciente de la Autoridad Independiente de Responsabilidad Fiscal (Airef) llamó la atención sobre una “concentración de trabajadores en torno al nuevo umbral [del SMI] y en los niveles directamente superiores”. Según esto, en 2018 solo el 3,5% de los trabajadores cotizaban por la base mínima —asimilables a los que perciben el SMI—, mientras que cinco años más tarde, en 2023, el porcentaje subió al 7,4%. Y los que ganan solo un poco más que el salario mínimo avanzan con más fuerza: en 2018, el 7,9% de los trabajadores cotizaban por el 125% de la base mínima y en 2023 eran el 22,8%.



ERC arranca a Sánchez 5.000 millones más para Cataluña a cambio de apoyo

CUMBRE EN LA MONCLOA/ La reforma sigue sin contar con una mayoría en el Congreso y el gran escollo es Junts, que sólo apoyará el concierto. "Todo lo que sea menos será un engaño", dicen los de Puigdemont.

David Casals. Barcelona

Hasta 5.000 millones de euros para Cataluña y el respeto al principio de ordinalidad. Lo que es lo mismo: que ninguna comunidad de régimen común pierda posiciones en la clasificación de recursos públicos por habitante antes y después de aplicarse los mecanismos de solidaridad. Son dos de las bazas del nuevo modelo de financiación autonómica que hoy prevén acordar el presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, y el líder de ERC, Oriol Junqueras. A cambio, los republicanos se muestran dispuestos a negociar los Presupuestos Generales del Estado (PGE) de este año.

Sánchez y Junqueras mantendrán una reunión en el palacio de La Moncloa con un objetivo muy claro: dar el pistoletazo de salida al cambio de sistema, y cuya principal baza será la singularidad para Cataluña. El Gobierno quiere que esta cuestión se extienda al resto de territorios que así lo quieran, aunque la reforma sigue sin contar con una mayoría en el Congreso.

Junts y sus siete diputados son el principal escollo, y ayer aseguró que sólo apoyará el concierto económico. "Todo lo que sea menos será un engaño", señaló la portavoz de los neoconvergentes en el Congreso, Míriam Nogueras, quien rechazó el "café para todos" y cualquier sistema que pueda extenderse a otras comunidades.

Otra exigencia del partido que encabeza Carles Puigdemont es "conocer las balanzas fiscales". Su objetivo es poner fin al denominado "déficit fiscal". Se trata de la diferencia entre los ingresos tributarios y el conjunto del gasto público en cada comunidad. En el caso de Cataluña y según el último estudio de la Generalitat, este indicador sobrepasó los 20.000 millones.

Esta cuantía cuadruplica la que ERC asegura haber arrancado. Por esta razón, Nogueras reprochó al partido de Junqueras su incapacidad para sacar provecho de la "extrema fragilidad" del Gobierno y del PSOE en las Cortes.

Los últimos flecos

La cuestión más destacada que Junqueras quiere ama-



María Jesús Montero, vicepresidenta primera, titular de Hacienda y figura clave a la hora de negociar el nuevo modelo de financiación.

Montero ultima un modelo general en el que encaje la financiación singular

J. Portillo. Madrid

Desde Moncloa admitieron ayer que el tema de la financiación autonómica formará parte de la conversación oficial que mantendrán hoy en La Moncloa el presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, y el líder de ERC, Oriol Junqueras, aunque trataron de diluir su relevancia aseverando que se abordarían también asuntos como la intervención militar de EEUU en Venezuela. "La reunión versará indudablemente sobre el contexto internacional que estamos viviendo, también, por supuesto, sobre el seguimiento del

acuerdo con Esquerra Republicana de Cataluña y sobre la agenda en lo que resta de legislatura de este Gobierno progresista", aseveró ayer la portavoz del Gobierno, Elma Saiz. Acto seguido, además, la también ministra de Seguridad Social agregó que "indudablemente" la cita se produce en un contexto en el que la vicepresidenta primera del Gobierno y ministra de Hacienda, María Jesús Montero, "está preparando un modelo de financiación autonómica que dé más recursos a todas las comunidades autónomas", del que se hablará.

La clave del plan es transferir más IRPF e IVA a las CCAA para mejorar la dotación de todas

La clave para poder ofrecer más recursos a todas las regiones sin que ninguna pierda -y que permitiría elevar la financiación de Cataluña en los casi 5.000 millones que reclama ERC- pasa por ampliar la cuota de recaudación de impuestos que va a parar a manos de las comunidades autónomas. La propuesta que ulti-

ma Montero, y que aspira a presentar en las próximas horas, supone concretamente ceder a las regiones más del 50% del IRPF, el 50% del IVA y el 58% de los Impuestos Especiales que reciben actualmente. Además, Hacienda trabaja para ofrecer a los territorios la transferencia automática de estos recursos, sustituyendo el actual modelo de entregas a cuenta con liquidación definitiva a los dos años, en un intento por buscar un encaje en el nuevo marco general al modelo de financiación singular pactado con ERC para Cataluña.

rar en su reunión con Sánchez es el calendario. Quiere poner fecha a la convalidación de una iniciativa legislativa que ERC presentó en el Congreso el pasado otoño en la que se pedía habilitar a las autonomías de régimen común a recaudar impuestos, incluyendo su mayor anhelo, el IRPF. De esta forma, el líder de los republicanos pretende blindar la Hacienda propia, tal como ERC arrancó a Sánchez en el arranque de la

legislatura.

Otra petición de los republicanos que confían en cerrar hoy es la creación de un consorcio que vele por el cumplimiento de las inversiones presupuestadas por el Estado en la comunidad, tal como

Junqueras exige blindar el calendario y el ritmo de ejecución de la Hacienda propia

mo explicó el vicesecretario general de comunicación y portavoz de ERC, Isaac Albert, en una entrevista en *Catalunya Ràdio*. Los ingresos adicionales procederán del incremento de la recaudación a raíz de la coyuntura económica favorable, según detalló.

En cualquier caso, Isaac Albert recordó que en el Congreso, además de Junts, esta cuestión también "depende de Unidas Podemos, BNG y especialmente de Compro-

mís. Los valencianistas exigen más fondos para la administración autonómica peor financiada, algo que según ERC garantizará el cambio de sistema.

Junqueras también ha conseguido que, durante las negociaciones, haya quedado en un segundo plano el Govern de Salvador Illa, al menos en lo que a visibilidad pública se refiere, pese a que las conversaciones han sido a tres bandas.