



241225

24/12/2025

Índice

UNEF

UNEF alerta que las Comunidades Autónomas deben tomar medidas inmediatas para que perder fondos al autoconsumo	4
La energía solar: la oportunidad de triunfo de la revolución industrial en España	6

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

¿En 2026? Storage en Argentina: "competitividad" en la mirada de un adjudicatario de 100 MW	9
¿Quién es quien? Las empresas detrás de los 3,3 GW renovables y 1,2 GW en baterías adjudicados en México	12
Adjudican proyecto fotovoltaico con baterías de 757,4 kWp / 983 kWh para el centro penitenciario de Almería	15
Alta competencia: Sungrow revela son las principales exigencias del mercado para llevar adelante un proyecto BESS	17
Canadian Solar: "El 90% de los proyectos FV ya incorporan tecnología TOPCon"	19
China presenta una denuncia ante la OMC contra las subvenciones solares de la India	21
Dhamma Energy se adjudica 440 MW fotovoltaicos en Hidalgo (México)	23
El gobierno destina 202 millones a proyectos de renovables, almacenamiento y bombas de calor	25
El MITECO lanza la segunda convocatoria RENOINN con 202,5 millones para proyectos innovadores de renovables y almacenamiento	27
Entrevista a Alberto Solís González, chief sales officer (GES - Global Energy Services)	29
Entrevista a Luis Corrales, director general de desarrollo de negocio (Lantania)	31
Entrevista a Sergio Arbeláez, managing director, head of europe & latam (Matrix Renewables)	33
IDAE lanza fondos por €202,5 millones para renovables innovadoras y almacenamiento: ¿Quiénes podrán acceder?	35
JA Solar logra un cuarto del market share de Chile y ahora apunta a liderar el mercado de baterías	37
Jerez instala 194 kWp de autoconsumo fotovoltaico en cinco edificios municipales	39
La Coruña licita la instalación de 1,10 MW fotovoltaicos para la empresa municipal de aguas	41
Mercomar afianza su estrategia logística para energía solar y eólica en Sudamérica con foco en carga crítica	43
Risen presenta su dupla solar-BESS en el PVBook: 5MWh, 730Wp+ y huella de carbono récord	46
Sungrow pide a fabricantes un rol clave en normativas: "Podemos dar sincronismo a la matriz energética"	48
Transición Ecológica da luz verde a 200 millones de euros en ayudas a autoconsumos colectivos, baterías y solar flotante	51

LAS RENOVABLES

Acciona comienza a inyectar energía renovable a la red desde la planta de biomasa de Logrosán (Cáceres)	56
El 68% de la generación eléctrica es ya de renovables	58
Endurance suministrará baterías a dos plantas solares	59
Google compra la firma de centros de datos y energía Intersect por 4.041 millones de euros	60
Greenalia recibe un crédito de 183 millones para construir una planta solar en Texas	62
Iberdrola asegura que el 80% del parque señalado por Trump no se verá afectado	63
Iberdrola evita gran parte del parón eólico de Trump en EEUU	64
La suspensión eólica en EEUU solo atañe al 20% del parque de Iberdrola	65
Iberdrola y Microsoft sellan sus primeros PPA en Europa con 150 MW eólicos vinculados a soluciones de inteligencia artificial	66
IDAE lanza fondos por €202,5 millones para renovables innovadoras y almacenamiento: ¿Quiénes podrán acceder?	68
La banca frena la financiación a las renovables al empeorar las perspectivas del sector	70
La fábrica Niessen de ABB en Oiartzun logra las cero emisiones operativas	71
Reganosa da el salto a las renovables con la compra de tres plantas hidroeléctricas	74
Solo el 12% de las solicitudes de acceso a la red ha recibido luz verde en 2025	75

LAS OTRAS ENERGÍAS

David Mesonero, vicepresidente de la 'joint venture' con Echelon	77
El Gobierno extiende las medidas antidesahucios y la prohibición de cortes de suministro a 2026	78
El Ejecutivo extiende la protección para familias vulnerables de cortes de luz y gas	79
Juan Béjar, presidente de Bruc: "Es falso decir que la nuclear ayude a la independencia energética"	80
La CNMC defiende que su modelo para redes evita subir la tarifa eléctrica en 900 millones	81
La CNMC se reafirma en que ha tramitado las circulares eléctricas conforme a la normativa	82
LA CNMC ve un ahorro de 900 millones con la regulación eléctrica aprobada	83
Las eléctricas irán a los tribunales contra la CNMC por los peajes	84
Luis Atienza y Nemesio Fernández- Cuesta. Centros de datos: una visión estratégica digital y energética	85
Nantek invertirá 65 millones en una planta en Córdoba	86
Naturgy suma siete nuevos proyectos de baterías en España	87

LA ECONOMÍA

El Banco de España eleva al 2,9% su previsión de crecimiento del PIB	88
El Banco de España eleva la previsión del PIB para 2026 al 2,2%	89
El INE confirma que el PIB creció un 0,6% en el tercer trimestre	90
Las pensiones mínimas suben al menos un 7%, y las no contributivas un 11,4%	91
Golpe de 7.000 millones a empresas y trabajadores para pagar las pensiones	92
La cena de Nochebuena más cara de la historia: sube un 21% en dos meses	94



UNEF alerta que las Comunidades Autónomas deben tomar medidas inmediatas para que perder fondos al autoconsumo - Energía Estratégica

- El plazo de ejecución de los fondos vence en el verano de 2026, lo que pone en riesgo la pérdida de las ayudas si no se toman medidas para acelerar su tramitación. Los fondos Next Generation son clave para fomentar el autoconsumo y hacerlo accesible para ciudadanos y empresas.



<https://www.energiaestrategica.com/unef-alerta-que-las-comunidades-autonomas-deben-tomar-medidas-inme...>

Energía Estratégica

Miércoles, 24 diciembre 2025

«Los Fondos Next Generation han sido un instrumento muy positivo para el fomento del autoconsumo y han conseguido que se introduzca en la sociedad española y sea un bien de consumo más para los ciudadanos y empresas», comenta **José Donoso, director General de UNEF, la asociación.**

Sin embargo, UNEF alerta de que el plazo final para ejecutar inversiones establecido para la Comisión Europea se cumple ya este próximo verano y de que, de no tomarse medidas para acelerar su tramitación; **existe el riesgo de que se pierdan.**

Para evitar que esto suceda, UNEF está trabajando con las distintas administraciones autonómicas para identificar los escollos que se están encontrando en la gestión de estas ayudas y compartir los aciertos y buenas prácticas para su resolución implementados por aquellas administraciones que han podido avanzar con más agilidad.

Fuente IDAE

Entre las buenas prácticas identificadas, están la transparencia en el proceso de remisión de información, la reducción de documentación, agilidad y procesos rápidos, contar con plataformas y canales de comunicación adecuados y evitar duplicidades de los procesos. Asimismo, UNEF

recomienda publicar de forma clara cuándo se han agotado los fondos, con el objetivo de evitar atascar la administración con procesos que no pueden avanzar.

“Sabemos que todas las administraciones autonómicas están haciendo un gran esfuerzo por avanzar en la gestión de las ayudas Next Generation para el autoconsumo con los recursos humanos y técnicos de que disponen. Sin embargo, la cercanía de la fecha límite para su ejecución, hace necesario que aquellas administraciones que avanzan más lentamente en la gestión, implementen nuevas medidas que les permiten cumplir los plazos”, subrayó Donoso.

Para el director general de UNEF, todavía estamos a tiempo de llegar en plazo para que “ciudadanos, comercios e industria, puedan recibir las ayudas con las que contaban a la hora de hacer sus inversiones”. Pero para ello, “es necesario que las administraciones tomen medidas urgentes que agilicen los cuellos de botella a los que se están enfrentando”.

La energía solar: la oportunidad de triunfo de la revolución industrial en España

- Al cierre de 2025, España se consolida como potencia europea en energía fotovoltaica, pero sobre todo como un país que ha sabido identificar y tiene potencial de aprovechar una...



Sostenibilidad

<https://www.expansion.com/economia-sostenible/2025/12/23/694aaf8ce5fdeac0288b4599.html>

José Donoso*

Martes, 23 diciembre 2025

Al cierre de 2025, España se consolida como potencia europea en **energía fotovoltaica**, pero sobre todo como un país que ha sabido identificar y tiene potencial de aprovechar una ventaja competitiva histórica. En un año marcado por la incertidumbre geopolítica y los desafíos de competitividad industrial, la **energía solar** emerge como una palanca económica fundamental para el tejido empresarial español. Los números hablan por sí solos. El **sector fotovoltaico** aporta más de 10.694 millones de euros al PIB nacional, llegando a cifras de empleo de más de 146.000 familias españolas sostenidas por el sector, mayoritariamente fuera de las grandes ciudades. Nuestras exportaciones superan los 3.400 millones de euros anuales, posicionando a España como referente tecnológico. Y lo más relevante desde una perspectiva empresarial: una apuesta por la **energía fotovoltaica** es una apuesta por tener una de las electricidades más competitivas de Europa, factor decisivo para la competitividad industrial. España dispone de una media de 2.000 horas de sol anuales, más del doble que países como Alemania. Estas horas de funcionamiento, unidas a la economía de escala que podemos aprovechar al disponer de territorio, nos dan un precio de la energía que es la mitad del producido en el norte de Europa, situación que se refleja ya en los diferentes precios de los PPAs que se firman. Este impacto en nuestra posibilidad de crecimiento no es ya una suposición de futuro, ya se está comenzando a concretar.

La planificación de redes refleja este cambio: desde 2020 se han otorgado derechos de acceso para proyectos de demanda que suman ya más de 43 GW, la demanda representa ya el 41% de las nuevas

solicitudes de conexión superando por primera vez a la **generación renovable**, y la nueva planificación prevé conectar 27,7 GW adicionales a la red de transporte y 5,3 GW a distribución hasta 2030. Si tenemos en cuenta que la demanda media en estos momentos se mueve en el entorno de los 35 MW, podemos apreciar la magnitud de la transformación que está en curso. Como referencia, podemos señalar que en el anterior ejercicio de planificación eléctrica las peticiones de puntos de conexión para demanda sumaban tan solo 2 GW. Esta es una oportunidad de **reindustrialización** que como país no podemos desperdiciar, especialmente en un contexto donde la independencia energética se ha convertido en una cuestión también de seguridad nacional.

Desarrollo industrial

Un desafío adicional es complementar esta industrialización fotovoltaica indirecta por una directa, es decir, el desarrollo de una industria nacional que trabaje en toda la cadena de valor. Nuestro sector ya exporta por un valor de 3.400 millones de euros; hay que consolidarlo y expandirlo.

En 2025, llevamos instalados más de 7 GW fotovoltaicos, consolidando nuestra posición como segundo mercado europeo, y la energía solar representa ya el 19% del **consumo eléctrico**. Este año también ha traído desafíos que no podemos ignorar: hemos acumulado cientos de horas de precios cero o negativos, evidenciando el obstáculo que implica un sistema marginalista de precios diseñado para tecnologías con costes variables cuando se aplica a una tecnología sin costes marginales. Este desajuste genera dificultades de financiación y amenaza la viabilidad de proyectos futuros, pudiendo limitar precisamente la ventaja competitiva que deberíamos estar maximizando.

Otro gran reto para 2026 es extender la **ventaja competitiva** que nos da la fotovoltaica a los hogares y, sobre todo, a todo el tejido industrial a través de la electrificación. España ha tenido un éxito rotundo en la descarbonización del sector eléctrico, pasando del 38% al 56% de renovables en el sistema entre 2019 y 2024. Sin embargo, en usos finales la cuota de **combustibles fósiles** apenas se redujo del 69% al 67%. Esta brecha representa tanto un desafío como una oportunidad. Las empresas que electrifiquen sus procesos productivos no solo reducirán sus emisiones, sino que accederán a energía más barata y estable, mejorando su competitividad internacional. La electrificación es, por tanto, mucho más que una necesidad climática: es una estrategia industrial que permitirá a nuestras empresas competir en mejores condiciones en los mercados globales.

Almacenamiento

En este contexto, el **almacenamiento energético** se ha revelado este año como fundamental no solo para la seguridad de suministro, sino como otro factor de competitividad. Los sistemas de baterías permiten retirar energía en momentos de excedentes —cuando los precios son bajos o incluso negativos— y devolverla al sistema en períodos de alta demanda, extendiendo las horas de energía barata. Para las empresas, esto significa la posibilidad de optimizar sus consumos energéticos, reducir exposición a la volatilidad de precios y mejorar la previsibilidad de costes operativos. El desarrollo de una red robusta nacional de baterías operando, tanto en sistemas independientes (*tand-alone*) como en instalaciones híbridas con **fotovoltaica**, debe ser una prioridad estratégica que complemente nuestra fortaleza en **generación solar**.

Pero los desafíos no deben oscurecer la oportunidad: España tiene sol en el momento histórico en que más se necesita la energía solar. Podemos ofrecer energía limpia, competitiva y abundante en un continente que lucha por su independencia energética. El éxito no está garantizado. Requiere estabilidad regulatoria, inversión decidida en redes de transporte y distribución, simplificación administrativa real y políticas públicas que favorezcan decididamente la **electrificación**. Pero sobre todo requiere entender que la energía fotovoltaica no es un fin en sí mismo, sino un medio para hacer más competitiva nuestra economía y más atractivo nuestro país para la inversión, al tiempo que se combate la **emergencia climática**.

La pregunta no es si tenemos los recursos —que los tenemos—, sino si tenemos la visión estratégica para aprovecharlos plenamente. El **sector fotovoltaico** español ya ha demostrado su capacidad. Ahora toca que políticas públicas, marco regulatorio e inversión privada converjan en una estrategia común que permita aprovechar al máximo la oportunidad que tenemos ante nosotros. El 2025 ha sido un año de consolidación. El 2026 debe ser el año de la ambición.

*José Donoso, director general de UNEF **

¿En 2026? Storage en Argentina: “competitividad” en la mirada de un adjudicatario de 100 MW - Energía Estratégica

- Marcelo Álvarez, director de Estrategia y Relaciones Institucionales de Coral Energía, considera que el almacenamiento energético será competitivo en Argentina hacia 2026 o 2027, y anticipa que el país se encamina hacia una nueva licitación de 500 MW en nodos estratégicos.



<https://www.energiaestrategica.com/en-2026-storage-en-argentina-competitividad-en-la-mirada-de-un-adjudic...>

Matías Medinilla

Miércoles, 24 diciembre 2025

Hace pocos años, hablar de almacenamiento en Argentina era poco más que una expresión de deseo. Hoy, la oportunidad dejó de ser una promesa abstracta y empezó a plasmarse en proyectos concretos.

Coral Energía, una de las principales adjudicatarias de la licitación AlmaGBA (100 MW de los 700 MW asignados) **acumula 400 MW entre capacidad renovable contractualizada y en construcción**, y se prepara para dar el próximo paso en un mercado en formación.

“La forma en la que se reestructura el mercado eléctrico argentino, además de la curva exponencial de baja de precio de las baterías, hará que el cruce se dé en 2026 o 2027 y creo que ahí hay una oportunidad para sistemas de almacenamiento”, apuntó **Marcelo Álvarez**, director de Estrategia y Relaciones Institucionales de Coral, durante el encuentro **Future Energy Summit (FES) Argentina**

Esa mirada no surge del optimismo, sino del análisis técnico y de una apuesta estratégica concreta. Coral Energía fue una de las adjudicatarias más destacadas de **AlmaGBA**, con dos proyectos de **50 MW cada uno**: **BESS Pilar** y **BESS Parque**, conectados a la red de **Edenor** y adjudicados a **USD 11.461 MWmes** y **USD 11.979 MWmes**, respectivamente.

Esos 100 MW marcan **el inicio de una operación híbrida**, donde la empresa busca integrar generación renovable con baterías y capitalizar el aprendizaje en una transición de mercado.

“Hay una oportunidad en storage, es un sector creciente y creo que habrá peak shaving, arbitraje, un nicho nuevo dentro del mercado y hay jugadores nuevos. El mercado del storage es un mercado en formación en Argentina y creo que habrá oportunidad y solar + más storage va a crecer”, remarcó Álvarez.

Incluso, la compañía está atenta a nuevas convocatorias que podrían surgir en el corto plazo, ya que según fuentes del sector, Argentina se prepara para una nueva licitación pública de almacenamiento tras el éxito de AlmaGBA en el Área Metropolitana de Buenos Aires, que adjudicó más de 700 MW sobre los 500 MW inicialmente previstos.

Según pudo averiguar **Energía Estratégica**, la nueva licitación se lanzaría bajo la denominación AlmaSADI, y se proyecta que se limiten alrededor de 500-600 MW de sistemas BESS para reemplazar generación forzada en distintos puntos del país. Por lo que esta licitación representaría un paso más en la consolidación de un mercado de almacenamiento aún en formación.

A pesar de este impulso, el especialista identificó **dos restricciones estructurales** que han limitado históricamente el avance de las renovables: **la capacidad de transporte del sistema interconectado y el acceso a financiamiento bancable**.

Mientras la primera requiere **inversiones en infraestructura** con plazos de entre **cuatro y ocho años** desde la licitación hasta la certificación, la segunda tiene un componente más sistémico.

“El mercado argentino se está transformando, tratando de lograr el modelo de los años 1990, de contractualización de toda la demanda”, observa el directivo. No obstante, explicó que dentro de este proceso emergen sujetos de crédito con diferente perfil, lo que puede dificultar el financiamiento.

“Hay sujetos de crédito interesantes y otros que no lo son, como por ejemplo las distribuidoras y cooperativas, a las que les costará ser bancables”, detalla. Por eso, considera urgente generar un mecanismo de respaldo que permita que estos actores puedan acceder a financiamiento competitivo.

Ley de Transición Energética: hoja de ruta necesaria

Bajo este panorama, se impulsa un proyecto ley de transición energética como instrumento para destrabar el financiamiento internacional bajo condiciones competitivas, ya que le permitiría al país acceder a líneas de financiamiento climático con tasa subsidiada y plazos extendidos, algo fundamental en el actual contexto de restricciones económicas.

“La única forma de acceder en el corto o mediano plazo a financiamiento a tasa subsidiada a periodos más largos, es el financiamiento climático. Y para poder acceder a eso hace falta una ley de transición con una hoja de ruta asociada”, insistió el directivo.

“Se lo presentamos al gobierno como una oportunidad de negocio, de generación de empleo, de prevenir barreras para-arancelarias, de descentralización y diversificación”, señaló.

En esa línea, agrega un punto clave: “Además, pondría el acento en un recurso de mercado que tiene que desarrollar para que sean financiables las cooperativas y las distribuidoras”.

Sin ese enfoque, advierte, quedará fuera de la transición un sector del país con gran potencial de abastecimiento renovable pero sin acceso al financiamiento necesario para concretarlo.



¿Quién es quien? Las empresas detrás de los 3,3 GW renovables y 1,2 GW en baterías adjudicados en México - Energía Estratégica

- Entre los adjudicatarios se destacan filiales de gigantes globales como Iberdrola, Dhamma Energy, Sunstone Power, Copenhagen Infrastructure Partners y Elecnor, que concentrarán inversiones en fotovoltaica, eólica y almacenamiento con presencia en más de siete estados. Al pie del artículo se...



<https://www.energiaestrategica.com/quien-es-quien-las-empresas-detras-de-los-33-gw-renovables-y-12-gw-en...>

Emilia Lardizabal

Martes, 23 diciembre 2025

México publicó los resultados de la Convocatoria de Proyectos Privados de Generación 2025 y adjudicó más de 3 GW renovables y 1257,4 MW en sistemas de almacenamiento a **14 empresas**. El proceso, liderado por la Comisión Nacional de Energía (CNE), adjudicó **20 proyectos a empresas privadas**, aunque **dos de los postulantes desistieron posteriormente**, según informó el organismo regulador.

La convocatoria atrajo a una **amplia base de inversores internacionales**, destacando la participación de **grupos energéticos de España, Dinamarca, Francia, Canadá y México**. Y entre los adjudicatarios figuran firmas **Iberdrola, Idea Energía, Sunstone Power, Copenhagen Infrastructure Partners, Dhamma Energy, Revolve Renewable Power y Gemex**, entre otras.

Sunstone Power, financiada por el fondo danés **Copenhagen Infrastructure Partners (CIP)**, lidera el paquete adjudicado. La compañía desarrollará dos proyectos en Campeche: **La Alegría (694,2 MW)** y **La Esperanza (350,7 MW)**. Ambos proyectos incluyen sistemas de almacenamiento de **313,4 MW (1280 MWh)** y **156,7 MW (640 MWh)**, respectivamente, lo que posiciona a la firma como el mayor adjudicatario tanto en generación renovable como en baterías, con más del **30% del total nacional adjudicado en sistemas de almacenamiento**.

Entre los adjudicatarios también se destaca, **Green Park Energy, S.A. de C.V.** , filial de **Iberdrola** , que recibió aprobación para dos plantas fotovoltaicas: **Tecozautla (122,3 MW)** en Hidalgo y **El Toro (107 MW)** en Guanajuato. Ambas incluyen almacenamiento: **31,3 MW** y **29,7 MW** , respectivamente.

Cabe recordar que hace unos meses **Cox Energy** anunció la compra de **Iberdrola México por 4.200 millones de dólares** , operación que abarca 2.600 MW de capacidad instalada, con 1.232 MW renovables, y una cartera en desarrollo de 12 GW, además de la principal suministradora eléctrica del país con 25% de cuota de mercado y más de 500 grandes clientes.

Por su parte, **Dhamma Energy México** , parte del grupo **DH2 Energy** , adjudicó **tres proyectos solares en Hidalgo** : **Saturno Solar (155,7 MW)** , **Akuwa Solar (130,8 MW)** y **Delfín Solar (172,8 MW)** . Estos proyectos incluyen sistemas de almacenamiento de **50,3 MW** , **42,2 MW** y **55 MW** , respectivamente. En total, representan **459 MW de capacidad fotovoltaica** y **147,5 MW de baterías**.

Alten Energías Renovables México Once, S.A. de C.V. , fue adjudicada y desarrollará el parque fotovoltaico **Alten Hidalgo (113,3 MW)** en el estado de Hidalgo, con un sistema de almacenamiento de **31,3 MW** . La empresa, de origen europeo con presencia en México desde hace más de una década, refuerza así su portafolio de activos solares en el país, apostando por soluciones híbridas para reforzar la estabilidad de la red.

Completando el bloque de adjudicatarios solares, **Energía Solar Herrera, S.A. de C.V.** desarrollará una **planta fotovoltaica de 231 MW en Puebla** , que sumará 60,3 MW en baterías. **CGS Solarmex I, S.A.P.I. de C.V.** pondrá en marcha el proyecto **CFV CGS (108,9 MW) en Zacatecas**, con almacenamiento de 29,6 MW.

Mientras que, **Global Solar America 2, S.A.P.I. de C.V.** ejecutará **Global Hidalgo 2 (108,7 MW)**, también en Hidalgo, con 28,8 MW en baterías. En Tamaulipas, **Solarig**, a través del nombre fantasía **Tamesí Solar**, construirá una planta fotovoltaica de 122,5 MW, con 36,2 MW en sistemas de almacenamiento.

Finalmente, **Gemex**, mediante su nombre fantasía **Martil Solar, S.A. de C.V.**, impulsará el proyecto **Piedras Negras (147 MW)** en Veracruz, con una solución de almacenamiento de 36,2 MW.

En el segmento eólico, **Elecnor** , mediante **Vientos de Panabá, S.A. de C.V.** , desarrollará el parque **Panabá 1B (252 MW)** en Yucatán, que incluirá un sistema de baterías de **102,1 MW** . También en Yucatán, **Eólica Dzilam** impulsará el proyecto **Dzilam (120 MW)** con **48,6 MW** en almacenamiento.

En Oaxaca, **Zapoteca de Energía** construirá la central **Zapoteca (200 MW)** , con **69,8 MW** en baterías. Desde Tamaulipas, **Revolve Renewable Power** desarrollará **El 24 (130,5 MW)** con **54,2 MW** de almacenamiento, mientras que en Quintana Roo, la empresa española **Idea Energía** , asociada a **Eólica del Rocío, S.A. de C.V.** , ejecutará el híbrido **Vientos del Caribe (208 MW)** con **81,7 MW** en baterías.

Todos los proyectos tienen fechas estimadas de entrada en operación entre **2027 y 2029** , aunque **tres proyectos destacan por su puesta en marcha prevista para diciembre de 2027** : **Central Energía Solar Herrera (231 MW)** en Puebla, **FV Tecozautla (122,3 MW)** en Hidalgo y **El Toro (107 MW)** en Guanajuato. El resto comenzará operación progresiva a partir de 2028, marcando una nueva etapa de

despliegue renovable en el país. Según lo adelantado por la CNE, una **nueva convocatoria está prevista para enero de 2026** .

Adjudican proyecto fotovoltaico con baterías de 757,4 kWp / 983 kWh para el centro penitenciario de Almería

- La Secretaría General de Instituciones Penitenciarias ha adjudicado las obras a la granadina Futurgy por 1,15 millones. El complejo penitenciario registra un consumo anual de 2,22 GWh.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/23/adjudican-proyecto-fotovoltaico-con-baterias-de-7574-kwp-983-kwh-...>

Martes, 23 diciembre 2025

La Secretaría General de Instituciones Penitenciarias ha adjudicado las obras a la granadina Futurgy por 1,15 millones. El complejo penitenciario registra un consumo anual de 2,22 GWh.

Jose Pedrosa

La Secretaría General de Instituciones Penitenciarias ha adjudicado a la empresa granadina Futurgy Soluciones Energéticas las obras para implantar una instalación fotovoltaica trifásica de autoconsumo, con sistema de almacenamiento y vertido cero, en el centro penitenciario de Almería. La compañía resultó ganadora entre las 27 empresas que se presentaron al concurso.

El contrato tiene un valor estimado de 1,15 millones de euros y un plazo de ejecución de cuatro meses.

El complejo penitenciario registra un consumo anual de 2,22 GWh y cuenta con una potencia eléctrica contratada máxima de 500 kW en los distintos periodos. El informe técnico señala que la climatización es el principal uso energético de la infraestructura, lo que refuerza la necesidad de disponer de una solución de generación propia.

La potencia pico total del parque fotovoltaico será de 757,40 kWp, obtenida mediante la instalación de 1.399 módulos situados en las cubiertas de los edificios internos, en zonas exteriores y en las marquesinas de aparcamiento. Se emplearán dos tipos de paneles, con potencias unitarias de 500 Wp y 600 Wp.

Para gestionar la energía y su integración en la red interna, el proyecto prevé la instalación de nueve inversores híbridos trifásicos, cada uno con una capacidad de conexión de 80 kW, lo que suma una potencia total de 720 kW.

Los módulos fotovoltaicos se distribuirán en tres áreas: la cubierta o Zona A, el terreno del lado oeste o Zona B y las marquesinas del lado este o Zona C.

La Zona A comprende las cubiertas de los edificios internos, donde se instalarán 190,20 kWp distribuidos entre los techos del Auditorio y la Enfermería. Esta área contará con dos inversores que suman 160 kW y con cuatro unidades de baterías que aportan una capacidad de almacenamiento de 245,76 kWh.

La Zona B abarca el amplio sector exterior situado en el lado oeste del recinto penitenciario. Es la zona de mayor capacidad de generación, con 365,20 kWp procedentes del talud, los terrenos próximos al aljibe y los aparcamientos de visitas. Dispondrá de cuatro inversores que alcanzan 320 kW y de ocho unidades de baterías, que proporcionarán 491,52 kWh de almacenamiento.

La Zona C se ubica en el área exterior del lado este, principalmente en las cubiertas de los aparcamientos de funcionarios y otras zonas exteriores. Contará con 202 kWp de potencia fotovoltaica, gestionados mediante tres inversores que suman 240 kW. Al igual que en la Zona A, se instalarán cuatro unidades de baterías, con una capacidad total de 245,76 kWh.

En conjunto, la instalación dispondrá de 983,04 kWh de almacenamiento, repartidos en dieciséis unidades de 61,44 kWh cada una.

El proyecto está financiado con fondos de la Unión Europea vinculados al Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

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

Alta competencia: Sungrow revela son las principales exigencias del mercado para llevar adelante un proyecto BESS - Energía Estratégica

- La compañía despliega una hoja de ruta regional que prioriza innovación operativa, marcos regulatorios exigentes y soporte especializado para avanzar en proyectos de almacenamiento energético en Argentina, Perú, Chile y Colombia.



<https://www.energiaestrategica.com/alta-competencia-sungrow-revela-son-las-principales-exigencias-del-merca...>

Emilia Lardizabal

Miércoles, 24 diciembre 2025

Con un mercado latinoamericano cada vez más competitivo, Sungrow traza una estrategia de expansión regional enfocada en cuatro países clave de la región: Argentina, Perú, Chile y Colombia.

Así lo reveló **Jorge Alvarado**, Key Account Manager de la compañía, durante su participación en **FES Chile**, donde describió las condiciones que definen el potencial del almacenamiento energético en estos mercados.

La empresa considera que la oportunidad está en países que muestran avances en marcos regulatorios, madurez técnica de los clientes y, sobre todo, un ecosistema de actores dispuestos a operar con estándares exigentes.

“Hoy día somos alrededor de 25 competidores detrás de todos estos proyectos de almacenamiento a nivel regional”, apuntó Alvarado.

Para marcar diferencia frente a este escenario de alta competencia, **Sungrow apuesta por una propuesta tecnológica diseñada para reducir riesgos operativos y anticiparse a los cambios del mercado**, combinando soluciones **plug & play** con sistemas de gestión basados en **inteligencia artificial**.

Este enfoque permite adaptar los proyectos a nuevas exigencias normativas sin reemplazar toda la infraestructura y optimizar el desempeño de los sistemas en tiempo real.

“Actualmente tenemos sistemas de gestión de energía basados en inteligencia artificial, capaces de tomar decisiones en tiempo real, analizar patrones e ir mejorando el rendimiento de carga y descarga de la batería”, explicó el ejecutivo, al referirse al desarrollo de software como uno de los pilares de la estrategia.

“Nuestros contenedores son modo plug & play: podemos desconectar un inversor, conectarlo y cumplir con alguna nueva norma que salga”, agregó Alvarado, subrayando que esta flexibilidad permite acompañar la evolución regulatoria sin afectar la continuidad operativa.

A esta arquitectura se suma el despliegue de soluciones como el PowerTitan 2, un contenedor que integra la conversión de corriente continua a alterna dentro del mismo sistema y utiliza refrigeración líquida para mejorar la eficiencia en el punto de interconexión.

Sin embargo, el diferencial tecnológico no es el único factor que hoy define el cierre de negocios. Según Alvarado, los desarrolladores evalúan los proyectos de almacenamiento bajo un enfoque cada vez más integral.

“Vemos cuatro variables muy importantes para el cierre de negocios: legales, comerciales, técnicas y financieras”, afirmó.

En ese sentido, el contexto varía según el país. Por caso, en Argentina, el acceso al financiamiento y las condiciones comerciales pesan más que el CAPEX inicial; en tanto que en Perú, la ausencia de pagos por potencia o disponibilidad limita la bancabilidad de los proyectos BESS.

Mientras que en Chile el foco está puesto en el cumplimiento normativo y su impacto en los seguros asociados a la operación.

“Una planta BESS que no cuente con las certificaciones necesarias o con certificaciones que no son aplicables al marco legal chileno luego va a tener problemas para efectos de seguro. La operación puede verse afectada considerablemente, ya que no son pólizas económicas”, advirtió Alvarado.

En Colombia, donde el marco técnico muestra un mayor grado de avance, Sungrow ya opera la batería de almacenamiento más grande del país, con 7 MWh, y despliega más de 1,4 GW en proyectos solares, consolidando su presencia en uno de los mercados más dinámicos de la región.

“Con nosotros van a tener un soporte 100% 24-7, tanto por el lado técnico, como comercial y postventa”, destacó el ejecutivo, al remarcar la importancia de garantizar la disponibilidad de los sistemas y el retorno de inversión a largo plazo.

Canadian Solar: “El 90% de los proyectos FV ya incorporan tecnología TOPCon” - Energía Estratégica

- La compañía avanza con una base de portafolio en Sudamérica y antes de fin de año lanzará módulos de hasta 725 Wp, mientras impulsa soluciones integrales con almacenamiento, inversores y una cadena productiva totalmente verticalizada.



<https://www.energiaestrategica.com/canadian-solar-el-90-de-los-proyectos-fv-ya-incorporan-tecnologia-topcon/>

Matías Medinilla

Miércoles, 24 diciembre 2025

Canadian Solar profundiza su apuesta por la tecnología TOPCon como eje central de su estrategia fotovoltaica en Sudamérica, al tiempo que prepara el lanzamiento de nuevos módulos solares de hasta 725 Wp antes de fin de año.

Esta evolución tecnológica responde a una hoja de ruta centrada en **incrementar la eficiencia energética, reducir los costos operativos** y ofrecer soluciones completas que integran almacenamiento, inversores, centros de transformación y un acompañamiento técnico permanente.

“Pensamos nuevas tecnologías para los paneles fotovoltaicos, pero también nos estamos enfocando mucho en la tecnología TOPCon, que está en casi 90% de los proyectos y tenemos la oportunidad de avanzar fuertemente en esa tecnología, pudiendo ofertar dos tipos inclusive de productos (celdas mayores y menores), además de sistemas de baterías”, explicó **Thiago Rodrigues**, sales manager América del Sur de Canadian Solar, durante el encuentro **Future Energy Summit (FES) Chile**.

Además de elevar la potencia de sus módulos, la compañía apuesta por **características como la bifacialidad**, que permite un **aumento de entre 10% y 30% en la generación eléctrica**, y **mejoras en el coeficiente de temperatura y resistencia a la humedad**, aspectos claves para climas exigentes.

“La idea de la compañía, como innovación y calidad, es verticalizar la cadena productiva e innovar para que los proyectos consigan la mejor tecnología posible”, remarcó el ejecutivo.

En paralelo, Canadian Solar se posiciona como proveedor de soluciones integrales. Con 24 años en el mercado, ha evolucionado de ser un fabricante de equipos a convertirse en socio para proyectos fotovoltaicos e híbridos, con un portafolio que incluye paneles, inversores, centros de transformación y sistemas de almacenamiento, a fin de maximizar la eficiencia operativa y generar confianza técnica a largo plazo.

“Además, en los últimos años, la compañía tuvo un balance positivo, con un net profit positivo que es muy importante en el mercado porque nuestra idea es estar en la región por los próximos años”, afirmó el sales manager para América del Sur.

Tropicalización tecnológica y desafíos regionales

La experiencia acumulada en Latinoamérica le ha dado a la compañía **un profundo entendimiento de los desafíos técnicos, regulatorios y comerciales del continente, de modo que** uno de los aprendizajes más relevantes ha sido la **necesidad de adaptar la tecnología global a los sistemas eléctricos de la región.**

“Canadian Solar opera globalmente con un portafolio global para todos los países en que actuamos, pero el despliegue de productos en LATAM exige una tropicalización para enfrentar los sistemas regionales, que son más frágiles y necesitan una arquitectura híbrida para más estabilidad”, explicó **Rodrigues** .

Además, las diferencias regulatorias entre países imponen modelos de negocio diferenciados.

“Estamos viendo que en Chile y Argentina se viven momentos regulatorios y señales de precios muy distintos”, advirtió el ejecutivo.

“Por eso desarrollamos modelos estratégicos de negocio como C&I, soluciones llave en mano y proyectos utility scale con estructuras adaptadas, priorizando la bancabilidad y la previsibilidad del diseño del proyecto, ya que la industria está cada vez más innovadora y más competitiva”, concluyó.

China presenta una denuncia ante la OMC contra las subvenciones solares de la India

- El Ministerio de Comercio de China ha presentado una denuncia en la que alegan que las subvenciones en la India otorgan a la industria nacional de ese país una ventaja desleal y perjudican los intereses chinos.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/23/china-presenta-una-denuncia-ante-la-omc-contrasubvenciones-s...>

Martes, 23 diciembre 2025

El Ministerio de Comercio de China ha presentado una denuncia en la que alegan que las subvenciones en la India otorgan a la industria nacional de ese país una ventaja desleal y perjudican los intereses chinos.

Patrick Jowett

Entrada al edificio de la OMC en Ginebra, Suiza.

Imagen: Benoît Prieur, Wikimedia Commons, CC0 1.0

China ha presentado una denuncia ante la Organización Mundial del Comercio (OMC) contra la India por las subvenciones que este país concede a su sector fotovoltaico, según ha confirmado el Ministerio de Comercio chino.

El ministerio afirma que el viernes (19 de diciembre) se presentó ante la OMC una solicitud de consultas a la India en relación con las subvenciones solares del país y sus medidas arancelarias sobre los productos de información y comunicación.

El ministerio chino afirma que las medidas violan varias obligaciones de la OMC, entre ellas los aranceles vinculantes y el trato nacional, y constituyen subvenciones de sustitución de importaciones, que están prohibidas por la OMC. El ministerio añade que esto da a las industrias nacionales de la India una ventaja competitiva desleal y perjudica los intereses de China.

«Se trata de otro paso firme de China para salvaguardar los derechos e intereses legítimos de sus industrias nacionales, tras su demanda contra las subvenciones de la India a los vehículos eléctricos y las baterías», añade un comunicado del ministerio. «Instamos una vez más a la India a que cumpla sus compromisos pertinentes en la OMC y corrija inmediatamente sus prácticas erróneas».

Esta es la segunda denuncia que China ha presentado contra la India a través de la OMC en los últimos meses, después de que en octubre presentara una objeción separada en relación con las subvenciones estatales de la India a la producción de vehículos eléctricos y baterías.

La OMC ayuda a regular las disputas relacionadas con las tecnologías de energía limpia evitando que las normas de contenido local, como las subvenciones nacionales a la energía solar, favorezcan injustamente a las empresas nacionales de tecnología verde. También trabaja para garantizar que las políticas medioambientales no se conviertan en barreras comerciales ocultas.

En octubre, **pv magazine** informó de que, aunque la legislación de la OMC sigue siendo vinculante en estos casos, la organización se encuentra en crisis, ya que su principal autoridad de solución de disputas ha dejado de funcionar.

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

Dhamma Energy se adjudica 440 MW fotovoltaicos en Hidalgo (México) - Energética 21

- La compañía desarrollará tres proyectos solares (Hidalgo 1, 2 y 3) que funcionarán como instalaciones colindantes conectadas a un mismo punto.



Dhamma Energy.

[dhamma energy](#)[dh2 energy](#)[hidalgo](#)[méxico](#)[energía renovable](#)[fotovoltaico](#)[proyectos energéticos](#)<https://energetica21.com/noticia/dhamma-energy-adjudica-440-mw-fotovoltaicos-hidalgo-mexico/>

Energética 21

Martes, 23 diciembre 2025

Dhamma Energy México, perteneciente al grupo **DH2 Energy**, ha anunciado la adjudicación de **440 MW de potencia nominal** para el desarrollo de tres proyectos fotovoltaicos en el estado de Hidalgo. Esta asignación se enmarca en la primera **Convocatoria de Proyectos Privados de Generación 2025**, impulsada por el Gobierno de México a través de la Secretaría de Energía (SENER), que en su conjunto ha otorgado 3.000 MW de nueva capacidad renovable.

Los proyectos, denominados **Hidalgo 1, Hidalgo 2 e Hidalgo 3**, suman una potencia nominal total de 440 MW y se desarrollarán como instalaciones colindantes que verterán energía en un mismo punto de interconexión. Según el calendario establecido en la convocatoria y la planificación vinculante del sistema, la entrada en operación comercial (COD) de las plantas está prevista entre **junio y diciembre de 2028**. Por su parte, se espera que los proyectos alcancen el estado de *Ready to Build* en el primer trimestre de 2026.

La adjudicación culmina un proceso de desarrollo de más de siete años en el estado de Hidalgo, una región caracterizada por su dinamismo industrial y creciente demanda energética.

Un dato relevante de esta convocatoria es que los tres proyectos de Dhamma Energy representan la totalidad de la capacidad aprobada para la **región Central** del sistema eléctrico mexicano. Esto

convierte a la compañía en el **único desarrollador adjudicatario en esta zona eléctrica**, considerada prioritaria para fortalecer la confiabilidad y seguridad del suministro nacional.

Pierre-Yves Gary, director general de LATAM, ha valorado el resultado: "Esta adjudicación es el resultado de más de siete años de trabajo técnico y de diálogo con las autoridades, y refleja la confianza del Gobierno de México en proyectos que aportan valor real al Sistema Eléctrico Nacional".

Estrategia a largo plazo: solar e hidrógeno verde

Esta operación refuerza la estrategia del grupo DH2 Energy en México, donde la generación fotovoltaica se plantea como base para el futuro desarrollo de proyectos de **hidrógeno verde** a gran escala.

Actualmente, el grupo cuenta con una cartera de proyectos de hidrógeno en fase de desarrollo en el país que incluye:

- **Sinaloa H2:** 1.000 MW de fotovoltaica asociada y 780 MW de electrólisis.
- **Tamaulipas H2:** 1.700 MW de fotovoltaica asociada y 1.325 MW de electrólisis.
- **Nuevo León H2:** 1.430 MW de fotovoltaica asociada y 1.115 MW de electrólisis.

Este *pipeline* posiciona a la compañía como uno de los desarrolladores con mayor cartera de hidrógeno verde en el país, con el objetivo de atender la descarbonización industrial y la soberanía energética.

El gobierno destina 202 millones a proyectos de renovables, almacenamiento y bombas de calor

- El Ministerio para la Transición Ecológica lanza Renoinn, con 202,5 millones de euros de los fondos Next Generation.



<https://www.ambientum.com/ambientum/energia/reoinn-el-gobierno-destina-202-millones-a-proyectos-de-re...>

Ambientum Portal Ambiental

Martes, 23 diciembre 2025

El Gobierno de España ha lanzado la segunda edición del programa de ayudas a proyectos innovadores de energías renovables y almacenamiento, denominado Renoinn. Esta nueva convocatoria, impulsada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, cuenta con una dotación inicial de 202,5 millones de euros procedentes de los fondos Next Generation EU, canalizados a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

El gabinete que lidera Sara Aagesen ha confirmado que el plazo para la presentación de solicitudes se abrirá el próximo 14 de enero y permanecerá vigente hasta el 19 de febrero. La gestión de estas subvenciones recae en el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), que priorizará aquellas iniciativas que aporten un valor añadido mediante su integración armónica en el territorio y en los sectores productivos nacionales.

Contenido del artículo

Toggle

- Generación fotovoltaica
- Fuentes limpias

Generación fotovoltaica

Una de las grandes apuestas de esta edición es la agrivoltaica, una técnica que permite la coexistencia de la producción agrícola y la generación fotovoltaica en una misma superficie, optimizando el uso del suelo. Asimismo, el programa incentivará la instalación de paneles flotantes y el aprovechamiento de espacios degradados por la actividad humana, tales como antiguas explotaciones mineras o vertederos clausurados, para ubicar plantas eólicas, hidroeléctricas o solares.

En el ámbito social, Renoinn pone el foco en el autoconsumo colectivo, especialmente aquel que integra a consumidores en situación de vulnerabilidad. Dado que más del 70% de los españoles reside en bloques de viviendas, el Ministerio considera estratégico equilibrar el desarrollo del autoconsumo, que hasta ahora ha sido mayoritariamente individual. Esta medida es clave para alcanzar la ambiciosa meta de 19 gigavatios (GW) de autoconsumo fijada por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para el año 2030.

Fuentes limpias

La convocatoria también incluye ayudas para el despliegue de la bomba de calor, tecnología esencial para electrificar la climatización con fuentes limpias. Para acceder a los fondos, los proyectos deben garantizar el principio de «no causar un daño significativo al medioambiente» (DNSH) y no haber iniciado sus obras antes de la solicitud. El horizonte temporal para completar estas inversiones se extiende hasta junio de 2030.

Este programa sucede a una exitosa primera fase en la que se adjudicaron 148,5 millones de euros a casi 200 proyectos. En aquella ocasión, la agrivoltaica con almacenamiento fue la gran protagonista, captando más de la mitad de los recursos para instalaciones en cultivos de viñedos, olivares y frutales, consolidando un modelo que promete transformar el paisaje energético y agrícola de España.

Redacción Ambientum

El MITECO lanza la segunda convocatoria RENOINN con 202,5 millones para proyectos innovadores de renovables y almacenamiento - Energética 21

- El plazo de solicitud estará abierto entre el 14 de enero y el 19 de febrero. Las ayudas priorizan la agrivoltaica, la fotovoltaica flotante, el autoconsumo colectivo con consumidores vulnerables y la bomba de calor.



El MITECO lanza la segunda convocatoria RENOINN con 202,5 millones para proyectos innovadores de renovables y almacenamiento.

[miteco](#) [renoinn](#) [proyectos innovadores](#) [energías renovables](#) [almacenamiento](#) [convocatoria](#) [idae](#) [agrivoltaica](#)

<https://energetica21.com/noticia/miteco-lanza-segunda-convocatoria-renoinn-2025-millones-proyectos-innova...>

Energética 21

Martes, 23 diciembre 2025

El **Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO)** ha publicado la segunda convocatoria de ayudas a proyectos innovadores de energías renovables y almacenamiento (**RENOINN**). Esta nueva edición cuenta con una dotación inicial de **202,5 millones de euros** , procedentes del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) y los fondos Next Generation EU.

El programa, gestionado por el **IDAE** , tiene como objetivo impulsar el despliegue de instalaciones que aporten un alto grado de innovación o valor añadido, especialmente por su capacidad de integración en el territorio y en los sectores productivos.

Líneas de actuación y proyectos subvencionables

La convocatoria se estructura en cinco programas de incentivos diseñados para fomentar tecnologías específicas y modelos de integración:

- **Agrivoltaica con almacenamiento:** Incluye subprogramas para instalaciones intercaladas con el cultivo o con estructuras elevadas (de 2 a 4 metros y superiores a 4 metros).

- **Fotovoltaica flotante:** Proyectos innovadores en espacios artificiales con almacenamiento.
- **Integración en infraestructuras:** Renovables con almacenamiento en espacios antropizados como vertederos clausurados o antiguas minas.
- **Autoconsumo colectivo:** Proyectos con almacenamiento que incluyan la participación de consumidores vulnerables.
- **Bombas de calor renovables:** Instalaciones innovadoras para la descarbonización térmica.

La convocatoria pone un énfasis especial en la **agrivoltaica**, una tecnología que permite modular la radiación solar sobre los cultivos, reduciendo la necesidad de riego y optimizando el uso del suelo.

Asimismo, se impulsa el **autoconsumo colectivo**, dado que las instalaciones colectivas representan aún un porcentaje bajo frente a las individuales en España, donde más del 70% de la población reside en edificios. Esta línea busca contribuir al objetivo del PNIEC de alcanzar los 19 GW de autoconsumo en 2030.

Plazos y criterios de valoración

El plazo de presentación de solicitudes se abrirá el **14 de enero a las 12:00 horas** y finalizará el **19 de febrero** a la misma hora. Las inversiones deberán ejecutarse antes del **30 de junio de 2030**.

Las ayudas se otorgarán en régimen de concurrencia competitiva, valorando criterios económicos, el grado de madurez de la propuesta y sus externalidades positivas.

En la primera convocatoria del programa RENOINN, el Ministerio asignó **148,5 millones de euros a 199 proyectos**. Estas iniciativas aportarán al sistema 299,6 MW de generación renovable y 351,6 MWh de capacidad de almacenamiento. La línea más demandada fue la de agrivoltaica con almacenamiento, que recibió 77,1 millones para 62 proyectos, mayoritariamente en cultivos leñosos como olivar y viñedo.

Entrevista a Alberto Solís González, chief sales officer (GES - Global Energy Services)

- El CSO de GES señala que la viabilidad fotovoltaica pasa hoy por la hibridación con baterías y el uso de compensadores síncronos para garantizar la gestionabilidad.



Alberto Solís González (Chief Sales Officer en GES - Global Energy Services)

[1 desarrollos fotovoltaicos](#) [2 acuerdos bilaterales de compraventa de energía](#) [3 epcista fotovoltaico](#) [4 soluciones hibridadas](#) [5](#)

<https://energetica21.com/entrevistas/alberto-solis-gonzalez-ges---global-energy-services-enfoque-planificacion...>

Energética 21

Martes, 23 diciembre 2025

"El enfoque de la planificación eléctrica es acertado, pero resulta tardío e insuficiente para evitar la saturación"

El CSO de GES señala que la viabilidad fotovoltaica pasa hoy por la hibridación con baterías y el uso de compensadores síncronos para garantizar la gestionabilidad.

Esta entrevista forma parte del especial "Desarrolladores de plantas renovables", publicado en el número de noviembre de 2025 de la Revista Energética. Alberto Solís (GES) analiza los retos inmediatos del sector renovable en un contexto marcado por la falta de capacidad de evacuación. Ante un modelo de desarrollo tradicional que considera inviable sin el respaldo de PPAs, Solís apunta a la reducción del CAPEX en almacenamiento y a la estabilización de red como las vías necesarias para acompañar

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

Los desarrollos fotovoltaicos bajo el modelo tradicional ya no resultan viables en el contexto actual, salvo cuando se alcanzan acuerdos bilaterales de compraventa de energía (PPAs) que aseguren ingresos estables y permitan rentabilizar las plantas. Desde GES, como EPCista fotovoltaico y BESS,

participamos en proyectos en Europa y Latinoamérica donde las soluciones híbridadas se consolidan, especialmente las que integran baterías. La continua reducción del CAPEX de estas tecnologías está haciendo posible la rentabilidad sin subsidios ni regímenes retributivos específicos, al ampliar las horas de generación y aportar mayor estabilidad a los sistemas eléctricos.

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

El enfoque del Gobierno resulta acertado, aunque tardío e insuficiente. No se ha previsto un crecimiento coordinado entre generación y distribución, lo que provoca saturación en la capacidad de evacuación —especialmente en fotovoltaica— y limita el aprovechamiento de nuestro potencial energético. España tiene un gran potencial para la nueva industrialización del siglo XXI: recursos renovables para generación, buenas comunicaciones y disponibilidad de suelo. Sin embargo, la configuración actual del sistema es un limitante para el desarrollo de la industria electrointensiva. Con los planes de inversión actuales, las empresas del sector afrontamos el desafío de gestionar y facilitar los recursos de contratación y subcontratación necesarios para desplegar las nuevas redes de distribución.

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

Empresas como GES estamos adaptándonos para apoyar a los desarrolladores ante los nuevos retos del mercado energético. Las renovables son un sector clave y determinante en el futuro inmediato de España, más cuando no somos productores de gas, petróleo ni uranio, lo que hace imprescindible explorar las alternativas disponibles. Ahora, el foco debe ponerse en la gestionabilidad. Los sistemas de almacenamiento —no solo los BESS—, junto con soluciones de estabilización y regulación de red, como los compensadores síncronos, serán elementos esenciales en los nuevos desarrollos energéticos.

Entrevista a Luis Corrales, director general de desarrollo de negocio (Lantania)

- El directivo señala la hibridación con almacenamiento como la tendencia necesaria para recuperar márgenes y advierte sobre la brecha existente entre la planificación de redes a 2030 y su ejecución real.



Luis Corrales (Director General de Desarrollo de Negocio en Lantania)

1 desarrollo fotovoltaico 2 energía renovable 3 sistemas de almacenamiento 4 viabilidad a largo plazo 5 saturación de la red 6

<https://energetica21.com/entrevistas/luis-corrales-lantania-sector-esta-depurando-modelos-companias-entraro...>

Energética 21

Martes, 23 diciembre 2025

"El sector está depurando modelos: las compañías que entraron buscando rentabilidades rápidas no verán cumplidas sus expectativas"

El directivo señala la hibridación con almacenamiento como la tendencia necesaria para recuperar márgenes y advierte sobre la brecha existente entre la planificación de redes a 2030 y su ejecución real.

Esta entrevista forma parte del especial "Desarrolladores de plantas renovables", publicado en el número de noviembre de 2025 de la Revista Energética. El desarrollo fotovoltaico atraviesa un punto de inflexión marcado por precios que tensionan los retornos y una saturación de redes que actúa como cuello de botella. Luis Corrales (Lantania) analiza este escenario de transición hacia una "madurez menos expansiva" para 2026.

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

El desarrollo fotovoltaico atraviesa un punto de inflexión. Con los precios de la energía en niveles que tensionan los retornos, la rentabilidad de muchos proyectos se ha vuelto frágil. La tendencia más

clara, y probablemente la más necesaria, es la hibridación con sistemas de almacenamiento, que permite estabilizar la producción, optimizar el vertido y mejorar la posición en el mercado diario. En nuestro caso, estamos focalizando esfuerzos precisamente ahí: en combinar generación y almacenamiento como fórmula para recuperar márgenes y asegurar viabilidad a largo plazo.

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

La saturación de la red es hoy uno de los principales cuellos de botella del desarrollo renovable. La planificación a 2030 me parece un paso en la buena dirección, pero seguimos tropezando en el mismo punto: la brecha entre lo planificado y lo ejecutado. Las inversiones previstas son ambiciosas, pero la tramitación administrativa y la coordinación entre organismos alargan los plazos hasta el límite. Deberíamos ser capaces de agilizar los procedimientos sin renunciar al rigor ambiental ni urbanístico.

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

El negocio promotor va a entrar en una fase de madurez menos expansiva. Con los márgenes actuales, es evidente que los desarrollos se ralentizarán y que muchos GW en tramitación verán plazos de puesta en servicio más largos de lo previsto. Pero no es necesariamente negativo: el sector está depurando modelos y quedarán los proyectos sólidos, con visión a largo plazo. En nuestro caso, seguiremos avanzando porque creemos en la generación renovable como activo estructural, no especulativo. Las compañías que entraron buscando rentabilidades rápidas probablemente no verán cumplidas sus expectativas, y ese reajuste puede devolver equilibrio al mercado.

Entrevista a Sergio Arbeláez, managing director, head of europe & latam (Matrix Renewables)

- Arbeláez avanza que su compañía iniciará en 2026 la construcción de sus primeros proyectos de almacenamiento en Andalucía y Cataluña, con el objetivo de superar los 700 MW de capacidad operativa.



Sergio Arbeláez (Managing Director, Head of Europe & Latam en Matrix Renewables)

[fotovoltaico](#) [mercado](#) [españa](#) [crecimiento](#) [capacidad instalada](#) [plantas](#) [almacenamiento](#) [ppas](#) [regulación](#)

<https://energetica21.com/entrevistas/sergio-arbelaez-matrix-renewables-hibridacion-almacenamiento-ya-no-es-...>

Energética 21

Martes, 23 diciembre 2025

"La hibridación con almacenamiento ya no es solo un elemento diferencial, sino un requisito para alcanzar rentabilidades atractivas"

Arbeláez avanza que su compañía iniciará en 2026 la construcción de sus primeros proyectos de almacenamiento en Andalucía y Cataluña, con el objetivo de superar los 700 MW de capacidad operativa.

Esta entrevista forma parte del especial "Desarrolladores de plantas renovables", publicado en el número de noviembre de 2025 de la Revista Energética. Sergio Arbeláez (Matrix Renewables) analiza los desafíos de la red y detalla la estrategia de la compañía para construir un portafolio equilibrado, combinando la firma de PPAs corporativos con una apuesta decidida por los proyectos hibridados y stand-alone para garantizar la viabilidad futura del sector.

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

Debido a la coyuntura actual del mercado fotovoltaico en España, marcada por un crecimiento considerable de la capacidad instalada en 2024 (aproximadamente 7 GW nuevos conectados a la

red), la creciente frecuencia de situaciones de precios cero o negativos y los cuellos de botella en la red derivados de las restricciones para nuevos accesos de generación y demanda, las principales tendencias que observamos son la necesidad de hibridar plantas existentes con proyectos de almacenamiento (no solo como elemento diferencial, sino como requisito para alcanzar rentabilidades atractivas), la competencia por firmar acuerdos que aporten visibilidad a los ingresos a largo plazo y la creciente dificultad para identificar zonas idóneas para la instalación de nuevos proyectos sin generar afecciones ambientales o sociales. En Matrix Renewables, llevamos tiempo trabajando con una estrategia orientada a construir un portafolio equilibrado de proyectos, que incluye tanto sistemas de almacenamiento stand-alone como co-located. Hemos sido pioneros en el cierre de PPAs con clientes corporativos de alta calidad crediticia y realizamos análisis exhaustivos para garantizar que generamos un impacto positivo en las comunidades donde operamos.

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

El ejercicio de planificación de redes por parte de Red Eléctrica y de las compañías distribuidoras debe contar con el apoyo de los promotores que nos encargamos de desarrollar, construir y operar los proyectos. Inevitablemente, esto requiere inversión en redes para reforzar la infraestructura existente, así como un papel más decidido por parte del Gobierno en la implementación de una regulación que aporte flexibilidad al sistema, mediante el impulso a proyectos de almacenamiento y otras soluciones que favorezcan la integración eficiente de las energías renovables.

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

Nuestra estrategia para 2026 se mantendrá sin cambios: Continuaremos impulsando el desarrollo de proyectos hibridados con baterías, así como de proyectos stand-alone. Nuestro objetivo es que nuestro portafolio operativo supere los 700 MW y podamos iniciar la construcción de las primeras plantas de almacenamiento en proyectos que actualmente se encuentran en una fase avanzada de desarrollo en regiones como Andalucía y Cataluña. Asimismo, seguiremos atentos a la evolución de los precios de la electricidad y al incremento del curtailment, manteniendo una estrategia coherente centrada en el rendimiento de las plantas y en el cumplimiento de nuestros objetivos financieros y comerciales con entidades bancarias y offtakers.



IDAE lanza fondos por €202,5 millones para renovables innovadoras y almacenamiento: ¿Quiénes podrán acceder? - Energía Estratégica

- La convocatoria está destinada a tecnologías emergentes como la agrovoltaica, solar fotovoltaica flotante, autoconsumo colectivo e integración renovable en infraestructuras. Exige integración de baterías o sistemas hidráulicos, fabricación europea y proyectos ejecutables antes de 2030.

<https://www.energiaestrategica.com/idae-lanza-fondos-por-e2025-millones-para-renovables-innovadoras-y-alm...>

Emilia Lardizabal

Martes, 23 diciembre 2025

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) lanzó oficialmente la segunda convocatoria del **Programa de Incentivos a Proyectos Innovadores de Energías Renovables y Almacenamiento**, con un presupuesto total de **€202.500.000**.

Financiada por el **Mecanismo de Recuperación y Resiliencia** de la Unión Europea (NextGenerationEU), la medida busca acelerar la transición energética a través de tecnologías emergentes y soluciones de almacenamiento energético.

El presupuesto se reparte en cinco grandes líneas de actuación: La **agrovoltaica** será la tecnología con mayor financiación (**€75 millones**), segmentados entre sistemas **intercalados con el cultivo** (€20 millones), con **estructura sobre el cultivo** (€15 millones) y con **estructura elevada** ($h > 4\text{ m}$), que concentra €40 millones.

En segundo lugar, el **autoconsumo colectivo con participación de consumidores vulnerables** recibirá €40,5 millones; le siguen los proyectos de **integración de renovables en infraestructuras** (con posibilidad de incluir energía eólica, solar o hidráulica), con €40 millones, las **bombas de calor renovables**, con €30 millones, y finalmente, la **fotovoltaica flotante**, que dispondrá de €17 millones.

El **plazo para presentar solicitudes** comenzará el **14 de enero de 2026 a las 12:00 horas** y finalizará el **19 de febrero de 2026 a la misma hora**. Las postulaciones deberán realizarse exclusivamente a través de la **sede electrónica del IDAE**, con la documentación técnica, financiera y administrativa que exige la normativa.

En este contexto, **Carmen López Ocón**, directora de Energías Renovables y Mercado Eléctrico del IDAE, confirmó recientemente que el organismo **activará una nueva batería de convocatorias** orientadas a almacenamiento, renovables y cadena de valor industrial, en la recta final del **Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)**, cuyo plazo culmina en agosto de 2026.

Además de las ayudas ya anunciadas, la funcionaria adelantó que se pondrán en marcha **líneas específicas para bombeo hidroeléctrico, repotenciación de parques eólicos y centrales hidroeléctricas con almacenamiento**, así como para el fortalecimiento de la **cadena de valor renovable**, orientada a la fabricación nacional de equipos y componentes de tecnologías limpias.

También se impulsarán **soluciones térmicas** , como redes de calor y frío, y la **sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables** , todas con ejecución bajo un **calendario exigente y ajustado** .

En un contexto de **alta competitividad global en el sector solar** , la **agrovoltaica** se posiciona como una alternativa rentable y eficiente. Y cabe recordar que el IDAE lanzó ayudas por **€77 millones** para **62 proyectos** agrivoltaicos, que deberán incorporar **sensores, parcelas testigo** y un sistema de **seguimiento técnico de cinco años** .

Además, el **Ministerio de Agricultura** abrió una **consulta pública** para incluir esta tecnología en el artículo 9 sobre pagos directos de la **Política Agraria Común (PAC)** . Sin embargo, el reto continúa siendo su articulación con las ayudas agrícolas tradicionales.

En línea con esto, el IDAE ya ha avanzado en otras líneas de apoyo a proyectos a gran escala, como las adjudicación de 10GWh a empresas del sector en el marco del programa FEDER.

La medida también busca fortalecer la **cadena de valor europea** , por lo que el instituto señala que se valorará la utilización de equipos diseñados y fabricados en la UE, así como la cooperación con centros de investigación y universidades.

En proyectos agrovoltaicos, se requerirá la entrega anual de una memoria técnica durante cinco años, que evalúe el rendimiento agrícola y energético de la instalación.

¿Cómo sigue el proceso?

El **plazo para presentar solicitudes** comenzará el **14 de enero de 2026 a las 12:00 horas** y finalizará el **19 de febrero de 2026 a la misma hora** . Las postulaciones deberán realizarse exclusivamente a través de la **sede electrónica del IDAE** , con la documentación técnica, financiera y administrativa que exige la normativa.

Las ayudas se otorgarán bajo un régimen de **concurrentia competitiva** , con **subvenciones a fondo perdido** y criterios de evaluación técnica y estratégica. Podrán participar como beneficiarios **empresas, agrupaciones de entidades, cooperativas, administraciones públicas y otros actores** que cumplan con los requisitos establecidos en las bases reguladoras. Se admitirán **múltiples solicitudes por beneficiario** , siempre que no se superen los límites máximos establecidos por proyecto y por entidad.

Los proyectos seleccionados deberán ejecutarse como máximo hasta el **30 de junio de 2030** , lo que brinda un horizonte de planificación a largo plazo y refuerza la apuesta del IDAE por un modelo energético **innovador, sostenible y descentralizado** .

JA Solar logra un cuarto del market share de Chile y ahora apunta a liderar el mercado de baterías - Energía Estratégica

- Con una participación del 24% en el mercado chileno, la compañía presentó oficialmente su unidad JA Energy Storage, que integrará soluciones fotovoltaicas y sistemas BESS. La firma proyecta 30 GWh anuales de producción y una oferta para utility scale y proyectos comerciales-industriales.



<https://www.energiaestrategica.com/ja-solar-logra-un-cuarto-del-market-share-de-chile-y-ahora-apunta-a-lider...>

Matías Medinilla

Miércoles, 24 diciembre 2025

JA Solar consolida su posición en la región, alcanzando el top-3 de fabricantes fotovoltaicos a nivel global. Y ahora apuesta por una diversificación estratégica al entrar de lleno al negocio del almacenamiento energético.

“En Chile tenemos una participación del mercado este año de entre el 22% y el 24%, así que somos uno de los principales fabricantes en market share”, afirmó **Marcos Donzino**, Head of Sales South LATAM de JA Solar, durante el encuentro **Future Energy Summit (FES) Chile**.

“Y como fabricante de paneles, se da como un proceso casi natural que incursionemos en storage, ya que sabemos que una matriz energética con gran grado de penetración de renovables viene de la mano también de almacenamiento”, agregó.

De ese modo, el ejecutivo anticipó una nueva etapa con el lanzamiento oficial de **JA Energy Storage**, la nueva unidad de negocio enfocada en ofrecer sistemas integrados de generación y almacenamiento.

La compañía dio a conocer recientemente su solución PV + BESS, que combina módulos fotovoltaicos TOPCon con sistemas de baterías contenerizadas para utility scale de **5 MWh**, y una gama de productos para el segmento **comercial e industrial**, adaptados a las necesidades locales.

La producción proyectada alcanza los **30 GWh anuales**, con respaldo en alianzas estratégicas, ya que la firma de origen chino forma **parte del paquete accionario de varios proveedores de celdas**.

La nueva línea busca entregar una solución integral bajo una sola marca, lo que **reduce fricciones técnicas y financieras** en el diseño de proyectos renovables.

Desde JA Solar consideran que el desarrollo del almacenamiento es una extensión natural del avance renovable. Según su visión, este tipo de tecnologías ya no son una promesa futura, sino un componente necesario para alcanzar la rentabilidad de los proyectos.

“La incorporación de este tipo de tecnología a nivel sectorial lo veo más como una dinámica propia del mercado, donde todos tienen que buscar ser más eficientes para llegar a tener un proyecto rentable”, indicó el especialista.

El almacenamiento se presenta además como una **respuesta técnica y costo eficiente** a los cuellos de botella en transmisión, ya que **permite aliviar inversiones de transmisión con soluciones de corto y mediano plazo rápidas de instalar y costo eficientes** . .

“Además, se encontrarán aplicaciones de storage con distintas funciones, pero a su vez es bueno porque implican nuevas oportunidades de inversión y de hacer negocios, de tener ingresos que pueden ir desde peak shaving, soporte de red, entre otras funciones”, confió durante FES Chile ante más de 400 líderes de la industria renovable y BESS.

A nivel sectorial, JA Solar anticipa una dinámica de competencia creciente que presionará los precios y eficiencia de los productos, tal como sucedió con los paneles solares. Por lo que bajo esa mirada, de cara al futuro, Donzino proyecta que el almacenamiento recorrerá una trayectoria similar.

Sin embargo, subrayó que este avance debe acompañarse con marcos regulatorios claros, “evitar que haya grises en la ley” a fin de que las inversiones puedan realizarse de manera previsible y manteniendo claridad de la transición energética.

Con este movimiento estratégico, JA Solar se propone liderar el desarrollo de soluciones integradas de generación y almacenamiento en América Latina, apalancando su experiencia tecnológica y su posicionamiento comercial para facilitar proyectos renovables más rentables, eficientes y financieramente viables.

Jerez instala 194 kWp de autoconsumo fotovoltaico en cinco edificios municipales

- El Ayuntamiento de Jerez de la Frontera ha iniciado las obras de cinco sistemas de generación fotovoltaica. El proyecto, presupuestado en 42.056 euros, esta siendo ejecutado por Naturgy.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/23/jerez-instala-194-kwp-de-autoconsumo-fotovoltaico-en-cinco-edificio...>

Martes, 23 diciembre 2025

El Ayuntamiento de Jerez de la Frontera ha iniciado las obras de cinco sistemas de generación fotovoltaica. El proyecto, presupuestado en 42.056 euros, esta siendo ejecutado por Naturgy.

Jose Pedrosa

Instalación de módulos fotovoltaicos en la estación de autobuses de Jerez

Imagen: Ayuntamiento de Jerez de la Frontera

La Junta de Gobierno Local del Ayuntamiento de Jerez de la Frontera (Cádiz) ha iniciado las obras para la instalación de 194,18 kWp de generación fotovoltaica en las cubiertas de cinco edificios municipales. El presupuesto de licitación ascendía a 210.283,96 euros, y el proyecto ha sido adjudicado a Naturgy por 42.056,81 euros.

El Ayuntamiento estima que la producción total de las cinco instalaciones fotovoltaicas durante los cinco años de duración del contrato será de 1.164 MWh, pudiendo finalizar este antes de alcanzarse el consumo total de kW previsto en el pliego de prescripciones técnicas.

Las instalaciones funcionarán en modalidad de autoconsumo sin excedentes y contarán con una potencia pico distribuida de la siguiente manera:

El Ayuntamiento prevé un ahorro energético de hasta un 30% anual en las facturas del suministro eléctrico de los cinco edificios.

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

Popular content

La Coruña licita la instalación de 1,10 MW fotovoltaicos para la empresa municipal de aguas

- El contrato cuenta con un presupuesto de 1.068.904 euros. Las empresas pueden presentar sus ofertas hasta el 12 de enero, con un plazo posterior de 45 días para realizar las obras.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/23/la-coruna-licita-la-instalacion-de-110-mw-fotovoltaicos-para-la-empre...>

Martes, 23 diciembre 2025

La Empresa Municipal de Aguas de La Coruña (Emalcsa) ha convocado una licitación para instalar sistemas de autoconsumo fotovoltaico en nueve de sus ubicaciones.

El contrato cuenta con un presupuesto de 1.068.904 euros y se financiará con fondos europeos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia. Las empresas pueden presentar sus ofertas hasta el 12 de enero, con un plazo posterior de 45 días para realizar las obras.

Las intervenciones previstas en cada centro se desglosan de la siguiente manera:

- ETAP A Telva: Es el punto de mayor demanda con más de 19 millones de kWh de consumo, donde se instalarán 251,34 kWp para generar 300.026,03 kWh anuales.
- Monte Mero: Se proyecta la mayor instalación de potencia con 365,40 kWp, que producirá 441.677,88 kWh.
- Eirís: Contará con 104,30 kWp y una producción estimada de 125.919,20 kWh.
- A Grela: Dispondrá de una potencia de 100,00 kWp para generar 120.486,18 kWh al año.
- Emalcsa SSCC: También con 100,00 kWp de potencia, su generación prevista es de 120.406,07 kWh.
- Vio Bajo: Se instalarán 83,20 kWp para obtener una producción de 101.641,04 kWh.
- Los Rosales: Contará con 60,00 kWp de potencia para producir 72.277,60 kWh.
- Monte Arcas: Con una instalación de 30,00 kWp, generará 36.686,97 kWh anuales.

- Económicas: Es la intervención de menor escala, con 10,00 kWp de potencia y una generación de 12.218,19 kWh.

En conjunto, el despliegue sumará una potencia total de 1.104,24 kWp y permitiría que la red de infraestructuras de Emalcsa genere más de 1,3 millones de kWh de energía limpia cada año.

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

REE estima que las renovables representan el 56% del mix en 2025 en España, con 9 GW fotovoltaicos nuevos 22 diciembre 2025 El porcentaje se eleva al 57% si se incluye el impacto del autoconsumo, y las renovables superan los 100 GW instalados. La eólica es la primera fuente...



Mercomar afianza su estrategia logística para energía solar y eólica en Sudamérica con foco en carga crítica - Energía Estratégica

- La logística gana un rol protagonista en el desarrollo renovable. Desde Robinson Group, a través de Mercomar, combinan ingeniería, cumplimiento documental y visibilidad end-to-end para entregar soluciones integrales que reduzcan los riesgos y aceleren el avance de proyectos solares y eólicos en el...



<https://www.energiaestrategica.com/mercomar-afianza-su-estrategia-logistica-para-energia-solar-y-eolica-en-s...>

Energía Estratégica

Martes, 23 diciembre 2025

El sector renovable en el Cono Sur enfrenta una nueva etapa de madurez . Con proyectos cada vez más grandes, diversos y técnicamente exigentes, ya no alcanza con mover equipos: hoy se impone una **logística pensada como arquitectura operativa del proyecto** . Así lo entiende Robinson Group , que a través de **Mercomar** , despliega un enfoque que anticipa esta transformación.

“Los proyectos que vienen exigirán más planificación logística, ingeniería y ejecución en simultáneo”, señaló **Nicolás Marty** , **regional sales executive de Mercomar** , en diálogo con **Energía Estratégica** .

Esta afirmación no es una expresión aspiracional: es el resultado directo de lo que los desarrolladores y EPCistas ya enfrentan en campo. Con la mirada puesta en el horizonte 2026, desde la compañía proyectan un escenario donde **la demanda logística seguirá creciendo, pero también aumentará la presión sobre el cumplimiento operativo** . Cada MW instalado necesitará ser acompañado por una cadena logística sólida, flexible y profesionalizada.

En ese marco, Mercomar estructura sus operaciones para apoyar desde el inicio el diseño de la cadena logística. **“La logística óptima se construye temprano”** , enfatizó Marty. Esto implica integrarse desde la ingeniería del proyecto y coordinar hitos con las áreas de compras, obra y proveedores estratégicos.

La empresa ofrece servicios como freight forwarding internacional, Project Cargo, chartering marítimo y aéreo, ingeniería de ruta, permisos y escoltas, izajes especializados, planificación de acopios y gestión aduanera integral, con un foco específico en cargas sobredimensionadas, pesadas o críticas en plazos. Pero más allá de los servicios, la diferencia está en el enfoque de combinar ingeniería y ejecución, con planificación por hitos, contingencias reales y control documental.

Esta visión se vuelve vital en un contexto donde **los atrasos no solo encarecen, sino que comprometen directamente la secuencia de montaje, el uso de grúas y las penalidades contractuales**. Por eso, la firma trabaja con un modelo de entregas "site-ready", sincronizadas con el ritmo real de la obra, y basadas en validaciones técnicas previas: pesos reales, embalajes, secuencias de descarga y nodos logísticos alternativos.

Con experiencia regional en movimientos de componentes críticos, Mercomar ha gestionado transformadores de hasta 230 toneladas y embarques sensibles a cronogramas. En este tipo de operaciones, lo determinante no es solo el transporte, sino la ingeniería de ruta, la coordinación de permisos y la ejecución segura de las maniobras con izajes adecuados. A esto se suma el diseño de rutas alternativas y seguimiento en tiempo real, especialmente en contextos de alta volatilidad.

Los cuellos de botella regionales refuerzan esta necesidad de anticipación. En Argentina y países vecinos, la infraestructura vial para cargas especiales, los tiempos de frontera, la congestión portuaria y la disponibilidad de patios aptos se convierten en variables inestables.

"Las mejoras urgentes pasan por corredores habilitados, accesos logísticos preparados para sobredimensionados, y una estandarización de procesos en nodos críticos", precisó el regional sales executive de Mercomar.

Por eso, más que mitigar riesgos, el objetivo es diseñar rutas operativas resilientes desde el día uno. Entre los principales riesgos a evitar, identifica variabilidad de itinerarios internacionales, permisos viales impredecibles, congestión, recursos críticos como grúas o escoltas y demoras documentales. La respuesta es una: planificación realista y buffers diseñados hito por hito, no genéricos.

"La logística no puede pensarse como un servicio accesorio: tiene que estar integrada al diseño del proyecto" señaló el entrevistado.

Tecnología y visibilidad: el nuevo estándar operativo

Anticiparse no es solo un tema de experiencia: es un tema de información y consolidar la operación con un fuerte respaldo tecnológico que permita visibilidad integral y trazabilidad total.

Entre las herramientas clave se encuentra el **Track & Trace por hitos**, con reportes periódicos, evidencias y seguimiento sobre desviaciones. A esto se suma un **repositorio documental único por proyecto**, con control de versiones y trazabilidad de documentación técnica, aduanera y operativa. Los **KPIs operativos** permiten monitorear cumplimiento OTIF, causas de demoras, tiempos por etapa y performance de la última milla.

Además, el uso de históricos permite **anticipar desvíos del ETA y tomar decisiones tempranas sobre permisos, rutas o ventanas logísticas**, evitando que una demora se traduzca en una paralización de

obra. **“Esto reduce fricciones entre supply chain y obra, y baja el riesgo de costos ocultos por esperas, retrabajos y reprogramaciones”** , destacó Marty.

Risen presenta su dupla solar-BESS en el PVBook: 5 MWh, 730 Wp+ y huella de carbono récord - Energía Estratégica

- La compañía china presentó en el PV Book 2025 su sistema de almacenamiento eTron 5.016 MWh y sus módulos HJT de 730 Wp+, destacando eficiencia energética, durabilidad de 30 años y la menor huella de carbono del mercado.



<https://www.energiaestrategica.com/risen-presenta-su-dupla-solar-bess-en-el-pvbook-5-mwh-730-wp-y-huella-...>
Energía Estratégica

Miércoles, 24 diciembre 2025

Compartir:

Latam, BESS, Energía Solar, Energías Renovables

Risen Energy reafirma su posicionamiento global al presentar dos de sus soluciones más avanzadas: el sistema de almacenamiento *eTron 5.016 MWh* y los módulos solares HJT de hasta 730 Wp.

Ambas tecnologías fueron protagonistas durante su participación en el **PV Book 2025**, destacando por su enfoque en eficiencia, confiabilidad operativa y bajo impacto ambiental, claves para los mercados utility y comerciales.

El sistema *eTron*, con una capacidad nominal de 5.015,96 kWh y potencia de 2.500 kW, integra refrigeración líquida con control inteligente en tres etapas, garantizando una diferencia de temperatura $\leq 2^{\circ}\text{C}$ entre módulos. Su arquitectura compacta de tipo *back-to-back* y *shoulder to shoulder* permite reducir en más del 46 % el área ocupada, optimizando espacio en proyectos de gran escala.

A nivel de seguridad, cumple con normas como **UL9540A**, **GB/T 36276** y **NFPA 855**, e incorpora protección activa contra incendios, desconexión rápida y control de gases combustibles, superando los más altos estándares del sector.

En una entrevista previa con ***Energía Estratégica***, el director de almacenamiento para Europa y Latinoamérica de Risen, **Andrés Pinilla**, afirmó que “ **el almacenamiento deja de ser opcional y se vuelve un ‘sí o sí’** ”, al explicar el impacto de los precios cero y la saturación de nodos en redes renovables europeas.

“ **Todo indica que 2026 será un año clave para el almacenamiento en Europa, y creemos que ahí estará el gran despegue** ”, manifestó.

En paralelo, los **módulos HJT de Risen** alcanzan **más de 23,5 % de eficiencia** y ofrecen hasta **730 Wp** de potencia, con una degradación anual de solo 0,3 %, asegurando un 90,3 % de potencia después de 30 años.

Incorporan interconexión *Hyperlink*, células ultrafinas y conversión UV, tecnologías que evitan la degradación por radiación y mejoran la captación de luz. Además, su proceso de fabricación reduce el uso de plata y el consumo hídrico (200 t/MWp), lo que resulta en una huella de carbono de solo **376,5 kg eq CO₂/kWc**, una de las más bajas del mercado.

Pinilla también sostuvo en esa entrevista que **Risen no busca solo vender baterías**, sino ofrecer un modelo integral con ingeniería, media tensión, EMS, financiación y acompañamiento: “Queremos que el cliente sepa quién le va a operar su batería y cómo va a exprimir hasta el último euro de rentabilidad”.

Esta propuesta, remarcó, está diseñada para aportar valor con soluciones completas y adaptables a cada tipo de cliente.

Como parte de su visión tecnológica, la compañía proyecta nuevos módulos de hasta **850 Wp** con configuraciones **HJT tipo tándem** y un despliegue acelerado de sistemas de almacenamiento tanto en **Europa como en América Latina**, donde ya mantiene acuerdos estratégicos y operaciones activas.

Con estos desarrollos, Risen Energy responde a los desafíos de un mercado cada vez más exigente y competitivo, ofreciendo soluciones energéticas de alta calidad, eficientes y sustentables, que acompañan el crecimiento de la generación renovable y garantizan estabilidad en la operación de redes eléctricas.



Sungrow pide a fabricantes un rol clave en normativas: “Podemos dar sincronismo a la matriz energética” - Energía Estratégica

- Gonzalo Feito, director regional para Andina, Caribe y México, apunta que los tecnólogos deben asumir la responsabilidad de aportar estabilidad a las redes eléctricas y colaborar con los entes reguladores en el desarrollo normativo del almacenamiento híbrido.



<https://www.energiaestrategica.com/sungrow-pide-a-fabricantes-un-rol-clave-en-normativas-podemos-dar-sinc...>

Emilia Lardizabal

Martes, 23 diciembre 2025

Gonzalo Feito, director para la Región Andina, Caribe y México de **Sungrow**, realizó un llamado a los fabricantes del sector tecnológico para que asuman un rol activo en la estabilidad de los sistemas eléctricos de la región.

“Podemos dar sincronismo a la matriz energética”, apuntó durante su participación en el **Future Energy Summit (FES) Southern Cone**, que se celebró en la ciudad de Santiago, Chile.

“Ahora mismo, los tecnólogos y los fabricantes somos los responsables de brindar una estabilidad para la incertidumbre que tienen los coordinadores y entidades regulatorias. Generar tranquilidad y ayudar a redactar normas, que es lo que estamos haciendo ahora”, remarcó Feito, al destacar que las empresas del sector deben involucrarse directamente con los reguladores para acompañar el avance normativo del almacenamiento y los sistemas híbridos.

El ejecutivo explicó que el mercado chileno reaccionó al curtailment —producto de las limitaciones en la capacidad de transmisión— mediante la incorporación progresiva de sistemas de almacenamiento a plantas solares existentes. Esta respuesta táctica ha evolucionado hacia una nueva generación de proyectos que integran almacenamiento desde la etapa de diseño.

“A día de hoy en el país ya estamos construyendo parques híbridos 100% solar y almacenamiento”, aseguró.

Según Feito, este tipo de desarrollos está impulsando un **cambio de paradigma en la región**, en el que el almacenamiento comienza a seguir la misma curva de la fotovoltaica: **mayor eficiencia y menores costos**.

“Estamos muy focalizados en meter en la misma superficie más y más densidad energética. Tenemos que mantener la misma calidad, pero siendo más competitivos. Esto ya lo hemos vivido en la energía solar, donde pasamos de precios de CAPEX muy altos a una energía extremadamente competitiva”, analizó.

A partir de esa visión, la compañía ha consolidado una base sólida de proyectos en operación. Durante su intervención en FES, Feito destacó que Sungrow ya acumula 5 GW suministrados de inversores solares y 10 GWh de almacenamiento en la región, de los cuales 3,1 GWh están en operación comercial (COD), 3 GWh en etapa de comisionamiento y 4 GWh están garantizados para el primer trimestre de 2026.

En paralelo, la empresa continúa ampliando su presencia regional con **proyecciones firmes para Perú, donde tiene asegurados 900 MWh para el año próximo**, y **una operación estable de 500 MWh anuales en Colombia**. En México, Sungrow apuesta a que se convierta en **la próxima gran potencia renovable** del continente, tal como anticiparon desde su equipo directivo.

Respecto de Argentina, Feito valoró **el potencial del mercado, especialmente a partir de la licitación piloto que se desarrolló en la provincia de Buenos Aires**, aunque advirtió que aún persisten desafíos estructurales.

Al mismo tiempo, subrayó que **el riesgo país sigue siendo una barrera para los fabricantes internacionales**: “Creo que debería poco a poco mejorar el riesgo país, sobre todo para que los fabricantes extranjeros tengan garantías de los pagos, garantías de que vamos a poder sacar de ahí los dólares”.

Además, Sungrow lanzó recientemente en Chile su nueva solución **PowerTitan 3**, orientada a aumentar densidad y eficiencia en proyectos de almacenamiento de gran escala. Según datos revelados por la compañía al portal, **mantiene 4,8 GW en ejecución en el país**, lo que refuerza su compromiso de largo plazo con el mercado chileno.

A nivel de estructura operativa, la firma cuenta con **96 personas en su equipo solo en Chile y más de 50 profesionales dedicados exclusivamente a operaciones y mantenimiento**, lo que le permite acompañar a los clientes durante todo el ciclo de vida de los proyectos. Esta capacidad de soporte ha sido clave frente a los nuevos requisitos de financiamiento.

“Muchos clientes van con pre-financiación, y los mismos nos están pidiendo ir con ellos hasta el último día de la vida útil. Nos piden asumir cierta exposición como fabricantes”, precisó Feito.

En el plano tecnológico, **más del 40% de la plantilla global de Sungrow está dedicada a innovación**, con **más de 3.000 patentes registradas**. La compañía ofrece un portafolio completo que incluye

inversores string, equipos centrales modularizados y soluciones de almacenamiento totalmente integradas , validadas con estándares internacionales.

Con foco en bancabilidad, soporte local, reducción de CAPEX y participación normativa, **Sungrow apuesta a consolidarse como un actor clave en la transición energética regional** .

“Nuestro desafío es aportar estabilidad, construir confianza y ayudar a definir las reglas del juego que permitan al almacenamiento y la hibridación convertirse en la nueva normalidad”, concluyó.



Transición Ecológica da luz verde a 200 millones de euros en ayudas a autoconsumos colectivos, baterías y solar...

- Dicese RenoInn, es un programa de ayudas (subvenciones) que ha ideado el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, y tiene un objetivo muy concreto: impulsar el...



Transición Ecológica da luz verde a 200 millones de euros en ayudas a autoconsumos colectivos, baterías y solar flotante

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/200-millones-de-euros-de-ayuda-para-20251223>

Antonio Barrero F.

Martes, 23 diciembre 2025

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha publicado la segunda **convocatoria de ayudas a proyectos innovadores de energías renovables y almacenamiento (Renolnn)**, que incluye la implantación de sistemas térmicos renovables. Este programa -informa el Ministerio- tiene como principal objetivo "desplegar renovables que tienen un grado de innovación o valor añadido por su capacidad de integración tanto en el territorio como en los sectores productivos". Esta nueva edición de Renolnn está dotada "inicialmente", según el Ministerio, con 202,5 millones de euros del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) para la ejecución de los fondos Next Generation EU, cuantía que permitirá -adelantan desde Transición Ecológica- incrementar la capacidad de potencia renovable y almacenamiento en España.

Esta segunda convocatoria de ayudas, gestionada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), mantiene, según el **Ministerio**, el "carácter innovador de las actuaciones subvencionables" y el "valor añadido de integrar las energías renovables en el territorio y en distintos sectores productivos", al tiempo que se impulsa el "autoconsumo colectivo con consumidores vulnerables y el despliegue de la bomba de calor para descarbonizar la climatización".

Proyectos subvencionables

El Ministerio subvencionará nuevamente proyectos enfocados a impulsar la innovación en energías renovables en las siguientes líneas de actuación:

- a) Programa de incentivos 1. Proyectos innovadores de instalaciones agrivoltaicas con almacenamiento.
Subprograma 1.1. Agrivoltaica intercalada con el cultivo.
Subprograma 1.2. Agrivoltaica con estructura sobre el cultivo $2\text{ m} \leq h \leq 4\text{ m}$.
Subprograma 1.3. Agrivoltaica con estructura sobre el cultivo $h > 4\text{ m}$.
- b) Programa de incentivos 2. Proyectos innovadores de instalaciones fotovoltaicas flotantes en espacios artificiales con almacenamiento
- c) Programa de incentivos 3. Proyectos innovadores de integración de renovables con almacenamiento en infraestructuras.
- d) Programa de incentivos 4. Proyectos innovadores de autoconsumo colectivo con almacenamiento, con participación de consumidores vulnerables.
- e) Programa de incentivos 5. Proyectos innovadores de instalaciones de bombas de calor renovables.

Expansión de la agrivoltaica

Entre los proyectos subvencionables, el Ministerio destaca la agrivoltaica, "donde se realiza un uso simultáneo del suelo compatibilizando la producción agrícola y fotovoltaica en el mismo espacio, una fórmula que está teniendo muy buena acogida en los últimos años".

La tecnología agrivoltaica -explican desde Transición Ecológica- ofrece, entre otras ventajas, modular la radiación solar sobre el cultivo, evitando el exceso de radiación y disminuyendo los requerimientos de agua, lo cual resulta especialmente importante en territorios que sufren escasez de lluvias.

El Ministerio también destinará ayudas a las instalaciones fotovoltaicas flotantes y a las instalaciones fotovoltaicas, eólicas e hidroeléctricas en infraestructuras; "por ejemplo, en espacios muy antropizados, como pueden ser vertederos clausurados o antiguas explotaciones mineras".

Autoconsumo colectivo

Al mismo tiempo, Transición Ecológica incluye en esta convocatoria el "autoconsumo colectivo con participación de consumidores vulnerables". Lo hace -explican desde el Ministerio-, porque el despliegue masivo del autoconsumo en España de los últimos años no ha sido igual en instalaciones individuales que colectivas, suponiendo estas últimas un porcentaje muy bajo respecto a las primeras. "Es por ello, y debido a la casuística de vivienda en España, donde más del 70% de la población vive en edificios, que se considera primordial continuar con el impulso al desarrollo del autoconsumo colectivo".

Así, este programa -avanza el Ministerio- permitirá seguir aumentando la potencia de autoconsumo en España, ayudando a alcanzar los objetivos propuestos de diecinueve gigavatios (19 GW) en 2030, objetivo explicitado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, "iniciativa que va en línea con lo recogido en el plan REPowerUE de la Unión Europea para poner fin a su dependencia de los combustibles fósiles, donde la energía solar juega un papel determinante".

Bomba de calor

Por último, también son subvencionables las instalaciones de bomba de calor, "tecnología que permite avanzar en la electrificación de los procesos térmicos con fuentes renovables". En la valoración de los proyectos, el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de Energía tendrá en cuenta criterios económicos, así como el grado de madurez de la propuesta y externalidades positivas de los proyectos.

Dado el carácter incentivador de las ayudas, solo se admitirán proyectos cuya ejecución no se haya iniciado con anterioridad a la solicitud de la ayuda y tendrán que respetar el principio de "no causar un daño significativo" al medioambiente (DNSH por sus siglas en inglés), que vincula a los fondos NextGenEU canalizados por el PRTR.

El plazo para la realización de las inversiones subvencionables y ejecución de las actuaciones se extenderá hasta el 30 de junio de 2030.

Casi doscientos proyectos en la primera convocatoria

En la primera convocatoria del programa Renolnn, el Ministerio asignó 148,5 millones a un total de 199 proyectos de implantación de renovables innovadoras como la agrivoltaica, la fotovoltaica flotante o energías renovables integradas en infraestructuras, que incorporan almacenamiento en todos los casos. Se incluyeron además iniciativas de autoconsumo colectivo con almacenamiento que incorporan a consumidores vulnerables, y de climatización por bomba de calor renovable. Estas iniciativas prevén aportar al sistema 299,6 MW de generación -mayoritariamente fotovoltaica- y 351,6 MWh de capacidad de almacenamiento.

La línea de incentivos en la que se asignó más ayuda fue la agrivoltaica con almacenamiento, con 77,1 millones de euros para 62 proyectos. Más de la mitad de estas ayudas se concedieron a proyectos en explotaciones agrarias dedicadas a cultivos arbóreos como olivar, viñedos y frutales, entre otros, en los que los paneles fotovoltaicos se sitúan sobre estructuras a más de cuatro metros de altura.

Todas las actuaciones objeto de subvención en el programa Renolnn -insiste Transición Ecológica- deberán respetar el principio de "no causar un daño significativo" al medioambiente que vincula a los fondos NextGenEU canalizados por el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

El plazo de presentación de solicitudes se extenderá desde el 14 de enero a las 12.00 horas hasta el 19 de febrero a la misma hora. Las ayudas se otorgarán nuevamente en régimen de concurrencia competitiva y se instrumentarán como una subvención al beneficiario, con carácter definitivo, una vez se verifique la ejecución del proyecto.

Resolución por la que se realiza la segunda convocatoria del programa de incentivos de proyectos innovadores de energías renovables y almacenamiento, así como a la implantación de sistemas térmicos renovables (energías renovables innovadoras) en el marco del plan de recuperación, transformación y resiliencia, financiado por la Unión Europea – NextGenerationEU"



Trina Storage adelantó en FES Chile su nuevo sistema BESS para alcanzar 8 GWh en 2027 - Energía Estratégica

- La compañía destacó su solución Elementa 3, un nuevo sistema de almacenamiento de energía de 6,25 MWh por contenedor que mejora la eficiencia financiera y técnica de los proyectos en la región. Además, ya tiene 4 GWh firmados en contratos y apunta a duplicarlos en los próximos años.



<https://www.energiaestrategica.com/trina-storage-adelanto-en-fes-chile-su-nuevo-sistema-bess-para-alcanzar-8...>

Matías Medinilla

Martes, 23 diciembre 2025

Un nuevo hito marca el avance de **Trina Storage** en Latinoamérica. La división especializada en almacenamiento energético de **Trina Solar** ya entregó 1,2 GWh de sistemas BESS en Latinoamérica y se prepara para otra ola de contratos con una nueva solución: **Elementa 3**.

“Para el 2026 tenemos 2,8 GWh de proyectos firmados. Es decir que para fines de dicho año tendremos 4 GWh de proyectos operando, con lo cual estaremos entre los tres o cuatro primeros a nivel LATAM. Y para 2027 tendremos alrededor de 7-8 GWh operando”, resaltó **Vicente Walker**, jefe de **Trina Storage** para Latinoamérica y el Caribe de **Trina Solar**.

“Además, ya lanzamos la nueva generación Elementa 3 y estamos cerrando los primeros negocios en LATAM para entregar a finales del próximo año”, agregó durante una entrevista destacada en el marco del encuentro **Future Energy Summit (FES) Chile**.

El **Elementa 3** ofrece **6,25 MWh de capacidad por contenedor de 20 pies**, incorporando el bloque AC y el PCS en media tensión. Esta nueva configuración permite **optimizar el CAPEX, el diseño del sitio (layout), la ocupación del terreno (footprint) y los costos asociados al balance de planta (BOP)**.

“Al final todo el proyecto es más eficiente para el cliente y con optimizaciones de performance”, señaló Walker, al destacar que esta mejora responde a las crecientes exigencias del mercado tanto en términos económicos como técnicos.

Reviva la entrevista completa con Vicente Walker de Trina Storage: <https://youtu.be/I9mTwdXmSbk>

La compañía ya cerró acuerdos importantes en **Chile**, país pionero en la materia y donde Trina no solo instaló su **headquarter regional**, sino que desarrolla **los proyectos más grandes de su portafolio**, como un **BESS stand-alone de 1,2 GWh** y otro sistema híbrido de **800 MWh** junto a una planta solar.

En paralelo, **Argentina** se ha posicionado como otro mercado estratégico tras el éxito de la licitación AlmaGBA, que adjudicó más de 700 MW BESS por 5hs (sobre los 500 MW inicialmente previstos) lo que se traduce en alrededor de 3,5 GWh de almacenamiento.

“Ya firmamos casi 1 GWh de los proyectos ganadores en AlmaGBA y esperamos cerrar uno o dos centrales más, por lo que superaremos el tercio de lo adjudicado”, reveló el especialista

Y de cara a 2026, la empresa se mantiene atento a las nuevas licitaciones para proyectos híbridos o stand-alone que se prevén o están en marcha en Argentina, Brasil, Honduras, Guatemala, República Dominicana y otros países del Caribe, apoyando desde las primeras etapas a generadoras y empresas EPC para que presenten proyectos competitivos. “Ese es nuestro mejor negocio”, enfatizó Walker.

Tecnología grid-forming y mayor longevidad de las baterías

Una de las apuestas de Trina Storage es ofrecer sistemas preparados para los nuevos marcos regulatorios que se discuten en la región. La capacidad de **grid-forming**, que permite a los sistemas BESS **aportar estabilidad a la red, servicios complementarios y regulación de frecuencia**, ya está incorporada en los proyectos que entrega la empresa.

“Todos los países están discutiendo los nuevos reglamentos de grid-forming para darle estabilidad a la red” afirmó Walker, destacando que esta funcionalidad será clave para viabilizar financieramente nuevos desarrollos.

“Y, de hecho, todos los proyectos BESS que estamos entregando, ya vienen con capacidad de grid-forming”, agregó, haciendo alusión a que con soluciones avanzadas como el Elementa 3 y una red de proyectos repartidos en los principales mercados del continente, la compañía se posicionará aún más para liderar el crecimiento del almacenamiento energético en LATAM hacia los próximos años.

Acciona comienza a inyectar energía renovable a la red desde la planta de biomasa de Logrosán (Cáceres)

- La planta de 50 MW de capacidad producirá 380 gigavatios hora (GWh) al año y evitará la emisión de más de 187.000 toneladas anuales de CO2 a la atmósfera.



Acciona comienza a inyectar energía renovable a la red desde la planta de biomasa de Logrosán (Cáceres)

<https://elperiodicodelaenergia.com/acciona-comienza-a-inyectar-energia-renovable-a-la-red-desde-la-planta-d...>

Redacción

Martes, 23 diciembre 2025

La planta de 50 MW de capacidad producirá 380 gigavatios hora (GWh) al año y evitará la emisión de más de 187.000 toneladas anuales de CO2 a la atmósfera

Acciona Energía ha comenzado a inyectar a la red energía renovable procedente de la **planta de biomasa de 50 megavatios (MW) de Logrosán (Cáceres)**, que producirá 380 gigavatios hora (GWh) al año, según ha informado la compañía en un comunicado.

El consumo anual de la planta está estimado en 275.000 toneladas métricas de biomasa al año, procedente mayoritariamente de residuos forestales, cuya recogida contribuirá a una gestión activa del monte, reduciendo la carga de combustible y el riesgo de incendios en la zona y, sobre todo, su virulencia.

La producción de esta planta evitará la emisión de más de 187.000 toneladas anuales de CO2 a la atmósfera, una cifra equivalente a retirar de la circulación unos 60.000 vehículos de combustión o plantar 9.000 árboles.

Acciona Energía fue adjudicataria de la construcción, operación y mantenimiento de la planta de biomasa de Logrosán en la tercera subasta para el otorgamiento del régimen económico de energías

renovables convocada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el reto Demográfico, lo que garantiza un precio de venta de la electricidad que la planta produzca durante 20 años.

Impacto positivo

La biomasa es una fuente de energía renovable, gestionable y síncrona, capaz de operar de forma continuada y de aprovecharse en momentos de picos de demanda, por lo que aporta inercia y estabilidad a la red. Asimismo, es una de las fuentes energéticas que más empleo generan, impulsando el desarrollo rural y la dinamización de cadenas de valor locales.

Durante la fase de construcción, la planta de Logrosán generó más de 400 puestos de trabajo y la operación y el mantenimiento de la planta requerirán unos 30 empleos directos en plantilla, a los que se suman los más de 900 autónomos y pymes de los sectores agroforestal y del transporte que participarán en la cadena de valor.

De estos, unos 200 empleos directos están vinculados a la valorización de podas, monte bajo y residuos forestales; una cifra equivalente a disponer de unos 200 'bomberos forestales' trabajando todo el año en tareas de gestión y prevención forestal en la región.

Asimismo, un tercio de los ingresos derivados de la actividad retornará directamente al territorio en forma de servicios, contratación de personal y compra de insumos.

Además de estas contribuciones directas, Acciona Energía ha puesto en marcha una serie de iniciativas para reforzar el tejido socioeconómico de la zona, entre las que destacan un proyecto para revitalizar la cooperativa de aceite de oliva Del Campo San Mateo, la instalación de un sistema de autoconsumo fotovoltaico en una cooperativa de ganaderos y la concesión de ayudas económicas para facilitar la adquisición de maquinaria a los proveedores de biomasa.



JUNTA DE ANDALUCÍA



Imagen de archivo de molinos de viento

El 68% de la generación eléctrica es ya de renovables

► La Agencia Andaluza de la Energía advierte de que la reducción del consumo de derivados del petróleo en el transporte no avanza

F. C. SEVILLA

Andalucía ha alcanzado los objetivos marcados en la Estrategia Energética de Andalucía 2030, conforme a los datos del ejercicio 2024 presentados en la Comisión de Seguimiento de esta planificación. En el ámbito de la generación eléctrica procedente de fuentes renovables, la región se sitúa en el 68%, alcanzando así el 83% del objetivo planteado a 2030, que

se sitúa en el 82% de generación eléctrica renovable.

Este «alto nivel» de cumplimiento de las metas establecidas tiene «aún más relevancia» si se tiene en cuenta que el pasado mes de marzo se aprobó un incremento de los objetivos renovables, «más ambiciosos que los fijados por el Gobierno Central en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec)», conforme al acuerdo de Consejo de Gobierno que instaba a la Consejería de Industria, Ener-

gía y Minas a proponer un aumento de éstos, así como la inclusión de una nueva meta de reducción del consumo.

El informe realizado por la Agencia Andaluza de la Energía, designada como oficina técnica para la elaboración, seguimiento y evaluación de la Estrategia, también muestra que Andalucía «sigue registrando una mejora continua en eficiencia energética», alcanzando el 94% de lo marcado para 2030 para reducir el consumo

de energía primaria; y superando el 90% del objetivo que relaciona empleo y oportunidades de la transición energética, teniendo su reflejo en los más de 72.800 empleos directos existentes en Andalucía, ligados, entre otros, al importante avance de las tecnologías renovables en estos años.

En 2024 se ha alcanzado igualmente el 80% de la meta que pretende reducir, al menos, el 55% de las emisiones de CO₂, y se ha superado en 58 puntos el objetivo de mejora del suministro energético, teniendo un peso muy importante el avance del autoconsumo, que ha alcanzado a finales de 2024 las más de 171.000 instalaciones. Sin embargo, uno de los objetivos de la Estrategia Energética que avanza a un menor ritmo es el vinculado al incremento de las infraestructuras energéticas, que en 2024 se situaba en un 29% sobre lo previsto para 2030.

A este respecto, el Gobierno andaluz sigue reclamando al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico la realización de las inversiones en redes de transporte necesarias en Andalucía, fundamentales para posibilitar la transición energética, impulsar proyectos industriales, desarrollar energías renovables y para crear empleo y oportunidades en Andalucía.

Asimismo, en la meta de reducir el consumo de derivados del petróleo en el transporte, conforme a la tendencia a nivel europeo y nacional, debido al incremento del consumo energético en dicho sector, no se han producido avances significativos en su cumplimiento, siendo necesario que se redoblen esfuerzos en este ámbito por parte de las distintas administraciones (local, autonómica, estatal y comunitaria), dirigidos a la reducción de la demanda energética, la mayor eficiencia del parque móvil y también a su electrificación, al uso del hidrógeno o de biocombustibles avanzados, entre otros.



Endurance suministrará baterías a dos plantas solares

El fabricante aumenta su cartera con un contrato de 5,7 millones

Á. C. Álvarez VALENCIA.

El fabricante de baterías Endurance Motive se abre camino en el negocio de las plantas de almacenamiento de energía basadas en baterías. La compañía valenciana se ha hecho con un nuevo contrato para equipar dos sistemas BESS (Battery Energy Storage System) que se destinarán la hibridación de dos plantas fotovoltaicas ya existentes para optimizar su producción y permitir aprovechar los excedentes de forma más eficiente.

El nuevo acuerdo está valorado en 5,7 millones de euros, según ha informado Endurance, que explica que el acuerdo alcanzado incluye el suministro y la integración de otros componentes necesarios para el funcionamiento. Cada una de las plantas

5

MEGAVATIOS (MW)

Cada una de las plantas tendrá una capacidad de almacenamiento de 5 MW

contará con unas características técnicas de una potencia 5MW/25 MWh.

El pedido incluye 10 contenedores de su solución Endurance ST 5.015 kWh, además de los equipos electrónica de potencia de la también valenciana Power Electronics. La entrega de equipos está prevista entre mayo y junio de 2026 y su puesta en operación se ubica en julio de 2026.

La empresa registró en el primer semestre una cifra de negocio de 4,14 millones de euros, un 18% superior en el interanual.

Google compra la firma de centros de datos y energía Intersect por 4.041 millones de euros

- La compra permitirá desplegar con mayor rapidez nuevas capacidades de generación eléctrica y de 'data centers'.



Google compra la firma de centros de datos y energía Intersect por 4.041 millones de euros

<https://elperiodicodelaenergia.com/google-compra-la-firma-de-centros-de-datos-y-energia-intersect-por-4-041...>

Redacción

Martes, 23 diciembre 2025

La compra permitirá desplegar con mayor rapidez nuevas capacidades de generación eléctrica y de 'data centers'

La tecnológica estadounidense **Alphabet** ha anunciado este lunes un acuerdo definitivo para adquirir la firma de servicios de centros de datos e infraestructuras energéticas Intersect por 4.750 millones de dólares (4.041 millones de euros) en efectivo, incluida su deuda.

Según la matriz propietaria de **Google**, la compra permitirá desplegar con mayor rapidez nuevas capacidades de generación eléctrica y de 'data centers'. En la operación están incluidos los proyectos ya completados fruto de la asociación previa de ambas empresas y aquellos en desarrollo.

Tras completarse la compra en la primera mitad de 2026, las operaciones de Intersect seguirán siendo independientes de Alphabet y continuarán estando dirigidas por su actual fundador y consejero delegado, Sheldon Kimber.

Nuevas instalaciones de energía

Los activos de Intersect en Texas y en California no serán parte de la transacción, puesto que se integrarán en una compañía independiente respaldada por TPG Rise Climate, Climate Adaptive Infrastructure y Greenbelt Capital Partners.

"Intersect nos ayudará a ampliar nuestra capacidad, a operar con mayor agilidad en la construcción de nuevas instalaciones de generación de energía en consonancia con la nueva carga de los centros de datos y a reinventar las soluciones energéticas para impulsar la innovación y el liderazgo de Estados Unidos", ha afirmado el consejero delegado de Alphabet y Google, Sundar Pichai.

"Intersect siempre se ha centrado en aportar innovación al sector y esperamos acelerar a gran escala como parte de Google", ha asegurado, por su parte, Kimber.



Greenalia recibe un crédito de 183 millones para construir una planta solar en Texas

La firma coruñesa ya posee la autorización para el parque eólico Coto Muíño en Vimianzo y Zas

MANOLO RODRÍGUEZ

A Coruña

El Consejo de Ministros ha aprobado la concesión de un crédito reembolsable en condiciones comerciales de la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE), con cargo al Fondo para la Internacionalización de la Empresa (FIEEM), a Greenalia Solar Power Misae III en Estados Unidos. La financiación asciende a 215,469

millones de dólares, unos 183 millones de euros al cambio actual, y se destina a respaldar la expansión del grupo coruñés en el mercado norteamericano.

El crédito permitirá financiar la construcción, operación y mantenimiento de una planta solar fotovoltaica de 241 megavatios (MW) en el condado de Childress, en Texas. Este nuevo proyecto refuerza la presencia de la compañía en Estados Unidos, donde ya ha desa-



Aerogenerador de un parque eólico de Greenalia. | L. O.

rollado el parque solar Misae II, también en Texas, con una capacidad instalada de 430 MW.

En paralelo, la empresa ha recibido la autorización administrativa previa y de construcción del par-

que eólico Coto Muíño, en Vimianzo y Zas. El proyecto contará con una potencia instalada de 20 MW, un presupuesto superior a 15,9 millones de euros y una producción anual estimada de 73.626 MWh.



Iberdrola asegura que el 80% del parque señalado por Trump no se verá afectado

CINCO DÍAS
MADRID

Iberdrola aclaró ayer que el parque de Vineyard Wind en Massachusetts (EE UU) tiene ya en funcionamiento el 80% de sus aerogeneradores, que no se verán afectados por la orden emitida el lunes por el Gobierno estadounidense para interrumpir los contratos de arrendamiento a cinco grandes proyectos de energía eólica marina. Ese 80% de los aerogeneradores está ya produciendo energía desde hace meses para

cerca de 400.000 hogares en Massachusetts y apenas quedan dos de las 62 torres del parque por instalar, según informó Iberdrola a Efe. En el caso de Vineyard Wind One, según dijeron las mismas fuentes, la orden emitida permite explícitamente continuar produciendo energía con ese 80% de las turbinas, por lo que las instrucciones emitidas no alteran la explotación del parque. De esta forma, no se espera que la orden genere impactos en las cuentas.

Iberdrola señaló que colaborará con las autoridades, como siempre ha hecho. La energética subió ayer un 0,86% en Bolsa, con lo que recuperó el retroceso del 0,8% de la sesión del lunes. Iberdrola tiene una participación del 50% en el parque, lo que equivale a unos 400 megavatios (MW). El otro 50% está en manos del grupo inversor danés Copenhagen Infrastructure Partners (CIP). En total, la empresa tiene cerca de 11.000MW operativos en EE UU y apro-

ximadamente el 80% de su negocio en el país son redes eléctricas de transporte y distribución. El Departamento norteamericano de Interior informó el lunes de que interrumpía, con efecto inmediato, los contratos de arrendamiento para todos los proyectos eólicos marinos a gran escala en construcción en EE UU, debido a los riesgos para la seguridad nacional identificados por el Departamento de Guerra en informes clasificados recientemente elaborados.

El texto no daba más detalles sobre cuáles son esos “riesgos para la seguridad nacional”. El secretario de Interior, Doug Burgum, dijo que la medida “aborda los riesgos emergentes para la seguridad nacional, incluyendo la rápida evolución de las tecnologías adversarias relevantes y las vulnerabilidades creadas por los proyectos eólicos marinos a gran escala cercanos a los centros de población de la costa este. La Administración Trump siempre priori-

zará la seguridad del pueblo estadounidense”. Además de Vineyard Wind 1, los otros desarrollos afectados son Revolution Wind y Sunrise Wind, en Rhode Island; CVOW-Commercial, cerca de Virginia, y Empire Wind 1, en el litoral neoyorquino. Esta no es la primera vez que la Administración republicana pone el foco sobre un proyecto de eólica marina de Iberdrola, una tecnología que ya destruyó durante la campaña que le llevó a la Casa Blanca.



Iberdrola evita gran parte del parón eólico de Trump en EEUU

Miguel Á. Patiño. Madrid

El impacto de la orden del Gobierno estadounidense de Donald Trump para detener las obras en cinco concesiones de parques eólicos marinos (*off-shore*) no afectará al 80% del proyecto Vineyard Wind 1 de Iberdrola, ya que solamente repercutirá en los activos que no se encuentran en operación.

Iberdrola evitará así gran parte del nuevo golpe de la Administración Trump a la eólica marina. Tan sólo se ve perjudicado el 20% del proyecto, aún sin construir. El presupuesto de inversión total del proyecto se elevaba a 2.700 millones.

Según indicaron fuentes de Iberdrola, la orden es clara y no se aplica a activos ya operativos, como es el caso de gran parte de Vineyard Wind 1, el parque eólico marino participado por la energética española y el fondo danés Copenhagen Infrastructure Partners (CIP).

En la lista negra

Este parque ha sido uno de los que figuran en la lista negra elaborada por el Gobierno de Trump sobre cancelación de permisos. El parque está operativo en parte desde principios de 2024 y ha ido completando trabajos de puesta en marcha. Un 80% de los aerogeneradores está ya produciendo energía desde hace meses para cerca de 400.000 hogares en Massachusetts.



Ignacio Galán es presidente de Iberdrola.

Iberdrola espera que la decisión de Trump de parar eólicas marinas no impacte en sus cuentas

En el caso de Vineyard Wind 1, la orden emitida permite explícitamente seguir produciendo energía con ese 80% de las turbinas, por lo que las instrucciones emitidas no alteran la explotación del parque, dicen en Iberdrola.

Sin impacto financiero

Las mismas fuentes de Iberdrola precisan que no se espera que la orden genere impactos en las cuentas del grupo y destacan que “cola-

borará con las autoridades, como siempre ha hecho”. Si se finalizara al completo, Vineyard Wind 1 contaría con 806 megavatios (MW).

156 MW sin instalar

Las 50 turbinas ya en operación en el parque representan una capacidad de unos 650 MW. Las 12 restantes, que son las que se han quedado bloqueadas por la decisión de Trump, suman unos 156 MW.

Según la Casa Blanca, la suspensión, con efecto inmediato, se debe a los riesgos para la seguridad nacional identificados por el Departamento de Defensa.

Además de Iberdrola, hay otras empresas afectadas, como Orsted y Equinor.



ANTETÍTULO TRES PALABRAS

La suspensión eólica en EEUU solo atañe al 20% del parque de Iberdrola

Dado que Vineyard ya opera con 50 turbinas, la orden únicamente tiene efecto sobre los 12 aerogeneradores marinos pendientes de construir

Sergio Guinaldo MADRID.

La orden emitida este lunes por el Departamento del Interior de Estados Unidos para pausar “con efecto inmediato” la construcción de los proyectos eólicos marinos en marcha apenas repercutirá sobre las cuentas de Iberdrola. Según indicó la compañía en reacción a la medida impuesta desde el Ejecutivo de Trump, la parálisis únicamente tiene efecto sobre los desarrollos pendientes, y por suerte para la eléctrica española su proyecto está prácticamente acabado.

De los 62 aerogeneradores que componen íntegramente el proyecto Vineyard Wind 1, actualmente 50 ya están operativos y suministran electricidad al estado de Massachusetts. Así, de los 806 megavatios (MW) de capacidad con los que debía contar una vez completado, ahora mismo dispone de 650 MW.

Vineyard Wind I es el primer proyecto de eólica marina en Estados Unidos desarrollado por Iberdrola. Desarrollado a través de su filial Avangrid en copropiedad con el grupo inversor danés Copenhagen Infrastructure Partners (CIP), el proyecto inició su construcción en 2021 y comenzó a suministrar electricidad a comienzos de 2024. El parque ha contado con una inversión de 3.000 millones de dólares de inversión (unos 2.700 millones de euros), garantizados mediante contratos con empresas eléctricas del estado de Massachusetts.

Otros damnificados

No han corrido la misma suerte otros gigantes del sector, como Equinor u Orsted, cuyos parques, también afectados por la medida, se encuentran en una etapa más temprana de construcción y no prevén comenzar a funcionar hasta el próximo 2026.



Parque eólico marino Vineyard Wind, en Estados Unidos. EE

La energética no espera que la medida tenga un impacto significativo en sus cuentas

La compañía noruega —Equinor—, que desarrolla el parque Empire Wind frente a la costa de Nueva York, declaró en un comunicado que la orden de paralización “amenaza

el progreso del parque, completado al 60%, y que sin una solución rápida puede haber un “impacto significativo” en el proyecto. Por su parte, la compañía danesa —Orsted—, que construye los parques Sunrise Wind y Revolution Wind frente a Nueva York y Rhode Island, fue más allá, indicando que está “evaluando todas las opciones”, incluyendo “posibles procedimientos legales”.

Tanto Equinor como Orsted han sufrido con anterioridad otras paralizaciones similares.

Iberdrola y Microsoft sellan sus primeros PPA en Europa con 150 MW eólicos vinculados a soluciones de inteligencia artificial - Energética 21

- El acuerdo conecta la producción de los parques de Iglesias (Burgos) y El Escudo (Cantabria) con los objetivos de descarbonización de la tecnológica, que a cambio reforzará la infraestructura cloud de la eléctrica.



Iberdrola y Microsoft sellan sus primeros PPA en Europa con 150 MW eólicos vinculados a soluciones de inteligencia artificial.

iberdrola microsoft ppa energía renovable grandes centros de datos tecnología inteligencia artificial europa

<https://energetica21.com/noticia/iberdrola-microsoft-sellan-primeros-ppa-europa-150-mw-eolicos-vinculados-s...>

Energética 21

Martes, 23 diciembre 2025

El acuerdo conecta la producción de los parques de Iglesias (Burgos) y El Escudo (Cantabria) con los objetivos de descarbonización de la tecnológica, que a cambio reforzará la infraestructura cloud de la eléctrica.

La convergencia entre la demanda energética de los grandes centros de datos y la generación renovable se ha materializado en un nuevo acuerdo estratégico entre **Iberdrola** y **Microsoft**. Ambas compañías han firmado dos contratos de compraventa de energía a largo plazo (PPA, por sus siglas en inglés) por una potencia conjunta de 150 MW, los primeros que suscriben en suelo europeo.

La operación vincula el suministro eléctrico a dos activos eólicos concretos en España: el parque de Iglesias, situado en Burgos, y el de El Escudo, en Cantabria. Con este movimiento, Microsoft avanza en su estrategia de operar con energía 100% renovable en el continente, asegurándose un suministro estable para sus operaciones de procesamiento de datos.

Aunque este es el primer acuerdo en Europa, la colaboración energética entre ambas firmas ya cuenta con un recorrido significativo en Estados Unidos. Entre 2021 y 2025, a través de Avangrid (filial estadounidense de Iberdrola), se firmaron tres PPAs para los proyectos fotovoltaicos de Powell

Creek (Ohio) y Camino Solar (California), así como para el parque eólico Juniper Canyon (Washington). Con la incorporación de los activos españoles, la capacidad total contratada bajo esta alianza alcanza los 500 MW a nivel global.



IDAE lanza fondos por €202,5 millones para renovables innovadoras y almacenamiento: ¿Quiénes podrán acceder? - Energía Estratégica

- La convocatoria está destinada a tecnologías emergentes como la agrovoltaica, solar fotovoltaica flotante, autoconsumo colectivo e integración renovable en infraestructuras. Exige integración de baterías o sistemas hidráulicos, fabricación europea y proyectos ejecutables antes de 2030.

<https://www.energiaestrategica.com/idae-lanza-fondos-por-e2025-millones-para-renovables-innovadoras-y-alm...>

Emilia Lardizabal

Martes, 23 diciembre 2025

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) lanzó oficialmente la segunda convocatoria del **Programa de Incentivos a Proyectos Innovadores de Energías Renovables y Almacenamiento**, con un presupuesto total de **€202.500.000**.

Financiada por el **Mecanismo de Recuperación y Resiliencia** de la Unión Europea (NextGenerationEU), la medida busca acelerar la transición energética a través de tecnologías emergentes y soluciones de almacenamiento energético.

El presupuesto se reparte en cinco grandes líneas de actuación: La **agrovoltaica** será la tecnología con mayor financiación (**€75 millones**), segmentados entre sistemas **intercalados con el cultivo** (€20 millones), con **estructura sobre el cultivo** (€15 millones) y con **estructura elevada** ($h > 4\text{ m}$), que concentra €40 millones.

En segundo lugar, el **autoconsumo colectivo con participación de consumidores vulnerables** recibirá €40,5 millones; le siguen los proyectos de **integración de renovables en infraestructuras** (con posibilidad de incluir energía eólica, solar o hidráulica), con €40 millones, las **bombas de calor renovables**, con €30 millones, y finalmente, la **fotovoltaica flotante**, que dispondrá de €17 millones.

El **plazo para presentar solicitudes** comenzará el **14 de enero de 2026 a las 12:00 horas** y finalizará el **19 de febrero de 2026 a la misma hora**. Las postulaciones deberán realizarse exclusivamente a través de la **sede electrónica del IDAE**, con la documentación técnica, financiera y administrativa que exige la normativa.

En este contexto, **Carmen López Ocón**, directora de Energías Renovables y Mercado Eléctrico del IDAE, confirmó recientemente que el organismo **activará una nueva batería de convocatorias** orientadas a almacenamiento, renovables y cadena de valor industrial, en la recta final del **Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)**, cuyo plazo culmina en agosto de 2026.

Además de las ayudas ya anunciadas, la funcionaria adelantó que se pondrán en marcha **líneas específicas para bombeo hidroeléctrico, repotenciación de parques eólicos y centrales hidroeléctricas con almacenamiento**, así como para el fortalecimiento de la **cadena de valor renovable**, orientada a la fabricación nacional de equipos y componentes de tecnologías limpias.

También se impulsarán **soluciones térmicas** , como redes de calor y frío, y la **sustitución de combustibles fósiles por fuentes renovables** , todas con ejecución bajo un **calendario exigente y ajustado** .

En un contexto de **alta competitividad global en el sector solar** , la **agrovoltaica** se posiciona como una alternativa rentable y eficiente. Y cabe recordar que el IDAE lanzó ayudas por **€77 millones** para **62 proyectos** agrivoltaicos, que deberán incorporar **sensores, parcelas testigo** y un sistema de **seguimiento técnico de cinco años** .

Además, el **Ministerio de Agricultura** abrió una **consulta pública** para incluir esta tecnología en el artículo 9 sobre pagos directos de la **Política Agraria Común (PAC)** . Sin embargo, el reto continúa siendo su articulación con las ayudas agrícolas tradicionales.

En línea con esto, el IDAE ya ha avanzado en otras líneas de apoyo a proyectos a gran escala, como las adjudicación de 10GWh a empresas del sector en el marco del programa FEDER.

La medida también busca fortalecer la **cadena de valor europea** , por lo que el instituto señala que se valorará la utilización de equipos diseñados y fabricados en la UE, así como la cooperación con centros de investigación y universidades.

En proyectos agrovoltaicos, se requerirá la entrega anual de una memoria técnica durante cinco años, que evalúe el rendimiento agrícola y energético de la instalación.

¿Cómo sigue el proceso?

El **plazo para presentar solicitudes** comenzará el **14 de enero de 2026 a las 12:00 horas** y finalizará el **19 de febrero de 2026 a la misma hora** . Las postulaciones deberán realizarse exclusivamente a través de la **sede electrónica del IDAE** , con la documentación técnica, financiera y administrativa que exige la normativa.

Las ayudas se otorgarán bajo un régimen de **concurrentia competitiva** , con **subvenciones a fondo perdido** y criterios de evaluación técnica y estratégica. Podrán participar como beneficiarios **empresas, agrupaciones de entidades, cooperativas, administraciones públicas y otros actores** que cumplan con los requisitos establecidos en las bases reguladoras. Se admitirán **múltiples solicitudes por beneficiario** , siempre que no se superen los límites máximos establecidos por proyecto y por entidad.

Los proyectos seleccionados deberán ejecutarse como máximo hasta el **30 de junio de 2030** , lo que brinda un horizonte de planificación a largo plazo y refuerza la apuesta del IDAE por un modelo energético **innovador, sostenible y descentralizado** .



La banca frena la financiación a las renovables al empeorar las perspectivas del sector

Los bancos optan por dar crédito a empresas grandes y rentables, mientras crecen las dudas sobre la fotovoltaica ► Los españoles se limitan a renovar la deuda ya existente

ÁLVARO BAYÓN
MADRID

La energía renovable ha perdido la medalla de sector estrella para los bancos. Tras años de bum inversor, la abrupta caída en los precios de este tipo de energías (fundamentalmente la solar) y las controvertidas perspectivas de algunas empresas del sector, en medio de eventos como el apagón de abril, han llevado a las entidades financieras a cambiar su rumbo y frenar las nuevas financiaciones a estos proyectos, de modo que solo apuestan por los más grandes y con más perspectivas de rentabilidad, según indican fuentes del mercado.

“La fotovoltaica es un sector marcado por mucha volatilidad y presión a la baja en los precios durante, al menos, tres o cuatro años. En eólica, sin embargo, el comportamiento es mejor de lo esperado”, indican desde uno de los principales bancos españoles.

Tanto los inversores como las fuentes internas de las propias entidades coinciden en apreciar este cambio de rumbo de los bancos. Un movimiento que algunos asesores ven más acusado en la banca nacional, mientras que la internacional (concretamente entidades francesas como BNP Paribas, Société Générale o Crédit Agricole) aún mantiene más apetito. De hecho, subrayan que las entidades nacionales se están limitando a renovar la deuda ya existente, en lugar de conceder préstamos nuevos, al tiempo que reducen el riesgo al sector titulizando los préstamos.

Desde dentro de uno de los grandes bancos justifican el movimiento por la necesidad de rotar los balances y diversificar las inversiones. Es decir, tras años con altas cuotas de préstamos a proyectos renovables consideran que su exposición al sector ya es



suficiente e intentan abrirse a otras áreas de negocio. Por ejemplo, en los últimos años el sector de la defensa se ha convertido en uno de los que los bancos miran con más interés, tras años de celos por cuestiones de sostenibilidad o criterios ESG, en plena apuesta de los Gobiernos por incrementar sus inversiones en armamento.

Otro banquero especializado en financiaciones renovables apunta a que la brecha no es entre bancos nacionales e internacionales, sino que el sector a nivel general se está volviendo más selectivo. “No se va a financiar menos de los cinco o seis gigavatios que se hacen hoy”, sostiene.

La diferencia no solo es el cuánto, sino el qué. Es taxativo al afirmar que los proyectos conocidos en la jerga como *merchant* (aquellos en los que la energía se vende directamente al mercado) no encuentran financiación ya de la banca, que se centra en aquellos que cuentan con PPA (acuerdos firmados de venta de la energía a un

tercero a un precio fijo), que presentan una rentabilidad y un caudal de ingresos más seguros. También apuntan a que los bancos no se han vuelto selectivos a la hora del tipo de proyecto, sino también al tamaño y su tecnología. La solar fotovoltaica ha disparado las dudas en los últimos tiempos, en un contexto en el que los precios son en muchas ocasiones negativos.

El futuro, las baterías

Por tanto, las entidades exigen actualmente que las plantas solares a financiar cuenten con planes para su hibridación. Es decir, una reconversión tecnológica para que la misma planta produzca solar y eólica o incorpore también baterías. Las entidades ven esta tecnología como la salvación de muchos proyectos fotovoltaicos y aguardan su eclosión en los próximos meses. “En un año ningún banco financiará proyectos fotovoltaicos sin baterías”, asegura un banquero especializado en financia-

Planta fotovoltaica
La Francesca, en Italia.
CEDIDA POR LA COMPAÑÍA

Las entidades se han vuelto más selectivas y miran no solo cuánto prestar, sino a qué

Valoran que los proyectos prevean que la planta produzca solar y eólica

ción verde. Otra cuestión es el tamaño. Las fuentes indican que los bancos son cada vez más selectivos y en los últimos tiempos solo apoyan a grandes grupos, con un músculo financiero incuestionable para sacar adelante los proyectos y repagar la deuda; experiencia en este tipo de cuestiones, y balances bien diversificados por geografías y tecnologías y visión de largo plazo. Describen el mercado como más duro y más concentrado, lo que hace muy complicado el nacimiento de nuevos proyectos desde cero y contar con apoyo de las entidades financieras. Un ejemplo de ello es la reciente operación de compra del 50% de la plataforma Cubico por el fondo español Qualitas, que han financiado el Santander y BNP Paribas con un préstamo de 2.000 millones. Aún hay dinero para renovables, pero la clave es dónde invertirlo.

Las entidades en cierto sentido están cerrando el grifo a las renovables, es cierto, pero esto aún no se

está trasladando a una avalancha de reestructuraciones y quiebras en el sector. Los bancos están siendo más cautos en conceder nuevos préstamos, pero no están dejando caer a las empresas existentes.

La visión era bien diferente hace un año. Entonces, muchos abogados y banqueros de inversión vislumbraban una avalancha de empresas del sector que tendrían problemas financieros. De hecho, algunas firmas de consultoría financiera y *big four* llegaron a crear equipos especializados en reestructuraciones en el sector financiero que ahora se plantean disolver. Los dos únicos casos que emergieron fueron muy particulares: Soltec y Holaluz. Como explicación, las fuentes consultadas apuntan a la diferencia entre que los proyectos tengan que asumir precios más bajos de la energía y las dificultades para pagar la deuda, dado que los niveles de pasivo con los que se ha cargado a los proyectos están lejos de comprometer su viabilidad. Además, la buena situación macroeconómica y la elevada liquidez de las entidades financieras hace que los bancos puedan refinanciar el pasivo de las compañías sin problemas ni presión por parte de los reguladores.

En medio de todo esto, la presión internacional ha cambiado de signo. Si antes los Gobiernos y los reguladores fomentaban que los bancos avanzasen en políticas ESG, la elección de Donald Trump, escéptico con las políticas climáticas, como presidente de EE UU ha dado la vuelta a la cuestión. En el apartado financiero ha impuesto un cambio de paradigma, como demuestra que la mayoría de los bancos han abandonado la alianza que promovió Naciones Unidas, la Net Zero Alliance. El furor por la financiación verde ha pasado.



La fábrica Niessen de ABB en Oiartzun logra las cero emisiones operativas

- La fábrica Niessen de ABB en Oiartzun, España, ha alcanzado un importante hito en sostenibilidad, logrando las cero emisiones operativas como parte del programa global Mission to Zero™.



<https://material-electrico.cdecomunicacion.es/noticias/proveedores/199283/fabrica-niessen-abb-oiartzun-cero-e...>

C de Comunicación

Martes, 23 diciembre 2025

La fábrica **Niessen** de ABB en Oiartzun, España, ha alcanzado un importante hito en sostenibilidad, logrando las cero emisiones operativas como parte del programa global Mission to Zero™. Esto, según la compañía, “posiciona a Niessen como un referente nacional en descarbonización industrial y fabricación sostenible”.

Concretamente, la planta produce mecanismos eléctricos y soluciones inteligentes para el hogar, diseñados para mejorar el confort, la seguridad y la eficiencia energética en los hogares. Niessen, con 111 años de historia, ha logrado en los últimos cinco años una reducción del 42 % en el consumo energético, en comparación con los niveles de 2019.

“Nuestra primera planta en España en alcanzar este hito”

Ha estado “impulsada por una hoja de ruta de sostenibilidad centrada en la electrificación, la automatización, la gestión energética, la recuperación de calor y la optimización de procesos”, aseguran. La planta también ha eliminado el uso de combustibles fósiles, operando íntegramente con electricidad renovable generada in situ y procedente de fuentes certificadas.

Mike Mustapha, presidente de la división de Edificios Inteligentes de ABB Electrification, explica: “Lograr cero emisiones operativas en nuestra fábrica de Oiartzun marca otro paso importante en el camino de ABB hacia la Mission to Zero™”. Tal y como traslada Mustapha, es la primera planta de

ABB en España en alcanzar este hito, “y una de las muchas en todo el mundo que avanzan hacia el mismo objetivo”.

“Esto demuestra cómo estamos convirtiendo la ambición en acción: electrificando nuestras operaciones, integrando el diseño circular y utilizando la gestión energética digital para hacer realidad la descarbonización. Con este progreso, pretendemos establecer un referente en fabricación sostenible y ayudar a los clientes a acelerar su propia transición hacia el cero neto”, completa.

Fábrica Niessen de ABB en Oiartzun: más de 580 kWp de paneles fotovoltaicos

La fábrica de Oiartzun ahora cubre el 100 % de su demanda energética mediante energías renovables, gracias a más de 580 kWp de paneles fotovoltaicos instalados in situ. Asimismo, la fábrica utiliza las tecnologías de automatización de edificios y gestión energética de ABB para optimizar la iluminación, la calefacción y la distribución de energía en toda la planta.

“El rendimiento energético se monitoriza a través de **ABB eLink**, una plataforma digital que proporciona visibilidad en tiempo real del consumo energético y ayuda a los equipos a tomar decisiones informadas para mejorar la eficiencia y la fiabilidad”, explican desde ABB. La instalación también está equipada con estaciones de carga para vehículos eléctricos, lo que apoya la transición de la compañía hacia operaciones limpias y electrificadas.

Certificación ISO 50001 y estatus de ‘Cero Residuos a Vertedero’

Más allá de la descarbonización, “la estrategia de sostenibilidad de Niessen abarca el compromiso social, la eficiencia y la circularidad”, subrayan. La fábrica también cuenta con la **certificación ISO 50001 de gestión energética** y ha alcanzado el **estatus de Cero Residuos a Vertedero**.

Bajo el marco EcoSolutions™ de ABB, todos los productos están diseñados y verificados para cumplir rigurosos estándares ambientales.

Este enfoque se ejemplifica con **Vega y Alter Vega**, las últimas líneas de productos de Niessen, con un nivel de material reciclado de hasta un 95 % en las piezas pintadas, y una mayor reciclabilidad, logrando el 100 % de materiales reciclables en mecanismos de interruptores: claros ejemplos de innovación diseñada para una economía circular.

La colaboración juega un papel clave en esta transformación. La fábrica de Oiartzun trabaja estrechamente con centros tecnológicos, proveedores y foros de economía circular para impulsar continuamente la fabricación sostenible y mantenerse alineada con la evolución del mercado y las normas regulatorias.

Este compromiso con la sostenibilidad también se extiende más allá de la planta de producción. A través de Aukerak Sortzen (“Creando Oportunidades”), los empleados de Niessen impulsan iniciativas comunitarias y sociales locales, desde limpiezas de playas y campañas de donación de sangre hasta proyectos que promueven el abastecimiento local de alimentos, y el euskera como parte de la identidad local.

“Niessen se une a la creciente red de centros Mission to Zero™ de ABB en todo el mundo, desde India y Finlandia hasta EE. UU. y China, todos liderando la transición hacia operaciones bajas en carbono, energéticamente eficientes y circulares mediante la electrificación y la innovación digital”, finalizan desde la compañía.



Reganosa da el salto a las renovables con la compra de tres plantas hidroeléctricas

La empresa, que hasta el momento gestionaba y operaba instalaciones gasistas, ha adquirido un complejo formado por tres centrales en Huesca

BEATRIZ COUCE

REDACCIÓN / LA VOZ

Reganosa se estrena en el sector renovable con la adquisición de tres centrales hidroeléctricas en Aragón. El grupo con sede en Mugardos ha cerrado un acuerdo con Plenium Partners, gestor del vehículo de inversión alternativa Helia II, FCR, y su socio Bankinter Investment SGEIC, para adquirir el 99,88 % del capital de Saltos del Cinca, propietaria de las tres plantas de agua. Con esta operación, la energética gallega se adentra en la generación renovable con sus propias instalaciones.

Se trata de las centrales Arias I, Arias II y Ariéstolas, que conforman el sistema hidroeléctrico Saltos del Cinca, ubicado en la provincia de Huesca. En total, suman alrededor de 19 megavatios de potencia, repartida de forma prácticamente homogénea entre las tres instalaciones. Cuentan con un equipo propio de personal de mantenimiento y operación de las centrales.

Para Reganosa, la adquisición permite «la diversificación de su actividad, refuerza su posicionamiento en la transición energética y añade a su cartera activos renovables complementarios a los proyectos que ya desarrolla en este ámbito». Por otro lado, la incorporación de generación hidroeléctrica «permitirá integrar una fuente renovable y competitiva en los consumos energéticos del grupo, mejorar su rentabilidad y ampliar sus capacidades técnicas y de prestación de servicios a terceros, tanto en el mercado nacional como en el internacional».

La compañía, participada ma-



Las centrales hidráulicas están situadas en cascada y aprovechan el mismo caudal de agua.

yoritariamente por el Grupo Gadisa, financiará íntegramente la compra con fondos propios, sin recurrir a endeudamiento ni a aportaciones adicionales de los socios.

En cascada

Dos de las centrales se sitúan en tramos altos del río Cinca y la tercera en un tramo inferior, formando un aprovechamiento hidroeléctrico en cascada. Las instalaciones operan en régimen fluyente, reutilizando de forma sucesiva el mismo caudal: el agua turbinada en Arias I alimenta posteriormente Arias II y, a través del canal correspondiente, a la central de Ariéstolas, antes de su devolución al cauce. La empresa considera que ese modelo de explotación encadenada «maximiza la eficiencia energé-

tica del sistema y se desarrolla siempre bajo una gestión estricta de los caudales concesionales y ecológicos, en coordinación con los usos prioritarios de la cuenca, garantizando la protección ambiental del conjunto del río».

Plenium Partners es una empresa de inversión especializada en energía e infraestructuras sostenibles en Europa, que acumula actualmente una inversión superior a 7.500 millones de euros. Su socio en Saltos del Cinca, Bankinter Investment, ha lanzado en los últimos nueve años 31 vehículos de inversión alternativa, con un capital comprometido por los inversores que supera los 5.200 millones, lo que, incluyendo la financiación de proyectos, representa actualmente una cartera de activos bajo gestión que supera los 7.400 millones.

El giro al verde de Reganosa se inició hace cinco años, tras consolidar su posición en el mercado internacional, con la gestión de varias terminales de regasificación. El necesario proceso de transición energética a nivel mundial llevó a la compañía gallega a plantearse proyectos más allá del sector gasista, en el que nació. No obstante, es ahora cuando cristaliza esa ampliación del negocio hacia el sector renovable, con la incorporación de sus primeras instalaciones hidroeléctricas. Se da la paradoja de que esa operación —de la que no ha trascendido su importe— se da precisamente en una comunidad, Aragón, que más ha crecido en los últimos años en el ámbito de las tecnologías verdes, lo que ha impulsado también su industria.



Solo el 12% de las solicitudes de acceso a la red ha recibido luz verde en 2025

- La Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (ael?c) pide una tasa de retribución financiera del 7% a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia



Subestación eléctrica de la distribuidora de Iberdrola, i-DE

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/solo-el-12-de-las-solicitudes-de-20251223>

Antonio Barrero F.

Martes, 23 diciembre 2025

La actualización preliminar del estado de las solicitudes de acceso y conexión en 2025 confirma una "realidad preocupante", apuntan desde la Asociación: solo el 12% de los que se solicitan acceso a la red eléctrica lo obtienen. "El porcentaje de solicitudes concedidas -continúa aelēc- se mantiene en niveles similares a los de 2024". De hecho -advierten-, es posible que tras la publicación de los mapas de capacidad, haya proyectos industriales que ya ni siquiera soliciten acceso, al tener información de que no hay capacidad disponible alguna en su zona de conexión. Según los datos facilitador por aelēc, en 2025 se han solicitado en torno a 40 GW de acceso y conexión, de los cuales solo un 12% (4,5 GW) ha sido concedido, el 66% (25 GW) no han podido ser atendidos, mientras que el 22% restante (8,5 GW) continúa en tramitación.

Estos datos -dice la Asociación- evidencian que el problema ya no es de información ni de procedimiento, sino estructural. "La falta de capacidad en la red española de distribución sigue siendo una barrera que impide a nuevos proyectos implantarse allí donde realmente lo necesitan, obligándolos a desplazarse a zonas que, aun contando con capacidad disponible, no siempre responden a criterios industriales, logísticos o económicos adecuados".

El impacto -continúa aelēc- es "especialmente grave para la industria ya instalada". Y lo es -explican desde la Asociación- porque empresas ubicadas en puntos concretos del territorio ven limitada —o directamente bloqueada— la electrificación de sus procesos productivos, "frenando mejoras clave en

competitividad, eficiencia y productividad, y comprometiendo tanto su desarrollo futuro como el cumplimiento de los objetivos de transición energética".

Lo que reclama aelēc

«Estas cifras ponen de manifiesto, una vez más, la necesidad urgente de adecuar y reforzar la red de distribución para incrementar su capacidad y poder atender una demanda que ya está solicitando electrificarse.

Para lograrlo, es imprescindible contar con un marco regulatorio y retributivo que incentive las inversiones necesarias. Por un lado, se requiere un modelo de retribución claro y estable y sólido jurídicamente, que garantice la recuperación de las inversiones y cubra adecuadamente los costes de operación y mantenimiento.

Por otro, resulta fundamental disponer de una tasa de retribución financiera suficiente, no inferior al 7%, alineada con el coste real de la financiación y capaz de atraer capital en un contexto de creciente competencia internacional»

Recientemente se ha incrementado la tasa de retribución en el Reino Unido y en Portugal por lo que confiamos en que la CNMC, ante estas evidencias que han ocurrido tras su propuesta de tasa, proceda a un ajuste al alza para poder competir por el capital y que la industria española tenga las mismas oportunidades de acceder a la red que la británica o la portuguesa.

Si no se abordan de forma ágil y eficaz, no será posible conectar a la industria, la vivienda, el almacenamiento o la movilidad eléctrica, desaprovechando el potencial de las energías renovables y limitando el crecimiento económico y la competitividad que la electrificación puede aportar a España.



David Mesonero, vicepresidente de la 'joint venture' con Echelon

Rubén Esteller MADRID.

David Mesonero ha sido nombrado vicepresidente y consejero de Echelon Iberdrola Digital Infra, la sociedad creada por Iberdrola y la irlandesa Echelon Data Centres para desplegar centros de datos a gran escala en España. El nombramiento, que figura en el Boletín Oficial del Registro Mercantil (BORME), también se recoge la constitución formal del consejo de administración y la designación del consejero delegado de Echelon, Niall Terence Molloy, como presidente del órgano.

La misma publicación oficial refleja un cambio en el modelo de gobierno de la compañía, que pasa de administradores mancomunados a un consejo de administración. Junto a Mesonero y Molloy, figuran como consejeros Diego Díaz Pilas, Elena María Stewart Tejera, Paul Flanagan y David Gregory Smith, entre otros, además del nombramiento de secretario no consejero y vicesecretario no consejero.

El movimiento se enmarca en el impulso operativo de una alianza que prevé inversiones superiores a 2.000 millones de euros y que nace con el foco puesto en el negocio de infraestructuras digitales asociadas a la demanda de hiperescalares, cloud e inteligencia artificial. La estructura societaria contempla que Echelon controle el 80% del capital y asuma el desarrollo, diseño, permisos, comercialización y operación diaria, mientras que Iberdrola, con el 20% a través de su filial CPD4Green, aporta emplazamientos con acceso a red y el suministro eléctrico asociado a los proyectos.

Mesonero es actualmente director de Desarrollo Corporativo de Iberdrola y ha sido una de las caras visibles del acuerdo desde su anuncio en julio.



El Gobierno extiende las medidas antidesahucios y la prohibición de cortes de suministro a 2026

El decreto aprobado deberá superar el trámite parlamentario el próximo enero

D.S.A. Madrid

A falta de pocos días para el final del año, el Gobierno aprovechó el último Consejo de Ministros del año (ver información en páginas 18 y 19) para aprobar sobre la bocina la extensión a 2026 de la prohibición de desahuciar o cortar los suministros básicos (agua, luz y gas) a las familias vulnerables ante impagos del alquiler, la hipoteca o las facturas, así como una nueva prórroga del bono social eléctrico bajo el paraguas del llamado “escudo social” y apenas un día

después del anuncio del acuerdo entre el Ejecutivo y uno de sus socios parlamentarios, EH Bildu.

El decreto deberá superar el trámite parlamentario el próximo enero, e insiste en la postura intervencionista y de desprotección a propietarios que ha sacado del mercado del alquiler un gran número de viviendas en los últimos años. Los precios se han elevado hasta cotas no vistas en las dos últimas décadas, en paralelo a los aumentos en el mercado de compraventa

que responden a la escasez de obra nueva.

Por ello, la extensión de las medidas ha generado división entre el resto de socios, tanto a izquierda como derecha. Mientras Podemos califica el decreto de “insuficiente” para atajar la crisis de vivienda y la protección a los hogares vulnerables, desde el PNV exigieron al Gobierno que exima de la prohibición de desahuciar o cortar los suministros a estos colectivos a los propietarios particulares de viviendas en alquiler, que

en su opinión “no están siendo tenidos en cuenta a la hora de plantear estas medidas”.

La opinión del PNV es compartida por diferentes expertos inmobiliarios, que en los últimos meses han venido identificando la desprotección a propietarios de viviendas en alquiler como uno de los principales motivos por los que la oferta ha caído en los últimos meses incrementando los precios un 10% de media en noviembre.

El recelo de dos de los grupos que apoyan a la coalición

PSOE-Sumar en el Congreso podría tumbar la prórroga de las medidas antidesahucios en enero, cuando las votará la Cámara Baja.

El Consejo de Ministros también aprobó la prórroga de los incentivos fiscales a particulares y empresas para la compra de vehículos eléctricos, instalar un punto de recarga eléctrica, con deducciones de hasta el 15% en el IRPF, o para obras de eficiencia energética, para realizar reformas para rehabilitar viviendas o edificios, con de-

ducciones del 20%, 40% o 60%. Estos incentivos fiscales estarán en vigor durante todo 2026. Por otro lado, se estableció una nueva exención del IRPF para las indemnizaciones por daños personales en los incendios forestales del pasado verano en varias comunidades. Asimismo, se prorrogaron las ayudas destinadas a la reconstrucción de los municipios afectados por la dana, a las que se añaden las exenciones en IRPF y Sociedades que se aplican a empresas afectadas.



Economía

Último Consejo de Ministros del año

El Ejecutivo extiende la protección para familias vulnerables de cortes de luz y gas

La medida también suspende hasta 2027 los desahucios para este tipo de inquilinos

Sergio Guinaldo MADRID.

El Gobierno ha prorrogado hasta el 31 de diciembre de 2026 la suspensión de los desahucios y lanzamientos por impago de alquiler para familias vulnerables sin alternativa habitacional, así como la prohibición de interrumpirles el suministro de electricidad, gas y agua y el mantenimiento de los descuentos vigentes del bono social energético. La medida se incluye en un nuevo real decreto-ley de carácter social aprobado por el Consejo de Ministros y que deberá someterse a votación parlamentaria.

La portavoz del Ejecutivo, Elma Saiz, explicó tras la reunión del Consejo que este decreto forma parte del denominado "escudo social", junto con otras iniciativas como la revalorización de las pensiones y distintos incentivos y beneficios fiscales dirigidos a pequeños autónomos, y a personas y empresas afectadas tanto como por la DANA como por los incendios forestales del pasado verano, enfocadas a la reconstrucción de los municipios afectados.

Saiz se mostró convencida de que el texto será convalidado por el Congreso de los Diputados, previsible-

mente a finales de enero, al contar con precedentes de apoyo mayoritario en prórrogas anteriores.

La moratoria de los desahucios de alquiler para hogares vulnerables sin alternativa habitacional fue aprobada por primera vez en marzo de 2020, tras decretarse el estado de alarma a causa de la pandemia de coronavirus y en el contexto de la crisis provocada por la pandemia. La medida se ha ido renovando de forma sucesiva, primero por el impacto económico de la invasión de Ucrania y posteriormente en el marco de la actual situación de emergencia habitacional. Desde entonces ha beneficiado a unas 60.000 familias.

El real decreto-ley mantiene también las compensaciones económicas a los propietarios afectados, incorporadas en prórrogas previas.

Esta última extensión del plazo había sido reclamada en las últimas semanas por distintos grupos parlamentarios, como Podemos, Sumar y ERC, además de por entidades sociales, entre ellas CCOO, UGT o Facua. En última instancia, la medida ha sido acordada por el Ejecutivo con EH Bildu, junto con la continuidad de la prohibición de los cor-



La ministra para la Transición Ecológica, Sara Aagesen. EUROPA PRESS

tes de suministros básicos y del bono social eléctrico.

Medidas energéticas

En el ámbito energético, el decreto-ley prorroga hasta finales de 2026 la garantía de suministro de electricidad, gas natural y agua para los consumidores vulnerables, así como los niveles actuales de descuento del bono social eléctrico, fijados en el 42,5% para los consumidores vulnerables y en el 57,5% para los vulnerables severos.

Asimismo, se mantienen los incentivos fiscales para la adquisición de vehículos eléctricos y la instalación de puntos de recarga —incluida la deducción del 15% en el IRPF—, así como

El Gobierno prevé aprobar el llamado "escudo social" en el Congreso a finales de enero

las deducciones del 20%, 40% o 60% por obras de eficiencia energética y rehabilitación de viviendas y edificios.

El texto incorpora además una nueva exención en el IRPF para las indemnizaciones por daños personales derivados de los incendios forestales del pasado verano y prorroga las ayudas destinadas a la reconstrucción de los municipios afectados por la DANA, junto con las exenciones fiscales en el IRPF y en el Impuesto sobre Sociedades para profesionales y empresas perjudicadas.



Entrevista Presidente de Bruc

Juan Béjar: “Es falso decir que la nuclear ayude a la independencia energética”

El empresario apuesta por las baterías para defenderse de los precios bajos del sector y clama contra la incapacidad de la red para atender toda la demanda

PABLO SEGUÍ OLMEDILLA
MADRID

Por la ventana de un despacho de la energética Bruc entra la luz de una mañana fría y soleada de principios de diciembre en Madrid, condiciones óptimas para que los 2,1 GW de capacidad instalada de sus plantas fotovoltaicas alcancen su nivel máximo de producción. En un día así, la compañía cubre el 10% de los 20 GW que demanda el mercado eléctrico español. Lo afirma su fundador y presidente ejecutivo, Juan Béjar (Madrid, 68 años) en una entrevista que concede con motivo del décimo aniversario de la creación de Bruc. Con una larga trayectoria empresarial a sus espaldas –el desarrollo del negocio de infraestructuras de Ferrovial, la salida a Bolsa de Cintra, la creación del fondo de infraestructuras de Citi o el reflotamiento del grupo FCC–, el directivo no elude los debates abiertos en su sector: rechaza con contundencia la prórroga de la central nuclear de Almaraz, en Extremadura, y muestra su frustración ante la incapacidad del sistema para atender la demanda latente. “Permitiría a este país un empujón salvaje de su actividad económica”, sostiene.

En un escenario en el que no solo España, sino muchos países de su entorno se plantean alargar la vida útil de sus centrales nucleares o incluso construir nuevas, Béjar niega uno de los principales argumentos que esgrimen quienes defienden esta postura: la soberanía energética. “Cuando eres un país que no produce uranio, es falso decir que la nuclear ayude a la independencia energética”. Y mucho menos, añade, “si se lo tienes que comprar a países discutibles, como Rusia”. Además, el empresario lamenta la ausencia de un debate sobre los residuos que genera esta energía y, en términos económicos, no se explica “que se hable de retribuciones extraordinarias a



SANTI BURGOS

la nuclear (el PP propuso en diciembre contratos a precio fijo) cuando la renovable se vende a precios cercanos a cero”.

Hace tiempo que el mercado eléctrico se enfrenta al problema de precios bajos a causa, según Béjar, del excedente de generación de energía, “que llega a triplicar la demanda en el centro del día”, señala. En este contexto, emerge el gran tema que el empresario pone encima de la mesa: la demanda que el sistema no puede atender.

Según las compañías eléctricas, en 2024 se denegaron más de 33 GW en solicitudes de acceso a la red, el 49% de las peticiones. También advirtieron que el 83% de los nudos de conexión están hoy saturados. “Si fuésemos capaces de liberar la demanda, el problema de precio no existiría”, afirma Béjar con rotundidad.

Las implicaciones de que el regulador, en este caso el Gobierno de España, solucionara esta situa-

ción irían más allá, asegura: contribuiría a la creación de empleo y facilitaría la construcción de vivienda, un problema que señala como el “más grande del país”. El Ministerio para la Transición Ecológica anunció en septiembre una inversión de 13.600 millones de euros en las redes de transporte para aumentar su capacidad.

Freno a las inversiones

A juicio del empresario, el desacople entre demanda y generación ha frenado la inversión en renovables. Desde el sector, “la forma que los productores tenemos de defendernos de los precios bajos es almacenar los megavatios generados y liberarlos en las horas en las que los precios son más razonables”. Se refiere a la construcción de baterías, una tecnología por la que Bruc apuesta sin ningún atisbo de duda.

En el segundo semestre de 2026, la compañía espera aumentar en 2,2 GW la capacidad de sus parques

con la instalación de baterías, una solución conocida como hibridación. Este plan se suma a los 0,7 GW en placas solares que se conectarán, anuncia Béjar, en las próximas semanas. Entre instalada y en desarrollo, la compañía suma una cartera de 6,6 GW. En su balance, valora sus activos en 4.000 millones de euros y registra 600 millones en deuda corporativa repartida en una docena de entidades.

Evitar riesgos

La empresa que pilota Béjar se salta la primera de las tres fases de un proyecto fotovoltaico, que consiste en identificar el lugar, comprar los terrenos y obtener los permisos. Una vez completada esa etapa por un tercero, Bruc compra el futuro parque. Este esquema, dice, le evita “el riesgo de desarrollo” y les ha permitido crecer mucho más rápido.

Durante la ejecución de las obras –la segunda fase– la compañía mantiene la relación con el desarrollador al que ha adquirido el proyecto. “El día que le hacemos el último pago es cuando ponemos la planta en marcha”, apunta el ejecutivo. A partir de ahí empieza la tercera y última fase: la explotación, ya íntegramente en manos de Bruc, que conserva también el control de los puntos de acceso, uno de los elementos diferenciales de la empresa, según destaca su presidente. La compañía es un productor independiente que, a diferencia de los integrados, como por ejemplo Endesa o Naturgy, no entra en el negocio de la comercialización de energía.

En 2015, Béjar detectó un sector con similitudes al de las infraestructuras, el que mejor conocía, y en el que, según cuenta, veía margen para crear valor: el de las energías renovables. La andadura de Bruc empezó en Japón. Un sistema de precios de venta fijos convertía al país nipón en

un lugar muy atractivo para invertir en parques fotovoltaicos, recuerda. En 2017, surgió la oportunidad en España con los cambios regulatorios que facilitaron el acceso a la red de transporte. Fue en aquel año cuando se incorporó el inversor Ontario Teachers Pension Plan, un fondo que gestiona pensiones de maestros canadienses y que hoy controla el 50% del capital de la empresa. La otra mitad quedó en manos de USS en 2021, otro fondo de pensiones de profesores, en este caso británicos.

Se trata de inversores con vocación de permanencia, señala Béjar, que operan bajo una estrategia de inversión de por vida y no dependen de ciclos de entrada y salida para generar rentabilidad. “Son los compañeros de viaje perfecto”, remarca el empresario, “me he jugado mi vida patrimonial con ellos. ¿Su respuesta? Espectacular”.

Sin temor a un cambio en el accionariado, la principal preocupación de los gestores de Bruc es continuar su apuesta por las renovables. Esta fuente de energía persigue, según Béjar, tres objetivos: la lucha contra el cambio climático, el abaratamiento del precio y la independencia energética. “Pon el orden que quieras según creas en una cosa o en otra”, comenta.

El empresario considera una mala noticia el envite de la Administración de Donald Trump por los combustibles fósiles, que se explica, según él, por cuestiones económicas: “Estados Unidos en un gran productor de energías fósiles, y entiendo que mantener una parte de la actividad de un sector fundamental para ellos sea una prioridad”. En cambio, valora positivamente el ejemplo contrario de China, que, con su inversión en renovables ha logrado “la mayor reducción de emisiones que ningún país ha conseguido nunca en el periodo de tiempo más corto posible”.

“Si fuésemos capaces de liberar la demanda, el problema de precio no existiría”

Defiende que “los fondos de pensiones son el compañero de viaje perfecto”



La CNMC defiende que su modelo para redes evita subir la tarifa eléctrica en 900 millones

El órgano se muestra seguro de su procedimiento ante una posible batalla judicial

Sergio Guinaldo MADRID.

A última hora del lunes y con un escasísimo margen para hacerlo —tenía que estar antes del 1 de enero—, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aprobó el modelo retributivo para redes eléctricas de cara al próximo periodo 2026 - 2031. Lo hizo desoyendo las constantes peticiones procedentes del sector eléctrico, que alertaban de una posible fuga de inversiones hacia otros mercados y de la incapacidad de atraer nueva demanda si no se les ofrecía un marco regulatorio más atractivo.

Fuentes del organismo que dirige Cani Fernández explicaron en un encuentro con medios las razones que motivaron esta postura. En esencia, el órgano regulador admite haber tenido en cuenta a la hora de confeccionar el nuevo marco la necesidad de invertir en las redes eléctricas del país, para dar así respuesta a nuevas peticiones de demanda. También son conscientes de que, sin un marco rentable, no se producirán dichas inversiones. No obstante, esta expansión no puede, según explicaron estas mismas fuentes, ser insostenible desde el punto de vista de los consumidores.

Según sus cálculos, incrementar la tasa de retribución financiera (TRF) del 5,58% actual al 6,58% aprobado este lunes va a suponer un incremento en la factura de los consumidores de 2.000 millones de euros, que tendrán que amortizarlo en el próximo sexenio. Y a partir de ahí, acercarse a la tasa que reclamaban las compañías eléctricas habría encarecido dicha factura por encima de lo permisible para la CNMC. Si se incrementase hasta el 7% reclamado por las eléctricas habría supuesto, además de los 2.000 millones ya contemplados en el modelo aprobado, un sobrecoste adicional de 900 millones.



Cani Fernández, presidenta de la CNMC. ALBERTO MARTÍN

Asumiendo la rentabilidad que promete este marco para las inversiones en redes, a la CNMC no le preocupa que otros países, como Italia, Reino Unido, Alemania o incluso Portugal, acaparen los recursos financieros que tanto necesita España. Creen que una retribución excesivamente alta podría implicar

más riesgo al no asegurar que acabe llegando la demanda prevista.

En este sentido, las eléctricas amenazaron hace meses con la posibilidad de no invertir hasta 5.000 millones en las redes del país de no darse una retribución competitiva, algo que finalmente ha tenido lugar a su juicio. Desde Aelec, la Asociación

5.000
MILLONES DE EUROS

Coincidiendo con los últimos resultados trimestrales y eventos para inversores, Iberdrola y Endesa enfriaron hace meses hasta 5.000 millones en inversiones para redes si no se adoptaba un marco retributivo atractivo para el país. De los 4.000 millones previstos por Iberdrola hasta 2028, 1.000 se pusieron en duda, mientras que Endesa negó poder replicar su plan anterior, en el que destinó 4.000 millones.

de Empresas de Energía Eléctrica que agrupa a empresas como Iberdrola, Endesa o EDP, han expresado su descontento con la medida, situando a España “en el vagón de cola de seguridad jurídica y atractivo regulatorio de la Unión Europea”. “Se ha aprobado un recorte de los gastos reconocidos del servicio eléctrico sin precedentes. Desde nuestro punto de vista, habría sido positivo que la CNMC valorase también los costes futuros, como ciberseguridad o digitalización, en lugar de centrarse únicamente en la reducción de OPEX del 37% en el periodo, ya que esta medida puede afectar a los proveedores nacionales”, señaló la asociación.

La patronal de las eléctricas también ha opinado sobre el principal argumento de sobrecostes esgrimido por la CNMC para no incluir sus peticiones en las circulares. “Frenar el refuerzo y la expansión de las redes retrasa la electrificación, bloquea nuevas conexiones, ralentiza la actividad económica y acaba trasladando sobrecostes a hogares y empresas”, aseguró.



La CNMC se reafirma en que ha tramitado las circulares eléctricas conforme a la normativa

La patronal del sector, Aelec, arremete contra el nuevo modelo retributivo, que se ha aprobado sin audiencia pública, y pide la apertura de diálogo

CARMEN MONFORTE
MADRID

Tras el revuelo generado por la aprobación el lunes de las polémicas circulares sobre la retribución de las redes de distribución eléctrica en el nuevo periodo regulatorio 2026-2031 para que puedan entrar en vigor el 1 de enero, la CNMC considera que ha actuado según la normativa pese a las objeciones "esenciales" que ha recibido del Consejo de Estado, que le ha acusado de invadir competencias del Gobierno y vulnerar la Ley del Sector Eléctrico, lo que hubiese requerido un nuevo trámite de audiencia y la devolución del texto legal al órgano consultivo, según sostienen las grandes eléctricas.

Además de recordar que los dictámenes del Consejo de Estado, "no son vinculantes" (aunque solo en contadas ocasiones ha sido desoído por el Gobierno), fuentes de la CNMC opinan que dichas objeciones han sido subsanadas en la circular que finalmente se ha aprobado y que se publicará en el BOE en los próximos días. El Consejo de Estado ha hecho dos objeciones sustantivas a la propuesta de circular que establece un nuevo modelo retributivo para las redes de distribución (no así a la referida a la nueva tasa de retribución financiera, o TRF, que las eléctricas consideran insuficiente). Según la primera objeción, la CNMC invade competencias del Ministerio para la Transición Ecológica al poner un límite del 80% a las inversiones que pueden ser retribuidas, lo que conculcaba el artículo 40 de la Ley del Sector Eléctrico. Como la norma establece que el límite actualmente vigente es del 0,13% del PIB anual, fijado por el Gobierno, el 80% era un nuevo tope del regulador que, finalmente, la CNMC ha eliminado, fijándolo en el 100%.

La segunda objeción alude a la vinculación de la retribución con la demanda. El Consejo de Estado considera que no se puede ligar una parte de la retribución de los distribuidores a la creación de nueva demanda, ya que no existe fundamento legal para ello y la CNMC no tiene competencias. Para subsanar



Cani Fernández, presidenta de la CNMC. ANDREA COMAS

este punto, el organismo que preside Cani Fernández, lo ha mantenido condicionado a que el ministerio apruebe el real decreto ley que prometió lanzar la próxima primavera. Es el llamado esquema de sostenibilidad que incorpora a la retribución un elemento de riesgo de demanda, que la CNMC mantiene tal cual para el caso de que entre en vigor la citada norma que incentivaría las inversiones más allá del 0,13% del PIB. En el regulador aclararon que no se trata de incentivar la inversión según la demanda, sino según la potencia, esto es, según los nuevos contratos que se firmen, no el consumo. La CNMC indicó que

El organismo cree que las objeciones del Consejo de Estado han sido subsanadas

Aelec avisa de que esta fórmula frena la electrificación y la inversión en redes

no se ha añadido "ninguna nueva opción regulatoria", lo que hubiese obligado a otro trámite de audiencia y la devolución del texto al Consejo de Estado, lo que habría derivado, por falta de tiempo, en la prórroga del actual modelo retributivo, sin riesgo. En todo caso, este sistema regirá en el primer semiperíodo regulatorio de tres años.

Respecto a las orientaciones de política energética del Ministerio de Transición, la CNMC considera que ha ido más allá de las recomendaciones. Solo se publicó una orden ministerial con orientaciones hace más de un año referida a la circular de la TRF, pero el departamento que dirige Sara Aagesen no convocó la llamada Comisión de Cooperación, lo que hubiese servido de mediación entre el regulador y las eléctricas. Aunque estas presentaron alegaciones a las dos circulares, no han mantenido ninguna reunión con el consejo de la CNMC, lo que sí ha ocurrido con las circulares del gas, cuyo trámite comienza en breve, y para lo que la Comisión se ha visto ya con los ejecutivos de las empresas afectadas. La CNMC defendió sus circula-

res alegando la defensa de los consumidores y que evitará "incentivos perversos". Considera que es sostenible económicamente y un marco flexible que fomenta el uso de la red actual y las nuevas conexiones. Respecto al trámite, reiteró que ha sido muy garantista. Además de las de las redes de distribución, también ha aprobado las de transporte en alta tensión que gestiona Red Eléctrica, y que no han resultado polémicas. El Consejo de Estado recomendó que las dos circulares en trámite (una sobre la retribución del transporte y otra sobre los valores unitarios) se unificaran en una sola, la que finalmente se ha hecho.

En la CNMC no aprecian un riesgo alto de que, ante una posible demanda en los tribunales por parte de las afectadas, vayan a perder. Según fuentes jurídicas del organismo, "nunca hemos perdido ningún recurso en la Audiencia Nacional sobre las circulares sectoriales del actual periodo regulatorio". Tampoco se había dado la actual situación, únicamente con el recorte de la retribución del gas, propuesto en 2019, que se resolvió con el arbitraje del ministerio.

Por su parte las grandes distribuidoras eléctricas (Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP) opinan que se ha producido un grave defecto de forma al no volverse a tramitar una nueva circular tras las objeciones esenciales del Consejo de Estado, lo que niega la Comisión, pues, en su opinión, "al no haberse introducido parámetros nuevos ni ejercitado la discrecionalidad no era necesario la audiencia de las empresas". Sin embargo, fuentes del sector puntualizan que la audiencia no va dirigida solo a las empresas, sino a otros afectados, como los consumidores. Y no se han tenido en cuenta.

Críticas de la patronal

Tras la aprobación definitiva de las circulares, la asociación sectorial Aelec lamentó ayer que se haya modificado el modelo sin nueva audiencia pública y que "en este proceso no se hayan tenido en cuenta las principales alegaciones del sector ni del Consejo de Estado", señaló en una nota de prensa.

Para Aelec el nuevo modelo se ha aprobado "sin debate alguno, sin la creación de grupos de trabajo, sin análisis de consecuencias y sin unanimidad en la CNMC", en alusión a los votos particulares emitidos por tres consejeros. En este sentido, la asociación se ofrece "de manera proactiva para colaborar y reconstruir un diálogo sectorial sólido y constructivo". Respecto a la nueva TRF, que será del 6,58% a partir de enero, frente a la actual del 5,58%, "habría sido positivo que la CNMC valorase también los costes futuros, como ciberseguridad o digitalización, en lugar de centrarse únicamente en la reducción de OPEX del 37% en el periodo, ya que esta medida puede afectar a los proveedores nacionales", subraya.

El resultado, según Aelec, es "que España se coloca a la cola de Europa, que está reforzando sus marcos regulatorios para atraer capital" y frenará la electrificación, la inversión en redes, retrasará las conexiones y se acabarán trasladando sobrecostes a hogares y empresas.



La CNMC ve un ahorro de 900 millones con la regulación eléctrica aprobada

El sector alerta de su inseguridad jurídica y de que deja a España a la cola de Europa

PILAR BLÁZQUEZ
Madrid

Tras meses de presiones del sector eléctrico, la Comisión Nacional de Mercados y la Competencia (CNMC) ha enviado al *Boletín Oficial del Estado* (BOE) para su publicación antes del 31 de diciembre la regulación que marcará, entre otras cosas, la remuneración en redes eléctricas durante los próximos seis años. El equipo capitaneado por Cani Fernández sostiene que su propuesta ahorra 900 millones de euros a los consumidores respecto a la propuesta de la eléctrica.

Competencia ha plasmado en el texto final una remuneración (TRF, según la jerga del sector) del 6,58% para esas inversiones y ha hecho caso omiso a subirla al 7% como le reclamaban las eléctricas para construir las infraestructuras que necesita el país para dar cabida a toda la nueva energía renovable que está por llegar. La decisión del regulador ya implica un impacto en la factura de los consumidores para el próximo sexenio de 2.000 millones de euros. Aunque es una cantidad abultada, la cifra es 900 millones inferior a lo demandado por las empresas, esgrime la CNMC.

Fuentes de Competencia han explicado que su decisión está sustentada en un esfuerzo por balancear la inversión necesaria en construir nuevas redes capaces de dar cabida al nuevo volumen de inversión renovable que necesita el país y al tiempo atenuar el impacto de ese coste en la factura de la luz de los consumidores. La remuneración de las inversiones en redes es un coste que recae directamente en la parte regulada del recibo de la luz.

La reacción de las eléctricas no ha tardado en llegar. "España se



Torre de alta tensión con Madrid de fondo

DANI DUCH

Solo un 12% de proyectos validados

■ En el 2025 se han solicitado en torno a 40 gigavatios (GW) de acceso y conexión, de los cuales solo un 12% (4,5 GW) fueron concedidos, el 66% (25 GW) no pudieron ser atendidos, mientras que el 22% restante (8,5 GW) continúa en tramitación, según los datos facilitados ayer por la patronal del sector eléctrico Aelec, de la que forman parte Iberdrola, Endesa y EDP España. Esto se debe a

que, como han mostrado los mapas de capacidad de conexiones publicados desde septiembre, los actuales nodos están saturados. Una saturación que las eléctricas piden resolver con más infraestructura. En cambio, la CNMC y algunos expertos de sector eléctrico consideran que una regulación más eficiente y la digitalización de la actual red podría aliviar por sí sola esa congestión.

queda a la cola de la competencia por el capital para invertir en redes: la TRF propuesta es insuficiente y nos aleja de los estándares europeos, justo cuando otros países refuerzan sus marcos para atraer capital", aseguró ayer Aelec, la patronal de las grandes eléctricas.

No cejan en su empeño de reivindicar que ni la tasa de remuneración establecida ni la metodología que finalmente verá la luz en el BOE son suficientes para abordar las inversiones necesarias. Estas empresas siempre han defendido que una mayor tasa no es sinónimo de mayores costes para los usuarios, porque aseguran que más redes atraen más demanda. Es decir,

habría más usuarios para repartirse el pago de esos 900 millones de más, defiende el sector.

La CNMC, en cambio, ha apostado por el escenario más conservador y ha preferido no confiar en el crecimiento de la demanda que estipula el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, teniendo en cuenta que el 2025 va a terminar sin recuperar la demanda eléctrica previa a la crisis del coronavirus.

Fuentes del sector llevan semanas apuntando a que esta contienda puede acabar en los tribunales.

Ayer, fuentes de la CNMC trasladaron que están más que preparados para ello. "Esta legislación está muy bien armada. Se han atendido correctamente todas las observaciones que ha trasladado el Consejo de Estado", aseguran. Al tiempo, recuerdan que han ga-

El cisma se instala dentro del regulador con el pleno de la CNMC totalmente dividido

nado en los tribunales todas las causas sobre la anterior regulación a los que les abocaron las eléctricas. "Creemos que un diálogo más amplio y colaborativo podría ayudar a buscar soluciones consensuadas", planteó ayer la patronal Aelec.

Pero esta tensión va más allá de un enfrentamiento entre el regulador y las empresas eléctricas. Ha supuesto un cisma histórico en el regulador de competencia. La votación en el pleno de la CNMC del texto que incluye los cambios derivados del informe del Consejo de Estado se saldó con una ajustada votación de cinco consejeros, incluida la presidenta, a favor; tres en contra y una abstención y la ausencia de otro consejero por enfermedad.

Fuentes conocedoras de lo ocurrido aseguran que fue el consejero vasco, Enrique Monasterio, quien decantó la balanza una vez que Rafael Iturriaga estuvo ausente por enfermedad. Aseguran que tras los cambios técnicos apenas se concedió a los consejeros 24 horas para analizar el texto.●



Las eléctricas irán a los tribunales contra la CNMC por los peajes

900 MILLONES DE EUROS/ Iberdrola, Endesa y EDP preparan una batalla multimillonaria por los pagos que reciben de su red.

Miguel Á. Patiño. Madrid

Incrementar la tasa de retribución financiera (TRF) de las redes eléctricas del 6,58% que ha aprobado la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) al 7% –como reclamaban Iberdrola, Endesa y EDP– tendría un coste adicional para los consumidores de 900 millones de euros en el periodo 2026-2031.

Así lo explicaron ayer fuentes de la CNMC, que el lunes aprobó la nueva normativa (circulares) que fija esos peajes para los próximos seis años. El frente de los peajes ha sido una de las batallas más intensas del sector en los últimos meses, porque las eléctricas no han cesado en su intento de subirlos más allá de lo que propone la CNMC en sus circulares.

Los técnicos de este organismo sacan pecho y defienden el rigor jurídico de las circulares emitidas y su robustez legal. En el sector se da por hecho, ahora, una judicialización del asunto. Las eléctricas, de momento, estudian por qué vía acudir a los tribunales.

Las circulares ya han sido remitidas al Boletín Oficial del Estado (BOE), que deberá publicarlas en los próximos días, antes del próximo 31 de diciembre. De lo contrario, se prorrogaría automáticamente el modelo retributivo de los seis años anteriores sin posibilidad de cambios.

Según fuentes de la CNMC, el procedimiento de elaboración de la propuesta de peajes ha sido “garantista y participativo”, con siete consultas públicas previas, cinco trámites de audiencia pública y “numerosas reuniones” con los agentes del sector.

Consejo de Estado

En los meses que ha durado el procedimiento, ha habido todo tipo de fricciones. Una de ellas, la supuesta oposición del Consejo de Estado a las

La CNMC saca pecho tras hacer frente a las eléctricas en la batalla de los peajes de las redes de luz



Cani Fernández es la presidenta de la CNMC.

Ruptura patronal por el peaje de luz

Miguel Á. Patiño. Madrid

La Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (Aege) ha solicitado desvincularse de la Alianza España Verde y Conectada. Aege, en la que hay grupos como Acerinox, Air Liquide, Alcoa, ArcelorMittal, Erccros, Sidenor, Tubos Reunidos o Vidrala, justifica esta decisión por el reciente comunicado de la Alianza, bajo el titular *La industria reclama a la*

CNMC que escuche al Consejo de Estado y promueva el modelo de retribución de redes actual, exigiendo así peajes más altos por la red de luz.

La Alianza fue promovida por varias patronales, como Aeléc, que engloba a Iberdrola, Endesa y EDP. Ayer, Aeléc volvió a arremeter contra la CNMC, diciendo que su propuesta de peajes sitúa a España en el “vagón de cola” de la UE en seguridad jurídica.

propuestas, que ha sido aireada por las eléctricas.

La CNMC, en cambio, le resta importancia ya que la propuesta se ajustó a algunos de los puntos que indicaba ese órgano consultivo.

Periodo muy largo

Finalmente, la CNMC dio por bueno ese 6,58% para los próximos seis años, uno de los periodos más largos de los países de la Unión Europea. En su opinión, el horizonte tem-

poral de la tasa aporta certidumbre regulatoria, facilita la planificación de las inversiones y reduce la volatilidad.

Desde hace meses, las compañías eléctricas defendían una tasa de peajes superior al 7%, avisando incluso del riesgo de que España resultase menos atractiva que otros países del entorno, como Portugal, si no se revisaba la tasa al alza.

Centros de datos: una visión estratégica digital y energética

Luis Atienza /
Nemesio Fernández-Cuesta

La inteligencia artificial (IA), especialmente en su vertiente de modelos de gran tamaño (*Large Language Models*, modelos generativos...) exige una infraestructura de computación masiva: gran potencia de cálculo, almacenamiento de datos, redes digitales de alta velocidad, latencias bajas y conectividad global. En ese ecosistema, los centros de datos ya no son sólo salas de servidores, sino núcleos críticos de almacenamiento y computación que alimentan el aprendizaje automático, el entrenamiento de modelos y el desarrollo de aplicaciones que van a transformar sectores enteros.

Desde el punto de vista energético, estos centros de datos son grandes consumidores de electricidad, entre 1,05 y 1,30 MWh de consumo eléctrico, variable con la época del año en función de las necesidades de refrigeración, por cada MWh de computación, durante las 8.760 horas del año.

Nuestro país cuenta con una posición privilegiada para convertirse en un relevante *hub* digital europeo: recursos renovables abundantes, que permiten un suministro eléctrico descarbonizado y competitivo, y una posición geográfica estratégica en el flujo de datos entre Europa, América y África. Los centros de datos constituyen una infraestructura crítica para el futuro de nuestras sociedades, por lo que su ubicación en España nos proporciona más autonomía y seguridad en un mundo geopolítico convulso.

No obstante, en torno a los centros de datos se suscitan tres debates fundamentales: cuánto valor añadido generan donde se ubican, qué implicaciones tienen para el sistema eléc-

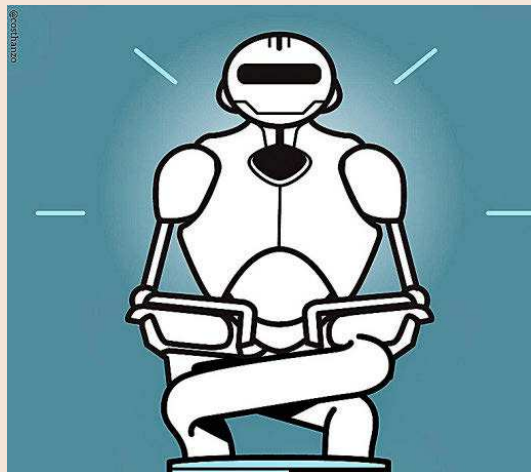
trico, y cuál es el impacto para los sistemas hídricos del eventual consumo de agua de sus sistemas de refrigeración. Vayamos por partes.

Si un centro de datos se instala como una infraestructura pasiva, sin integración en un ecosistema digital, el valor añadido puede ser limitado. Se concentraría en el proceso de construcción y las limitadas actividades de operación, mantenimiento y seguridad de las instalaciones, con niveles de empleo reducidos (aproximadamente tres empleados directos por cada MW del centro de datos, además de los indirectos), algunos de elevada cualificación y otros de cualificación media-baja. Aun así, no sería despreciable: conservarían su valor como infraestructura crítica que permite, además, la retención de datos estratégicos en suelo europeo, y aportarían un valor añadido en la exportación de servicios de computación superior al de la mera exportación de electricidad, de facto supliendo las buenas conexiones de datos mediante cables submarinos

la limitada interconexión eléctrica como vector exportador de una generación eléctrica renovable muy competitiva.

Estrategia integral

Pero el valor añadido de esos centros, y por tanto su contribución al desarrollo y bienestar en España, desarrollaría todo su potencial si estuvieran integrados y como habilitadores de una estrategia que los vincule a clústeres de IA que trabajen en el entrenamiento de modelos y aplicaciones avanzadas, *startups*, universidades y empresas de servicios digitales en la nube. Un amplio consenso político y social en esta materia sería bienvenido.



El segundo debate en torno a los centros de datos se produce alrededor de su voracidad energética. Es cierto que su consumo eléctrico en base, todas las horas del año, y su poca adaptabilidad a la variabilidad de la generación renovable, implica una complejidad añadida para el sistema eléctrico español. Nuestro potencial renovable va a hacer más competitivos, y por tanto a favorecerlos en mayor medida, los consumos en las horas de mayor sol y viento, y los que puedan aportar flexibilidad. Y es lógico que así sea. Pero el abaratamiento de los sistemas de almacenamiento con baterías va a permitir que el coste medio de nuestra energía eléctrica en carga base sea en el

España tiene la oportunidad de conseguir una posición relevante en la economía digital

futuro también el más competitivo de Europa, y eso nos hace atractivos para los centros de datos.

Es difícil estimar cuál es el volumen que pueden llegar a alcanzar los centros de datos en España en los próximos años. Si llegáramos en 2030 a los 3 GW de capacidad de computación, es decir unos 3,5 GW de potencia eléctrica demandada, su consumo anual de electricidad estaría en torno a los 30 TWh, lo que representa un incremento del 12% respecto del consumo total actual en España. Es una cifra asumible, que ayudaría a mantener el ritmo de desarrollo renovable, ahora frenándose por falta de demanda, impulsaría la inversión en almacenamiento y di-

luiría entre un consumo mayor los elevados costes fijos de generación, almacenamiento y redes de un sistema eléctrico masivamente renovable, abaratando así el coste medio.

El acceso a la red eléctrica se está revelando como una de las más relevantes barreras para el desarrollo de los proyectos de centros de datos, que se une a los retos que afronta una infraestructura tecnológicamente compleja, muy intensiva en capital (un GW de capacidad de computación supone una inversión entre 10 y 15 veces superior a la de un GW de capacidad renovable), que está además sometida a la incertidumbre sobre el mantenimiento de las elevadas expectativas de crecimiento de la demanda de computación vinculada a la inteligencia artificial, y a la lentitud de los procesos de autorización administrativa.

Cuello de botella

El problema del acceso a la red no es sólo de los centros de datos. Se está convirtiendo en cuello de botella para el desarrollo de la electrificación del calor, la movilidad o la industria, y para el aprovechamiento de la ventaja competitiva de nuestros costes de suministro eléctrico. De la congestión de los accesos a las redes eléctricas son víctimas nuevos desarrollos urbanísticos, ampliación de polígonos industriales, proyectos de electrificación de procesos industriales, ampliaciones de industrias existentes, captación de nuevas industrias intensivas en energía con elevada capacidad de arrastre eco-

nómico, y por supuesto también los centros de datos.

Para resolver esta congestión es necesario avanzar simultáneamente en múltiples frentes: depurar las solicitudes de acceso a la red de proyectos especulativos inmaduros, inviables o sin contenido, aprovechar todo el potencial de la capacidad de las redes existentes, agilizar las tramitaciones de los proyectos, acelerar las inversiones en la red con carácter anticipatorio y/o con una respuesta muy rápida y flexible a las demandas sobrevenidas, e impulsar concursos ágiles para el acceso a nudos de la red congestionados.

El tercer debate sobre los centros de datos se produce alrededor del consumo "masivo" de agua de sus sistemas de refrigeración. La realidad es mucho más modesta. Por un lado, hay sistemas avanzados de refrigeración en circuito cerrado, que funcionan como hilos radiantes con agua u otros líquidos, enfriados mediante bombas de calor, que no tienen pérdidas. Por otro, los sistemas de refrigeración con pulverización de agua tienen unos consumos que son globalmente reducidos, y que sólo pudieran requerir evaluación sobre su impacto en localizaciones muy concretas con elevado estrés hídrico. Como referencia, el consumo de un centro de datos de 60 MW con sistema de refrigeración por pulverización de agua equivale al de un campo de golf medio en España, o al de menos de 40 hectáreas de maíz. Como dato, en España hay más de 400 campos de golf, y 380.000 hectáreas de maíz.

España, que tiene condiciones para convertirse en un electroestado, un país que aprovecha su privilegiada posición en recurso renovable para traducirla en competitividad, reindustrialización, progreso y posición geopolítica, tiene la oportunidad adicional de traducir esa ventaja en posición relevante en la economía digital, reforzando así, además, su posición geopolítica. Ello requiere una estrategia de desarrollo de la inteligencia artificial en la que se integren los centros de datos. Los retos que ello implica para el sistema eléctrico son gestionables, y pueden ser palanca de impulso a la transición energética: desarrollo de renovables y almacenamiento, dilución de costes fijos y abaratamiento del coste medio. Los retos para los sistemas hídricos, cuando existen, son modestos y de carácter muy localizado.



Nantek invertirá 65 millones en una planta en Córdoba

La compañía prevé inaugurar estas instalaciones en 2027

Aida M. Pereda BILBAO.

Nantek, especializada en la transformación de residuos plásticos en biocombustibles, construirá una planta industrial en Córdoba en la que procesará las miles de toneladas de plásticos que llegan anualmente al Complejo Medioambiental de la ciudad andaluza, con el objetivo de darles una segunda vida y valorizarlas económicamente, transformándolas en materias primas. La compañía vasca invertirá 65 millones para materializar su contrato con Sadeco, la empresa municipal de saneamientos de Córdoba, que, con la entrada en

54.000

TONELADAS ANUALES

Será la capacidad de procesamiento con la que contará la planta cordobesa

funcionamiento de estas instalaciones, prevista para 2027, se convertirá en una de las primeras ciudades europeas en alcanzar el hito medioambiental 'Vertido Cero Plásticos'.

Nantek, que cuenta actualmente con unas instalaciones de este tipo en el Puerto de Bilbao, estima que con el funcionamiento de su planta cordobesa generará 150 nuevos puestos de trabajo a nivel local. Con capacidad para procesar 54.000 toneladas de residuos plásticos al año, supondrá "un importante ahorro medioambiental, tanto en emisiones de CO2, como en el descenso del tamaño de los vertederos, reduciendo la contaminación de los suelos", advierten.



Naturgy suma siete nuevos proyectos de baterías en España

Las nuevas instalaciones elevan a 16 el número de desarrollos en España

elEconomista.es MADRID.

Naturgy amplía su cartera de almacenamiento energético en España con siete nuevos proyectos de baterías y refuerza su posicionamiento como uno de los principales impulsores de esta tecnología en el sistema eléctrico nacional. La incor-

poración de estas nuevas instalaciones eleva a 16 el número total de proyectos de almacenamiento con baterías del grupo en el país, algunos de los cuales ya se encuentran en fase de construcción y comenzarán a operar en los primeros meses de 2026.

Los siete proyectos han sido seleccionados en la primera convocatoria de ayudas a proyectos innovadores de almacenamiento energético, cofinanciada con fondos FEDER 2021-2027, según la propuesta

de resolución definitiva publicada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). En conjunto, recibirán 39 millones de euros de financiación pública y aportarán una potencia adicional de 100 megavatios (MW) y una capacidad de almacenamiento de 359 megavatios-hora (MWh).

Las nuevas instalaciones se distribuirán por Canarias, Castilla y León, Castilla-La Mancha, Galicia y la Región de Murcia.

Seis de los proyectos correspon-

den a la hibridación de activos renovables existentes de la compañía, mientras que el séptimo es una batería stand alone conectada directamente a la red, ubicada en Vigo.

De forma paralela, Naturgy ha iniciado recientemente la construcción de sus primeros proyectos de almacenamiento con baterías en España, que hibridarán los parques fotovoltaicos de Tabernas I y II, en Almería; Carpio del Tajo, en Toledo; La Nava, en Ciudad Real; y El Escobar y Piletas, en la provincia de

Las Palmas. Todas estas instalaciones tienen prevista su entrada en operación a lo largo de 2026.

Con la suma de los siete nuevos proyectos adjudicados, la cartera de almacenamiento con ayudas de Naturgy alcanza ya las 16 instalaciones entre desarrollo y construcción, con una potencia total de 260 MW y una capacidad de almacenamiento de 689 MWh. La inversión global asociada a este conjunto de proyectos se sitúa en torno a los 140 millones de euros.



El Banco de España eleva al 2,9% su previsión de crecimiento del PIB

PROYECCIONES MACROECONÓMICAS/ El supervisor mejora en tres décimas su anterior pronóstico para 2025 y también eleva sus previsiones alcistas hasta el 2,2% en 2026 y el 1,9% en 2027.

Diego S. Adelantado, Madrid

El Banco de España presentó ayer su informe de proyecciones macroeconómicas, el último del año, en el que mejora en tres décimas su anterior previsión de crecimiento del PIB para 2025, que pasa del 2,6% proyectado en septiembre al 2,9% en diciembre.

La previsión se sitúa en la línea de las realizadas por diferentes instituciones internacionales, que en los últimos meses han venido mejorando las perspectivas de crecimiento para la economía española este año, después de demostrar esta una buena resistencia a la guerra comercial y un fuerte impulso del consumo privado.

El supervisor atribuye esta revisión alcista a la reducción de la incertidumbre comercial tras los acuerdos arancelarios. Este hecho, sumado a la buena marcha del empleo, la demanda interna y la confianza, sugiere un avance del PIB de hasta el 0,7% en el cuarto trimestre del año, "si bien la incertidumbre respecto a esta estimación se mantiene elevada".

Durante la presentación, a cargo del nuevo director general de Economía del Banco de España, David López Salido, se destacó el crecimiento de la financiación del crecimiento de los hogares, "apoyada en el avance del crédito al consumo", mientras que la financiación empresarial se recuperó levemente de la desaceleración experimentada desde julio. Todo ello configura un entorno de crecimiento del PIB para los próximos años más optimista que el proyectado hace tres meses, aunque se advierte de la "desaceleración gradual hacia tasas más próximas al crecimiento potencial de la economía española": hasta el 2,9% para este año; hasta el 2,2% en 2026, cuatro décimas por encima de las previsiones de septiembre; y un 1,9% para 2027, dos décimas más que entonces.

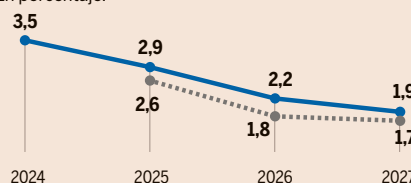
Para el periodo 2025-2027, el supervisor apunta a que la expansión del PIB "descansaría en la demanda interna, si bien su ritmo de avance se espera que se desacelere" debido a la progresiva reducción de la tasa de ahorro de los hogares, que aún se mantiene en

EL BANCO DE ESPAÑA MEJORA SUS PROYECCIONES

..... Proyecciones que el Banco de España hizo en septiembre.

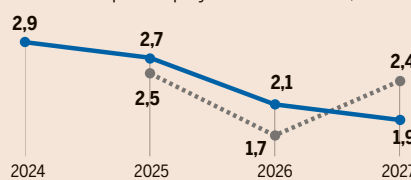
> Evolución del PIB proyectada para 2025-27

En porcentaje.



> Inflación

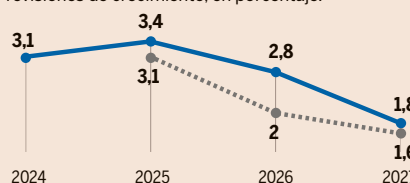
Incremento de precios proyectado hasta 2027, en %.



Expansión

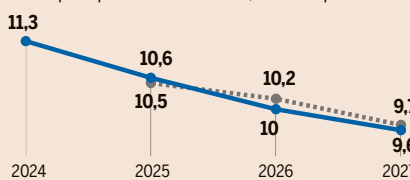
> Consumo privado

Previsiones de crecimiento, en porcentaje.



> Empleo

Tasa de paro prevista hasta 2027, en % de población activa.



Fuente: Banco de España

Vivienda, salarios y empleo: los principales riesgos

Respecto a los riesgos que ponen en peligro la consecución de las buenas perspectivas económicas actualizadas ayer por el Banco de España, el supervisor menciona la crisis de oferta en el mercado residencial que ha elevado los precios hasta superar máximos históricos durante el presente ejercicio.

Sin embargo, potenciar el dinamismo del mercado inmobiliario y la construcción mediante "mayor inversión en vivienda supondría un

aumento gradual de los visados, y también un aumento gradual del PIB acorde con el calendario de ejecución de las inversiones", explicó durante la presentación de las proyecciones el director general de Economía del Banco de España, David López Salido. Por tanto, la situación del mercado residencial se posiciona para el supervisor como uno de los principales riesgos para la economía, pero también como una de sus más relevantes oportunidades de crecimiento para los

próximos años. Sobre las cuentas de las administraciones públicas, el Banco de España revisa al alza el déficit previsto hace tres meses, algo que desde la institución atribuyen "a los aumentos pactados recientemente en las retribuciones salariales del sector público", del 11% para el periodo de 2025 a 2028 tras una intensa negociación entre el Gobierno y los sindicatos de los funcionarios. El supervisor también ajusta su proyección de la tasa de paro, que cerraría el año una

décima por encima de lo previsto en septiembre, en el 10,6% de la población activa. No obstante, y según las mismas previsiones, la tasa de desempleo bajaría al 10% el año que viene y saldría del doble dígito en 2027, cuando terminaría el año en un 9,6%. Por último, en el orden internacional, el Banco de España identifica las tensiones geopolíticas en frentes como Oriente Medio y Ucrania; o nuevas sacudidas de la guerra comercial como principales amenazas al crecimiento.

un nivel positivo tras la pandemia.

Una de las causas de la revisión alcista de las proyecciones del Banco de España es la resistencia mostrada por las exportaciones en un contexto global de guerra arancelaria. "Estos cambios", apuntan desde la institución que dirige José Luis Escrivá, "se trasladan a un mayor crecimiento proyectado de los mercados de exportación en 2026, hasta el 2,2% -tres décimas más de lo previsto hace tres meses-.

En 2027, el ritmo de crecimiento repuntaría hasta el 2,8%, la misma tasa que la proyectada en septiembre".

No obstante, López Salido puso de relieve el retroceso de las exportaciones de bienes registrado en el tercer trimestre, "algo que contrasta con las exportaciones de servicios no turísticos, que han mostrado mucho mayor dinamismo" y son el verdadero motor de la resistencia de las ventas exteriores. Por ello, el Banco de España revisa en tres décimas a la baja su predicción de

La inflación crecerá por encima de lo esperado en septiembre por el tirón del consumo

exportación de bienes y servicios para 2026, cuando crecerían un 2%; y mantiene lo proyectado para 2027, cuando las ventas exteriores crecerían un 2,8%.

Inflación al alza

Respecto a la inflación, el Banco de España proyecta un crecimiento de los precios del 2,7% este año, dos décimas más de lo apuntado en septiembre.

Las revisiones respecto a dicho mes se completarían con un alza del 2,1% en 2026, cuatro décimas más; y una caída de medio punto para 2027, cuando los precios subi-

rían un 1,9%, según su escenario más probable. La inflación subyacente (sin energía ni alimentos), por su parte, cerraría el año en el 2,6%, mientras que los precios se elevarían un 2,5% en 2026 y un 2,1% en 2027.

Para López Salido, la revisión al alza de las previsiones de inflación responde a una cuestión lógica, "el crecimiento de la economía", mejor de lo esperado según sus proyecciones -aunque no incluyen los 60.000 millones de crédito europeo rechazados por el Gobierno hace unas semanas-, y que este se soporte en el consumo.



Planta de fabricación de vehículos de Stellantis en Figueruelas (Zaragoza). ALBERT GARCIA

El Banco de España eleva la previsión del PIB para 2026 al 2,2%

La entidad sube nueve décimas el pronóstico de crecimiento de la economía hasta 2027

ÁLVARO SÁNCHEZ
Madrid

Es la última entidad en hacerlo público, con el año prácticamente en tiempo de descuento, pero la mejora de las previsiones del Banco de España estaba cantada después de la oleada de optimismo desplegado por parte de todo tipo de organismos, nacionales e internacionales, en sus predicciones sobre la marcha de la economía española. Los números también se mueven en torno al consenso: el supervisor calcula que el PIB subirá un 2,9% este 2025, la misma cifra que maneja el Gobierno, y tres décimas más que en su anterior augurio de septiembre.

No se queda ahí la cosa. El efecto arrastre de esa mayor aceleración se traslada, en forma de inercia positiva, a los ejercicios venideros, y le empuja a aumentar al 2,2% el crecimiento de 2026 (cuatro décimas más de lo proyectado tres meses atrás), y al 1,9% en 2027 (dos décimas adicionales). Ese año, si se cumple el escenario central descrito por la institución que preside José Luis Escrivá, España bajaría por fin de manera sostenida de la barrera del 10% de parados, algo que no sucede desde 2008.

En su informe, de 61 páginas, el Banco de España argumenta que la revisión obedece a varios factores. Por un lado, los buenos datos de crecimiento del segundo trimestre (siete décimas), y

del tercero (seis décimas), otorgan mayor visibilidad sobre cómo va a cerrar el año, eliminando algunas incertidumbres que planeaban sobre la actividad, especialmente las comerciales. Y la corrección al alza del crecimiento de 2024 por parte del Instituto Nacional de Estadística, que lo elevó en tres décimas el pasado septiembre, cambia el punto de partida automáticamente, situándolo en un nivel superior.

Por otro, percibe fortaleza en el comportamiento de la demanda interna, de la mano de un consumo privado "que ha superado las expectativas", sobre todo el de bienes duraderos (muebles, automóviles, electrodomésticos o maquinaria, entre otros), y concede una valoración más favorable al sector exterior, "sustentada en el significativo dinamismo de

las exportaciones de servicios no turísticos". Es decir, de sectores como las finanzas, la construcción, el comercio, las telecomunicaciones, la informática y los transportes.

A falta de conocer la estadística de PIB del cuarto trimestre, nada hace indicar que la velocidad de crucero esté aflojando. "Los indicadores coyunturales más recientes sugieren que la economía española mantendrá un ritmo de crecimiento robusto, con una tasa estimada de entre el 0,6% y el 0,7%", afirma el documento. Ello implicaría un avance de la actividad que duplicaría el de los socios del euro.

El consumo privado será el componente que más aporte al crecimiento de la economía española en estos poco más de dos años que abarca el ejercicio de

proyección del Banco de España, gracias a la llegada de inmigrantes y a la renta disponible de los hogares, que se apoya en la creación de empleo y en los aumentos salariales.

Su progresiva ralentización, sin embargo, será también la de la economía española, que todavía se moverá en baremos superiores a los de su entorno. "De cara a los próximos años, el escenario central contempla una desaceleración gradual de los ritmos de avance del PIB hacia tasas más próximas al crecimiento potencial de la economía española, estimado en el entorno del 2%", sostiene el Banco de España. La tasa de ahorro, que se mueve en niveles inusualmente altos, también se reduciría en los próximos años, pero se mantendría por encima de su promedio histórico.

La inversión será, junto al consumo privado, la otra pata que sostendrá el crecimiento, merced al uso de los fondos europeos —que terminan en 2026—, unos tipos de interés que permiten a hogares y empresas financiarse a unas tasas relativamente bajas, y al dinamismo de la construcción.

Ello contrasta con la evolución del consumo público, que se mantendrá constante. Y con la contribución neta negativa de la demanda exterior en 2025 y 2026, que no pasará a ser ligeramente positiva hasta 2027. "Se contempla una gradual desaceleración de las llegadas de turistas internacionales y de las exportaciones de servicios no turísticos [...]. La expectativa es que estas partidas normalicen sus tasas de variación tras el auge registrado desde la pandemia", advierte el texto.

Las exportaciones de bienes experimentarían un crecimiento débil en 2025 y se recuperarían después, lastradas por los malos datos del automóvil y el gas en sus envíos a los socios del euro, compensada solo parcialmente por la mejora del ámbito farmacéutico.

Datos agri dulces en el INE

Las previsiones de un sólido crecimiento para España en 2025 se están viendo confirmadas dato tras dato. Ayer, el INE ratificó que la actividad creció un 0,6% en el tercer trimestre, con lo que son ya nueve los trimestres consecutivos en los que el PIB avanza a ese ritmo o superior. La cifra, sin embargo, viene acompañada de un toque agri dulce: una revisión de una décima a la baja del crecimiento del segundo trimestre, del 0,7%.

A falta de conocerse la estadística de cierre de año, y pese a este cambio desfavorable, el Gobierno da por hecho que el suelo del crecimiento para el

conjunto de 2025 está en el 2,9%, como previó en el cuadro macroeconómico presentado en noviembre, pero no descarta una mejora más pronunciada. Entidades como el Consejo de Economistas o la Airef redondean esa cifra al 3%.

Raymond Torres, director de Coyuntura de Funcas, recuerda que la revisión a la baja en el segundo trimestre "reduce el efecto arrastre para el año que viene". Y señala que el sector exterior se comportó peor de lo esperado, seguramente por el adelanto de las exportaciones previo al inicio de la guerra arancelaria.



La economía mantiene el pulso, pero a menor ritmo

En % de variación. Volumen encadenado



El INE confirma que el PIB creció un 0,6% en el tercer trimestre

La actividad modera su ritmo, pero continúa por encima de las principales economías

Á. S. MADRID

Las previsiones de un sólido crecimiento para España en 2025 se están viendo confirmadas dato tras dato. Ayer, el Instituto Nacional de Estadística (INE) ratificó que la actividad creció un 0,6% en el tercer trimestre, con lo que son ya nueve los trimestres consecutivos en los que el PIB avanza a ese ritmo o superior. La cifra, sin embargo, viene acompañada de un toque agridulce: el INE ha revisado una décima a la baja el crecimiento del segundo trimestre, que finalmente fue del 0,7%.

A falta de conocerse la estadística de cierre de año, y pese a este cambio desfavorable, el Gobierno da por hecho, con la información ya disponible, que el suelo del crecimiento para el conjunto de 2025 está en el 2,9%, como previó en el cuadro macroeconómico presentado en noviembre, pero no descarta una mejora más pronunciada. Entidades como el Consejo de Economistas o la Airef redondean esa cifra al 3%.

Si bien el dato coincide con el adelantado por el INE, Raymond Torres, director de Coyuntura de Funcas, ve dos diferencias esenciales: la citada revisión a la baja del crecimiento del segundo trimestre, que “reduce el efecto arrastre para el año que viene”. Y un comportamiento peor de lo esperado del sector exterior. “El fenómeno del adelanto de exportaciones en la primera parte del año, con las empresas intentando vender más antes de que se aprobasen los aranceles, ha podido implicar que en esta segunda parte del año las exportaciones vayan peor, especialmente las de mercancías”, resalta.

Demanda interna

Como principal causa de la progresión, el INE apunta a la fortaleza de la demanda interna, que aportó 1,3 puntos al PIB, mientras que la externa restó siete décimas, lo que da como resultado esas seis décimas finales de crecimiento. En la parte de la demanda doméstica, el consumo de las familias aumentó entre julio y septiembre un 1,1%, en un entorno de creación de empleo, altas tasas de ahorro disponible e incrementos salariales que en ciertos casos superan a la inflación, permitiendo re-

La demanda interna aportó 1,3 puntos y la externa restó 0,7

La inversión fue otra de las protagonistas, con un crecimiento del 2,1%

cuperar poder adquisitivo. Un nivel parecido creció el consumo de las Administraciones públicas, que repuntó un 1,3%. La inversión fue la otra protagonista positiva, con un crecimiento aún mayor, del 2,1% frente al trimestre anterior.

En cuanto al sector exterior, en el tercer trimestre confirmó que es ahora mismo el gran punto débil de la economía. Las exportaciones de bienes y servicios cayeron un 0,6%, lo que supuso dos puntos menos que en el segundo trimestre. Ese cambio tan brusco se explica en parte por un nefasto mes de agosto, coincidiendo con la entrada en vigor de los aranceles del 15% de EE UU a la UE. El intenso crecimiento de las importaciones, del 1,3%, también penaliza a España.

El valor añadido bruto, que resta a las ventas las compras hechas para poder producir, mejoró en todos los grandes sectores salvo en el primario, donde decreció un 0,7%. Destacaron la construcción (1,3%), los servicios (0,8%) y la industria (0,5%). En términos interanuales, el avance del PIB fue del 2,8%, una décima menos que en el trimestre precedente. La demanda nacional contribuyó con 3,8 puntos y la externa restó uno. Las horas trabajadas variaron un 2,5% interanual y el empleo en términos de ocupados equivalentes a tiempo completo, un 3,3%.



Las pensiones mínimas suben al menos un 7%, y las no contributivas un 11,4%

El incremento general del sistema en 2026 será del 2,7%, pero las prestaciones de los más vulnerables crecen más. En España hay unos 10 millones de jubilados

EMILIO SÁNCHEZ HIDALGO
Madrid

El Gobierno ya había informado de que las pensiones subirán un 2,7% el año que viene, pero aún no había detallado cuánto crecerán las pensiones mínimas y las no contributivas, las que reciben los pensionistas más vulnerables. Un año más estas tipologías superan ampliamente a la revalorización general del sistema: las pensiones mínimas con cargas familiares subirán en 2026 un 11,4%, al igual que las no contributivas y el ingreso mínimo vital (IMV). Las pensiones mínimas sin cargas familiares crecerán un 7%.

Así lo detalló ayer la ministra de Seguridad Social, Elma Saiz, que además se estrenó en la rueda de prensa posterior al Consejo de Ministros como portavoz del Gobierno. El Gabinete también aprobó la prohibición de desahucios sin alternativa habitacional para las familias vulnerables, la prohibición de cortes de suministros básicos (luz, agua y gas) y la prórroga del bono social eléctrico, fruto de un acuerdo con EH Bildu que el grupo vasco anunció el lunes pasado. Además, el Gabinete dio luz verde al mantenimiento de los incentivos fiscales para comprar vehículos eléctricos; a la prórroga de las ayudas para los afectados por la dana; y a la cotización adicional para que los agentes medioambientales y bomberos forestales anticipen su jubilación, entre otras medidas.

Todo ello, junto al incremento de las pensiones, es lo que el Gobierno denomina "escudo social". Desde el Ejecutivo confirman que todas estas medidas irán de la mano en un solo proyecto, que necesita la convalidación del Parlamento en el plazo máximo de un mes. El PP había anticipado que apoyaría la revalorización de las pensiones si el Gobierno la presentaba sin mezclarla con otras medidas. Al no ir por separado, fuentes del PP no garantizan el respaldo a la iniciativa del Gobierno. Si los populares rechazan el paquete completo, el éxito de la propuesta volvería a depender de Juntos.

Según detalló Saiz, las pensiones mínimas con cargas familiares se elevarán un 11,4% y sin ellas lo harán un 7% con el objetivo de "seguir mejorando" la situación de estas personas con recursos escasos. La Seguridad Social precisa que la pensión mínima de jubilación para titulares con 65 años o más en hogares unipersonales se fija en 13.107 euros anua-



Tres mujeres mayores en un banco de la plaza de la Constitución, en Oviedo, ayer. J. GÓMEZ SASTRE (GETTY)

les (frente a los 12.242 euros de 2025) y en 17.592 euros en los casos con cónyuge a cargo (en 2025 fue de 15.786 euros).

En total hay 10,42 millones de pensiones contributivas en España, que reciben 9,42 millones de pensionistas. Hay más prestaciones que personas porque hay quienes reciben más de una pensión. Por tipo de pensión contributiva, las más altas son las de jubilación (1.511 euros al mes), que a la vez son las más numerosas (6,63 millones de prestaciones) y caracterizadas por una profunda brecha de género: ellos ingresan 1.728 euros de media y ellas, con carreras laborales más inestables, 1.209 euros.

Para los mayores que no han cotizado lo suficiente a la Seguridad Social a lo largo de su vida y que carecen de recursos suficientes, el sistema despliega la red de pensiones no contributivas, que se elevan un 11,4% en 2026. La Seguridad Social abona 471.000 prestaciones de carácter no contributivo. El 63% de estas pensiones corresponden a mujeres. El Gobierno también anunció un incremento del IMV del 11,4%, la prestación estatal que intenta garantizar una

Congelación de las cuotas de autónomos

El Consejo de Ministros aprobó también la prórroga de las cuotas de autónomos. Así, no cambia la tabla de cotizaciones que deben abonar los empleados por cuenta propia en 2026 respecto a lo que venían aportando en 2025, al menos mientras que el Gobierno no alcance un acuerdo para cambiarlas. El Ministerio de Seguridad Social confirma la prórroga, pero a la vez indica que "siguen las negociaciones con el colectivo para llegar a un acuerdo a lo largo del año".

La negociación para subir las cuotas de autónomos empezó con intensidad y después entró en un punto muerto. El primer día de diálogo al respecto, el 13 de octubre, la Seguridad Social planteó un gran incremento de cuotas, algo superior en los tramos bajos que

en algunos intermedios y aún más alto en los superiores. No gustó ni a izquierdas ni a derechas. Solo unos días después, la ministra Elma Saiz corrigió ese planteamiento en una entrevista en EL PAÍS: aunque defendió su conveniencia para llegar a la meta de cotizar por ingresos reales en 2032, desaceleró el despliegue del sistema.

En una reunión el 20 de octubre, el ministerio planteó congelar las cuotas más bajas e incrementos progresivos e inferiores a la inflación para el resto. Desde entonces, el ministerio no ha vuelto a convocar una reunión formal, pero sí se han sucedido los comentarios de agentes sociales y de grupos parlamentarios que alejaban la posibilidad de un acuerdo.

Fuentes de la negociación sostienen que La Moncloa requirió congelar la negociación por el rechazo que despertó la propuesta del ministerio. Un futuro incremento exige el aval del Congreso.

cuantía de subsistencia para las personas más vulnerables. Esta prestación llegó en noviembre a 785.722 hogares en los que viven 2,4 millones de personas, según la última estadística publicada por la Seguridad Social.

El incremento general del sistema, del 2,7%, es producto de la media interanual de inflación de los 12 últimos meses. El Gobierno consolidó en 2021 la ley por la que las prestaciones crecen por norma general conforme a la evolución de los precios, con el objetivo de mantener el poder adquisitivo de las prestaciones.

Los incrementos de las pensiones anunciados ayer por el Gobierno coinciden con los que auguró recientemente el Instituto Valenciano de Investigaciones Económicas (Ivive). Y, a partir de esos datos, estos especialistas anticiparon que la revaloriza-

El ingreso mínimo vital, que reciben 785.000 hogares, aumenta un 11,4%

El proyecto necesita el aval del Parlamento y el PP no garantiza su apoyo

ción media efectiva del sistema sería del 3,44%. También calcularon hasta dónde llegará el gasto total del sistema: "Se estima que el gasto total en pensiones públicas se aproximaría a 229.491 millones de euros en 2026, un 5,81% más respecto a 2025", indica el Ivive. Estos expertos indican que la revalorización eleva el gasto en 7.311 millones de euros, mientras que el número de pensiones y el efecto sustitución (las nuevas altas reciben mejores prestaciones de las que percibían los que fallecen) suma 5.299 millones de euros. "En términos macro, esto situaría el gasto en torno al 13% del PIB bajo un supuesto de crecimiento nominal del 5% en 2026", agrega el Ivive.

El sistema de pensiones español se enfrenta a un reto mayúsculo. La presión creciente de esta partida en el gasto público es muy cuestionada por distintas voces políticas y económicas, a más por la jubilación de la población más joven de la *baby boom*, la raquítica natalidad española y la mayor cuantía de las prestaciones de los que ahora acceden al retiro. Según las proyecciones de la Comisión Europea, España será el país de la OCDE que mayor proporción de su PIB dedique a pagar pensiones en 2050, un 16,8%. El Gobierno defiende que la demografía es tozuda y que hay margen para afrontar el subidón del gasto, pero crecen las voces críticas que sostienen que este esquema absorbe una porción demasiado alta de la tarta pública y que afecta negativamente al resto de ciudadanos.



Golpe de 7.000 millones a empresas y trabajadores para pagar las pensiones

SEGURIDAD SOCIAL/ El Consejo de Ministros da luz verde al aumento de las bases máximas de cotización un 3,9%, la cuota de solidaridad entre un 1,15% y 1,45%, y el mecanismo de equidad intergeneracional hasta un 0,9% a partir del 1 de enero.

Gonzalo D. Velarde. Madrid

El zarpa a las empresas y trabajadores por las cotizaciones destinadas a reforzar los ingresos de la Seguridad Social y proveer recursos adicionales para costear la creciente factura de las pensiones ascenderá a 7.000 millones de euros en 2026. Son los ingresos que espera la Seguridad Social por la vía del destope de la base máxima de cotización, que sube un 3,9%, la cuota de solidaridad también aplicable sobre la base máxima, que se situará entre el 1,15% y el 1,45%, y el recargo del mecanismo de equidad intergeneracional (MEI), que asciende al 0,9% a partir del 1 de enero.

Las tres cotizaciones se incorporaron con la reforma de pensiones aprobada entre 2021 y 2023, y fueron concebidas para el refuerzo de los ingresos de la Seguridad Social ante el desembolso creciente de las pensiones y el resto de prestaciones contributivas. Para el próximo año, se espera que la factura ascienda hasta casi 230.000 millones de euros.

En primer lugar, el mecanismo de equidad intergeneracional ascenderá hasta el 0,9% del sueldo bruto en 2026. Esta cuota es finalista, destinada a reflujo el remanente del Fondo de Reserva de la Seguridad Social como se conoce a la *hucha* de las pensiones y se aplica indistintamente del ni-

vel de ingresos tanto a los asalariados como a los autónomos. El Gobierno espera que la recaudación por esta vía ascienda a lo largo del próximo año hasta los 5.298 millones de euros, lo que supone un 20% más que en el conjunto de 2025.

No obstante, la carga no será homogénea entre empresario y trabajador. En este caso concreto, de los 0,9 puntos porcentuales de cuota, el empleador abona el 0,75 puntos y el trabajador 0,15 puntos. Por lo que la empresa carga con el 83% de la cotización, lo que significa que costeará 4.397 millones.

Cabe recordar, en todo caso, que no está previsto que se consuman estos remanentes hasta 2033, momento en el que se podrán hacer disposiciones de la *hucha* de las pensiones para poder cubrir todos los compromisos de gasto en pensiones, que tensionarán las cuentas de la Seguridad Social en las próximas décadas por la jubilación de la generación del *baby boom*.

Con una peculiaridad, estas cotizaciones pese a que técnicamente se destinan al pago de pensiones no cuentan para el cálculo de la pensión como parte de la base reguladora.

En segundo lugar, aunque no es un tipo específico de cotización, el destope de la base máxima también genera un incremento de ingresos al gra-



La portavoz del Gobierno y ministra de Inclusión, Seguridad Social y Migraciones, Elma Saiz.

var una mayor parte de los salarios. La subida será del 3,9%, situándose el tope en los 5.101,2 euros al mes (61.214,4 euros anuales). Cabe recordar que este límite tiene fijada una senda de incremento anual en base al IPC medio, más 1,2 puntos porcentuales extraordinarios. Estas actualizaciones, tal y como prevé la reforma de pensiones durante su despliegue, son sustancialmente mayores que el incremento de la pensión máxima —sube con el IPC más un

0,115% adicional—.

Aunque la memoria económica de la orden de cotización no detalla el incremento de recaudación asociado a la subida de la base máxima, esta será algo mayor que en el pasado año, cuando ascendió a 1.000 millones de euros. Aplicando los tipos vigentes, el empleador asumirá algo más del 82% de las cargas, es decir, unos 820 millones.

La tercera vía de recaudación extraordinaria será la denominada como cuota de soli-

daridad. Es una cotización extra que se carga a los sueldos que rebasan la base máxima de cotización y que comenzó a operar en 2025. Para el próximo año, los tipos se incrementan: aumentará al 1,15% para el tramo de salario hasta un 10% por encima de la base máxima, al 1,25% para el tramo entre un 10% y 50% más que la base máxima, y un 1,46% para el tramo por encima de más de un 50% de la base máxima.

Así, se aplicará el 1,15% a la parte de la retribución com-

prendida entre 5.101,21 euros y 5.611,32 euros, siendo el 0,96% a cargo de la empresa y el 0,19% del trabajador. El 1,25% se aplica entre 5.611,33 euros y 7.651,80 euros, siendo el 1,04% a cargo de la empresa y el 0,21% del trabajador. Y el 1,46% a la parte que supere los 7.651,80 euros, siendo el 1,22% a cargo de la empresa y el 0,24% del empleado.

En los tres supuestos, la empresa carga con un 83% de la cotización de solidaridad. Teniendo en cuenta que la Segu-

El Gobierno aprueba el alza de las prestaciones un 2,7%

G. D. Velarde. Madrid

El Gobierno aprueba definitivamente la subida de las pensiones del 2,7% para 2026. El último Consejo de Ministros del año dio luz verde a la revalorización de las 10,4 millones de prestaciones contributivas que perciben los 9,4 millones de beneficiarios en España, en función del avance del IPC de los últimos doce meses. Una maniobra con la que el Ejecutivo vuelve a garantizar el poder adquisitivo de los pensionistas.

Los jubilados procedentes del régimen general de asalariados, los más numerosos del

sistema (copan 4,95 millones de prestaciones, el 47,5% del total) verán revalorizarse sus nóminas en 45 euros al mes (630 euros más durante el próximo año teniendo en cuenta las catorce pagas). El real decreto aprobado, no obstante, deberá ser convalidado en el plazo de un mes por el Congreso de los Diputados, aunque la subida tendrá efectos desde el próximo 1 de enero.

Con esta, es la novena subida consecutiva en la que se cubrirá el avance del IPC con la revalorización después de que el Gobierno abandonase la senda

de incrementos del 0,25% que acarrea el Índice de Revalorización de las Pensiones (IRP) implantado por el PP.

Por contra, la subida actual se efectúa cada año de forma semiautomática (se debe aprobar en un real decreto ley ante la falta de Presupuestos Generales) en función a la media de la inflación interanual de los doce meses previos a noviembre. Por ejemplo, el 2,7% es el resultado de la media entre los IPC mensuales de diciembre de 2024 a noviembre de 2025.

Con este subida, la pensión media de jubilación del siste-

ma (teniendo en cuenta todos los regímenes), que se sitúa en 1.511 euros, experimentará un incremento de 40,7 euros al mes y 571 euros durante el próximo año. Mientras que la subida de la pensión media del sistema (con independencia del tipo y del régimen de procedencia), de 1.316 euros al mes, registrará una actualización el próximo año de 35,5 euros al mes (497 euros para todo el ejercicio).

Por su parte, la pensión máxima se incrementará en 2026 con el IPC más un 0,115% adicional, tal como se

estableció en la última reforma como parte del destope de las bases máximas de cotización. Por lo que, con la revalorización del 2,7% del IPC más ese porcentaje, la pensión máxima se situará en 2026 en 3.359,6 euros mensuales en 14 pagas (47.034,4 euros).

Por su parte, tal como avanzó la titular de Seguridad Social, la revalorización de las pensiones mínimas será del 7,07% para el caso de las pensiones mínimas sin cargas familiares y del 11,43% para el caso de las que tengan cargas familiares. Por lo que la pensión

mínima de jubilación con cónyuge a cargo, incapacidad absoluta o total mayor de 60 años o viudedad con cargas familiares pasará a ser de 1.256,5 euros al mes (respecto a los 1.127,6 euros en 2025); mientras que la jubilación con 65 años sin cónyuge, incapacidad absoluta o total con 65 años sin cónyuge o viudedad con 65 años sin cargas familiares pasará a ser de 936,2 euros al mes; y la jubilación con 65 años con cónyuge no a cargo o incapacidad absoluta o total con 65 años con cónyuge no a cargo será de 888,6 euros al mes.



Más de ocho de cada diez euros del aumento de cuotas recaerá sobre los empresarios

ridad Social estima que la recaudación de este concepto ascienda a 567 millones de euros (un 41,7% más que en el pasado ejercicio), los empleadores asumirán 470 millones. En suma, las tres cuotas inyectarán cerca de 7.000 millones a la Seguridad Social, de los que las empresas asumirán unos 5.810 millones.

Más recaudación

En términos generales, el departamento de Elma Saiz estima que las aportaciones de empresarios y trabajadores eleven la recaudación por cotizaciones en casi 12.500 millones de euros en 2026. En total, los ingresos del sistema ascenderían hasta los 189.800 millones de euros, lo que supone un incremento del 7% respecto al presente año.

Si bien, en cualquier caso, todos estos ingresos serán insuficientes para cubrir el desembolso en pensiones. En lo que se prevé que el Estado tenga que inyectar más de 50.000 millones en transferencias para enjugar el déficit de la Seguridad Social.

“El incremento de ingresos que se generará por el MEI, cuota de solidaridad e incremento de bases máximas no va a ser suficiente para asumir el coste de revalorización de las pensiones en línea con la inflación y el incremento de la esperanza de vida”, señala Gregorio Gil de Rozas, *head of Retirement* de WTW, advirtiendo que sería “razonable estudiar fórmulas que mejorasen la contributividad del sistema y no seguir endeudándonos como país”.

Por su parte, Andrés Montiel, director de Seguros y Pensiones de CBNK Banco, asegura que “el incremento de la recaudación por los conceptos indicados no va a ser suficiente para poder reconducir el déficit actual”. Recuerda, en este sentido, que el incremento progresivo de la esperanza de vida y la previsión de menor crecimiento económico “somete a mayor presión a las cuentas públicas, no sólo por la acentuación del desequilibrio entre cotizaciones y prestaciones, sino por el incremento de perceptores que va a suponer el acceso a la jubilación de la generación del *baby boom*, lo cual va a impactar directamente en el incremento del déficit de la Seguridad Social”.



La cena de Nochebuena más cara de la historia: sube un 21% en dos meses

Percebes 100 euros más caros y escaladas significativas en merluza, lomo y sidra

GABRIELA GALARZA MADRID
Las Navidades son un tiempo de encuentro y celebración y, por ello, muchas familias asumen un mayor gasto en compras y comidas. Sin embargo, el encarecimiento generalizado de los precios ha convertido estas fechas en un período cada vez más costoso, hasta el punto de que no todos los hogares pueden permitirse ese desembolso, especialmente si han dejado las compras para el último momento. Según Kantar Worldpanel, en las últimas cuatro semanas del año, el mercado crece un 16% en valor respecto al promedio anual, impulsado principalmente por los productos frescos. En 2024, la fruta, verdura, carne, pescado y productos de panadería representaron un 33% de la cesta de la compra, y sumando marisco, quesos, dulces, embutidos y vinos, el peso de los productos típicos de la temporada alcanzó el 45%.

Según los cálculos de la Asociación Española de Consumidores, este año el gasto medio por persona en Navidad –incluyendo lotería, regalos, juguetes, ocio y alimentación– alcanza los 1.300 euros, convirtiéndose en la Navidad más cara de la historia. La mayor parte de ese presupuesto se destina a la alimentación, con un desembolso estimado de unos 313 euros por consumidor. No obstante, esta cifra varía notablemente en función del momento en que se hayan adquirido los pro-

El gasto medio por persona esta Navidad ronda los 1.300 euros

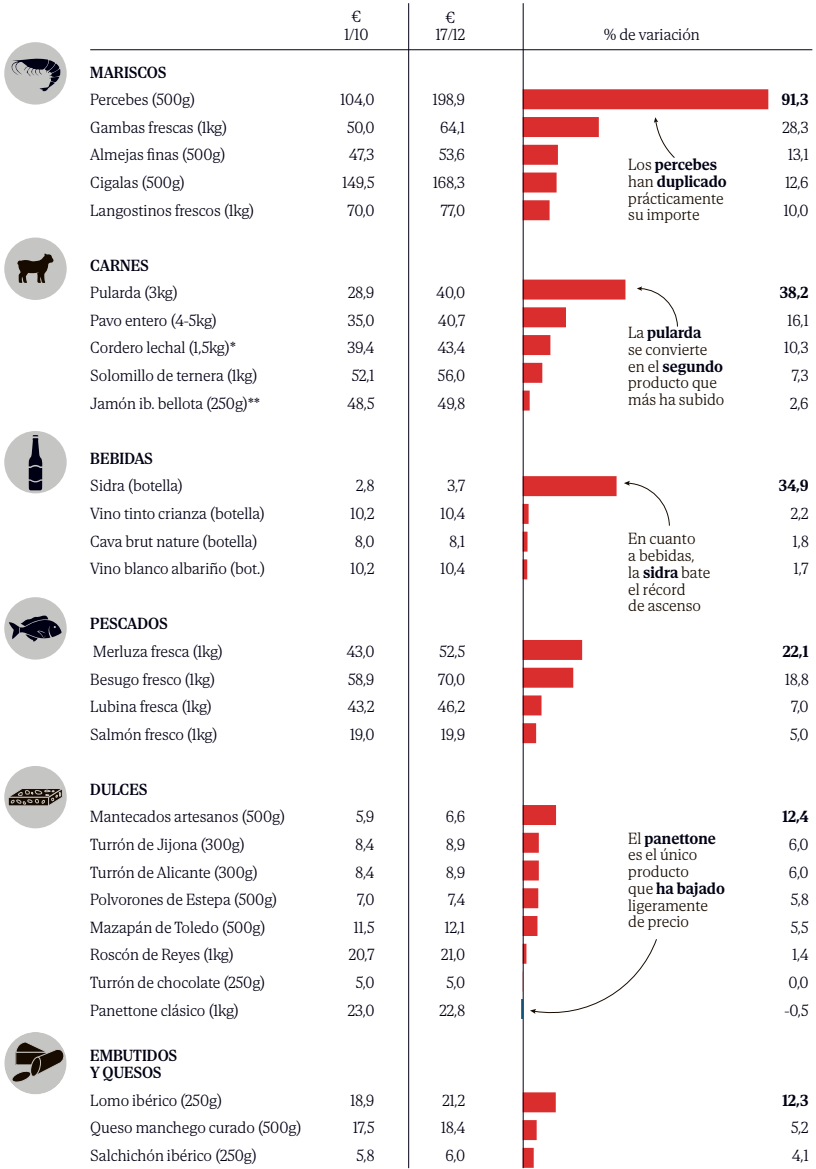
El desembolso en comida supera los 300 euros por consumidor

El IPC de los alimentos ha subido hasta el 2,8% interanual

ductos para las comidas y cenas navideñas, y pone de relieve la necesidad de planificación y previsión para evitar gastos excesivos.

En apenas dos meses, el precio del menú navideño –compuesto por mariscos, embutidos, quesos, carnes, pescados, bebidas y dulces– se ha incrementado un 21%, según un análisis de la Asociación de Usuarios Financieros (Asufin) al que ha

SUBIDA DE PRECIO DE LOS ALIMENTOS PARA LAS COMIDAS Y CENAS NAVIDEÑAS



*Pierna o paletilla, cortado **Cinco jotas.
FUENTE: Elaboración propia.

IGG / EL MUNDO

tenido acceso EL MUNDO. Algunos productos emblemáticos de estas fechas han experimentado subidas especialmente acusadas: el medio kilo de percebes ha pasado de costar 104 euros en octubre a rozar los 200 euros; la merluza ha subido de 43 a más de 52 euros el kilo, un 22,1% más; y la botella de sidra se ha encarecido cerca de un 35%. Tampoco los turrones ni los mante-

cados se libran de las subidas: este año costarán un 6% y un 12,4% más, respectivamente, debido al encarecimiento del chocolate y las almendras, afectadas por sequías e inundaciones en los países productores. De los 29 alimentos analizados por Asufin, solo el panettone resulta más barato, y solo un 0,5%.

En este contexto, planificar y anticipar las compras no es solo una

cuestión de ahorro, sino una estrategia imprescindible para poder mantener las tradiciones sin comprometer la economía familiar. Los datos de AECOC Shopperview muestran que más de la mitad de los consumidores españoles (56%) han adelantado sus compras para evitar sorpresas en los precios, mientras que otros deberán recurrir a ofertas y comparativas entre distintos esta-

blecimientos para poder afrontar el gasto de la temporada.

Asufin advierte de que los precios tienden a inflarse a medida que se acercan las festividades: si en dos meses la cena se ha encarecido un 21%, en apenas dos semanas el aumento ha sido del 11,1%. A ello se suma que el IPC de los alimentos alcanzó en noviembre el 2,8%, su nivel más alto de todo el año, lo que confirma que muchos consumidores se verán obligados a modificar sus hábitos o a buscar ofertas comparando precios entre distintos establecimientos. Ante esta situación, uno de cada cuatro españoles reducirá sus gastos durante estas fiestas, según el informe El gasto navideño en España: entre el consumo y la contención.

«Hablar de gasto navideño no es un tema trivial ni anecdótico: impacta directamente en la vida de millones de hogares y conecta con la estabilidad económica, la sostenibilidad medioambiental y las desigualdades sociales», señala Miguel Ángel López Gómez, profesor de EAE Business School y autor del informe, que advierte de que las fiestas acentúan la brecha social. Y añade: «Cada vez es mayor el número de familias que sienten la necesidad de contener sus gastos debido a su situación financiera. Sin embargo, la presión social es tan alta que algunas recurren al crédito para mantener las tradiciones, agravando aún más su situación económica».

Según el estudio, el gasto del 34% de los españoles no llegará a los 200 euros por persona. Para afrontar esta subida de precios, algunas cadenas de alimentación han ideado soluciones. Por ejemplo, Lidl ha confeccionado un menú con productos frescos por menos de 14 euros. «Con nuestra propuesta para este año, queremos convertirnos en el aliado perfecto para que las familias

En las últimas dos semanas el menú navideño ha subido un 11%

El 56% de los consumidores han adelantado sus compras

Se prevé un aumento del 15% en la demanda de platos preparados

puedan disfrutar de las reuniones alrededor de la mesa con total tranquilidad», afirma Antonio Alarcón, director general de Cliente y Marketing de Lidl España. Por otra parte, El Corte Inglés, Carrefour y Alcampo prevén un aumento del 15% en la demanda de platos preparados durante estas fechas, ofreciendo otra alternativa ante la escalada de precios.