



22.12.2025

22/12/2025

Índice

UNEF

Europa despierta de su letargo energético con España a la contra	4
El sistema energético encara su mejor reajuste	6
Del Decret llei 22/2025 als passos fermes cap a la transició energètica	9
Llenar la casa de luces en navidad: así afectan a nuestros paneles solares y en la factura de la luz	12

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

España supera los 100 GW de renovables instalados en 2025	15
Las renovables superan el 56% del mix eléctrico en noviembre y rebajan el precio de la luz	17
La demanda eléctrica en España consolida su tendencia al alza en 2025 y crecerá por segundo año consecutivo	19
La castellonense Valfortec se lanza a la conquista de Italia con hasta ocho parques fotovoltaicos	21
Sungrow inaugura en Sanxenxo (Pontevedra) un proyecto de almacenamiento 'standalone' de 20 MWh	23
Vitoria instala una pérgola fotovoltaica de 100 kW en la Plaza Mayor de Abetxuko	25
JA Solar lanza su nueva estrategia regional: "Podemos aplicar nuestro conocimiento a las baterías" - Energía Estratégica	27
El Aeropuerto de Málaga implementa fotovoltaicas privadas bajo normativa de seguridad aérea	30
Gran Canaria licita marquesinas fotovoltaicas con baterías en Las Vegas de Valsequillo	32
España ante el espejo de su transición energética: "No es solo una meta climática, es una meta económica"	34
Aquavall cambiará a sus usuarios 11.500 contadores antiguos con una inversión de 600.000 euros: será gratuito	37
CFE lanza un nuevo plan de \$29000 millones para instalar más de 2500 MW renovables y storage en México	39
Akuo inicia la construcción de un megaproyecto de almacenamiento en la isla de Nueva Caledonia y allana el camino a las energías renovables	41
Demasiado para elegir, poco para decidir	44
El gigante verde y negro: por qué China domina las renovables sin dejar el carbón	48

LAS RENOVABLES

Las inversiones en renovables en la Comunidad se desvanecen	52
Galicia capta 104 de los 840 millones en ayudas a grandes almacenes energéticos	54
Iberdrola adquiere un parque eólico en Australia a Partners Group y OPTrust	55
Iberdrola da otro paso en Australia con la compra de una eólica por 200 millones	56

La primera hidrolinera de Canarias de 700Ba está ubicada en Fuerteventura	57
La térmica de Soto de Ribera se convierte en reserva eléctrica de emergencia del área central	58
Repsol ultima la venta a Abu Dabi del 49% de una mega cartera verde	59
Masdar refuerza su apuesta por España con una posible compra del 49% de activos renovables de Repsol	60
Contigo Energía espera un precio de la energía volátil en 2026	62
Fuerteventura aspira a convertirse en el primer anillo insular de hidrógeno	63
Hiperbaric dispara su negocio al calor del hidrógeno	65
La planificación eléctrica de 2026 decidirá el futuro industrial	66
La agrivoltaica se pone a prueba como nueva aliada de los cultivos	68
Los combustibles del futuro tendrán el sello de Magnon	70
Javier Vázquez: "Nuestro papel en Asturias es más que el de una compañía: aspiramos a ser motor de desarrollo para su economía"	71
Raúl Rodríguez Parra, presidente de la Asociación Española del Amoniacio Renovable: "probablemente tardemos siete años o más en ver una gran planta de amoniaco renovable"	72
RWE vende el proyecto eólico marino Baltic 2 de 350 MW a la polaca PGE	73
Equitix refuerza su apuesta por la eólica en España con dos activos de 87 MW	75
El sector eólico advierte: España necesita desbloquear los cuellos de botella regulatorios y aumentar la demanda de electricidad	77
De la política a los mercados: cómo la energía limpia está redefiniendo la inversión energética	80
El 25,2 % de la energía utilizada por la UE en 2024 fue renovable	82
España ante el espejo de su transición energética: "No es solo una meta climática, es una meta económica"	84
Europa supera los 3.000 proyectos de almacenamiento energético y consolida más de 200 GW de potencia instalada	87
La bajada de los precios de la luz, el gas y la gasolina da un respiro al consumidor en las Navidades y al inicio de 2026	89
La demanda eléctrica en España consolida su tendencia al alza en 2025 y crecerá por segundo año consecutivo	91
Naturgy contrata a BBVA para refinanciar 1.300 millones en su filial internacional	93
Wärtsilä establece un nuevo referente mundial con la cuarta fase del sistema de almacenamiento de energía en baterías Eraring de Origin	95

LAS OTRAS ENERGÍAS

Europa despierta de su letargo energético con España a la contra	97
La CNMC busca una salida desesperada a la crisis de las circulares eléctricas tras el varapalo del Consejo de Estado	99
Competencia se reunirá el lunes para rectificar la remuneración a las eléctricas	100
Un año en deuda por el apagón	102
El sistema energético encara su mejor reajuste	103
Ignacio Galán. Dar alas a la electrificación favorece el desarrollo del país	106

Steven Fernández, director general de Mercados Financieros y Desarrollo Corporativo de Naturgy: "Estimamos entradas de 1.100 millones gracias al aumento del capital flotante"	107
¿Energía? Cierren la puerta que no caben más problemas	109
Amper se lleva un contrato de energía en Brasil por 130 millones	110
La CNMC multa a Naturgy por abuso de dominio con los contadores	111
Multa de 5 millones a Naturgy de la CNMC	112
El tsunami de Naturgy avanza en un núcleo duro español bajo el puño de hierro de Fainé	113
Repsol, Naturgy y Moeve golpean con la multienergía a Iberdrola y Endesa	114
La deficitaria red eléctrica pone en riesgo la ambición 'verde' de Brasil	115
La demanda eléctrica en España sigue en niveles previos a la pandemia	116
Mibgas acelera los derivados y abre la batalla por el control del riesgo en el gas	117
Milei avanza en la privatización de cuatro centrales hidroeléctricas	118
Las comunidades energéticas, el futuro de la energía en España	119
El regulador alemán considera tarifas variables de la red eléctrica determinadas por la carga	122

LA ECONOMÍA

CEOE rompe con los sindicatos y rechaza negociar las subidas salariales hasta 2028	124
El Gobierno triplica el capital del ICO y catapultas su poder	125
España pelea por seguir presente en el núcleo duro de poder del BCE	127
Hacienda detecta irregularidades en más de mil contratos públicos	129
Inquietud por el retraso del Salario Mínimo, «sobre todo en las pymes»	131
La UE acuerda emitir eurobonos para financiar a Ucrania	132
Las dudas del vehículo eléctrico frenan grandes inversiones industriales	134
Madrid aprueba el presupuesto más alto de su historia, con gasto récord en 2026	136
Seguridad Social recaudará un 42% más de los sueldos más altos el año próximo	137



Europa despierta de su letargo energético con España a la contra

H. Montero. MADRID

Hace casi cuatro años, una marea verde tiñó Europa. No importaban el coste ni las consecuencias a corto plazo para la industria o los consumidores, los socios comunitarios y la Comisión Europea diseñaron una hoja de ruta implacable en la que la energía nuclear estaba condenada a desaparecer del Viejo Continente tras la caída del carbón y la menor dependencia teórica del gas. Un horizonte libre de humos en la que los motores de combustión no tenían cabida y los enchufes brotarían como setas, garantizando nuestros desplazamientos así se transportaran mercancías desde Algeciras a Letonia. Pero Putin lo cambió todo.

El sueño de esa Europa paladín de la lucha climática, capaz de revolucionar su industria automovilística vetando la fabricación de motores de combustión en 2035 y de programar una penetración renovable colosal para alcanzar la neutralidad climática para 2050 saltó por los aires con la invasión de Ucrania y la ruptura gradual con Rusia, socio preferente hasta entonces de la UE con más o menos equilibrios, tanto en el suministro de gas, petróleo como de otras materias primas cruciales para el desarrollo de las nuevas tecnologías. La invasión de los coches eléctricos chinos, a la que Europa ha sido capaz de poner freno a pesar de llegar con una fuerte dosis de subsidios en su desarrollo por parte del régimen de Pekín, ha hecho el resto. El giro ha sido incluso más abrupto.

En cuestión de meses, la energía nuclear fue considerada estratégica para garantizar la seguridad energética europea, su indepen-

El rastro antinuclear de Teresa Ribera

► Las contradicciones de los gobiernos de Pedro Sánchez son palmarias. El caso de la exministra de Transición Ecológica Teresa Ribera es paradigmático. En pleno debate para incluir a la nuclear y al gas dentro de la «taxonomía verde» europea, la hoy vicepresidenta ejecutiva para una Transición Limpia, Justa y Competitiva, reiteraba en enero de 2022 su rechazo a incluir a la nuclear y al gas natural en la tabla de clasificación de opciones verdes en la UE. «No son energías verdes ni sostenibles», recalca entonces Ribera. Ribera sostenía que las emisiones de metano de la generación por gas natural y los residuos de la nuclear ponen en cuestión la inclusión de ambas tecnologías dentro de la taxonomía verde de la UE. «Incluir las supone una señal errónea para los mercados financieros y no aporta claridad».

dencia y blindar el desarrollo de las renovables. Fue integrada, junto al gas, sin demasiados sobresaltos en la taxonomía verde europea a pesar de que la ministra de Transición Ecológica de entonces, Teresa Ribera se mostró en contra.

El objetivo del Pacto Verde europeo para alcanzar la neutralidad climática se mantiene, aunque descafeinado. El equilibrio de cero emisiones netas para 2050, que implica emitir a la atmósfera solo los gases de efecto invernadero que puede absorber la naturaleza, queda reducido a una aspiración. La reforma de la Directiva sobre Fuentes Renovables de 2023 elevó la cuota de estas en el consumo total de energía de la UE del 32% al hasta el 42,5% a 2030.

Un informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) con la Comisión Europea prevé que el sector energético de la UE generará el 70% de su electricidad a partir de energías renovables para 2030 y casi el 90% para 2050. Sin embargo, el freno al desarrollo de determinadas tecnologías es evidente, como denunció la patronal eólica el pasado martes. Y es que España podría integrar cada año hasta 2,5 gigavatios de nueva potencia eólica y solo está añadiendo algo más de 1 GW. Con estos mimbres, muchos de los ambiciosos objetivos contenidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) parecen inalcanzables. De hecho, el sector energético en todas sus vertientes lo da por imposible.

Aunque el vuelco energético era evidente, el último «servicio» de Ribera antes de irse a Bruselas fue dejar una actualización del Pniec aún más ambiciosa, estableciendo que para 2030 el 48% del consumo final de energía debería de estar cubierto por fuentes renovables. La anterior previsión era del 42%.



En cuestión de meses la energía nuclear pasó del olvido a ser considerada estratégica

Para ello, España debería acometer un esfuerzo titánico para reducir su dependencia de los combustibles fósiles, con las renovables como el pilar de esta revolución, capaces de representar el 81% del «mix» eléctrico español.

Esto implica alcanzar los 76 GW a 2030 y los 62 GW de Eólica. España, con 7,2 GW de nueva potencia instalada en 2024 y un acumulado de 40,2 GW, se mantuvo a cierre del año pasado entre los 10 principales mercados mundiales.



AP

► Putin, Trump y los eléctricos chinos cambian el plan. El mundo quema más crudo y carbón que nunca y la UE gira al pragmatismo: sí a la nuclear y a los motores de combustión

de libras (16.864 millones de euros) para la construcción de la nueva planta Sizewell C y la prolongación de la vida útil de varias plantas. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en 2024, se pusieron en funcionamiento más de 7 GW de capacidad de energía nuclear, un 33 % más que en 2023. Por el contrario, el Gobierno de Pedro Sánchez sigue en sus trece de «sacrificar» la central cacereña de Almaraz.

Las evidencias son crecientes: Europa estaba desenganchándose de las energías fósiles, pero el mundo no le sigue. Lo cierto es que la demanda de carbón ha tocado techo y ha alcanzado los 8.850 millones de toneladas en 2025, aunque se espera que se estabilice antes de comenzar a declinar en 2030, según la AIE. Por lo que respecta al petróleo, el consumo global sigue creciendo, aunque lo hará apoyado sobre todo en Asia y en las economías emergentes, pero no en el Viejo Continente. Según la OPEP, el mundo quemará en 2026 una media diaria de 106,5 millones de barriles, un 1,38% más que en 2025.

El reciente levantamiento de la UE a los motores de combustión, criticado también por el presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, obedece a una lógica implacable: China no solo controla las materias primeras necesarias para las baterías, sino que los combustibles renovables ahora y los sintéticos en el futuro permiten reducir las emisiones de CO₂ entre un 70% y un 90 % de forma inmediata en los vehículos de combustión. Sin necesidad de arruinar a una industria que crucial para Europa, con España como segundo fabricante tras Alemania.

El pragmatismo ha llegado a Bruselas. España está a la espera.

Todo apunta a que cerrará este año en récord. Sin embargo, el autoconsumo registró una caída del 31% en la potencia instalada y en almacenamiento el ritmo de instalación cayó un 34% en 2024 respecto al año anterior, según los datos de la patronal UNEF.

Las perspectivas para el conjunto de la UE no son del todo halagüeñas. El mercado solar de la UE registró en 2025 su primera contracción en casi una década, según el informe 2025-30 de la asociación Solar Power, que vaticina dos años más de caída antes de un repunte lento hacia 2030.

El apagón del pasado 28 de abril no favorece este desarrollo. Aunque la fotovoltaica está aprovechando el tirón de la habilitación para el control dinámico de tensión, con más de la mitad de las instalaciones autorizadas, el freno ante el riesgo de una réplica del apagón si no se controla la entrada masiva de renovable y los escenarios de precios cero y verti-

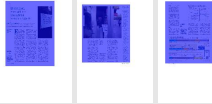
ción Solar Power, que vaticina dos años más de caída antes de un repunte lento hacia 2030.

Sánchez habla con Von der Leyen, presidenta de la Comisión Europea

El levantamiento del veto a los motores de combustión en la UE también ha sido criticado por Sánchez

dos masivos por el exceso de oferta ponen en riesgo los planes de penetración solar.

Mientras tanto, sigue sin despejarse la incógnita nuclear en España. Europa apuesta por ella sin dudas y hasta países que estaban desmantelando su parque han cambiado de idea. Un buen ejemplo es Reino Unido, donde el «pragmatismo sin escrúpulos» del primer ministro Keir Starmer ha acelerado el «revival» nuclear con una inversión de 14.200 millones



ENERGÍA

El sistema energético encara su mayor reajuste

kioskoymas#suscripciones@gba.es

ESPAÑA CONSOLIDA la descarbonización con cifras récord en las renovables, pero 2025 adelanta necesidades como el desarrollo del almacenamiento y de la capacidad de la red

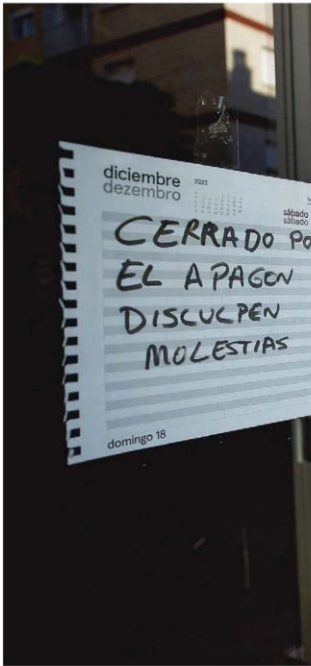
Jaime RODRÍGUEZ
PARRONDO
Carlos PÉREZ
RIVERO

El último Balance Energético elaborado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) –presentado en septiembre– dibuja un 2024 de avances para la transición de nuestro país. Frente a unas mayores necesidades de energía, con un aumento del 2,1% del consumo primario –que alcanza un total de 1.366 teravatios-hora (TWh)– y del 3,74% en la demanda final (hasta 972 TWh) respecto a 2023, también se observa una mayor eficiencia en la generación de fuentes renovables. De hecho, estas tuvieron un crecimiento superior al 6% en energía primaria, con una subida de dos dígitos (11,9%) en cuanto a generación eléctrica se refiere. En este sentido, la producción fotovoltaica e hidráulica se dispararon (23,7% y 37,6%, respectivamente), frente a retrocesos significativos en carbón y gas. Pero si bien los datos del pasado ejercicio conforman un balance positivo, 2025 no ha estado exento de retos para el sector.

José Donoso, director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf), defiende que el actual “es

un momento lleno de desafíos que será recordado por el apagón”. En este sentido, lamenta la derogación del Real Decreto 7/2025 –de medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico tras dicho episodio– así como la espera de la aprobación del decreto concerniente al autoconsumo. No obstante, Donoso califica el escenario como “ilusionante” para la fotovoltaica, que “está siendo el motor de una época de crecimiento gracias a su ventaja competitiva”, con una previsión de cifras récord en el desarrollo de parques solares. La lentitud de trámites, la insuficiente adaptación de la planificación de la red y “un sistema de fijación de precios poco adecuado para tecnologías sin coste marginal” podrían frenar su impulso. El experto cree que la solución pasa por planificar de forma dinámica la red eléctrica y acelerar el autoconsumo y las comunidades energéticas.

Esa falta de agilidad en la Administración se traslada también a la eólica que, con más de 32 gigavatios (GW) instalados y un 24% de cobertura de la demanda, “es la primera tecnología en el mix eléctrico desde 2021”, cifra Juan



Virgilio, director general de la Asociación Empresarial Eólica (AEE). En su opinión, regulaciones diferentes y poco afinadas chocan de lleno en el cumplimiento de los objetivos para 2030. A lo que suma “el impacto destructivo que la judicialización está teniendo en territorios como Galicia”, Oliverio Álvarez, socio responsable de Energía, Recursos e Industria en Deloitte, detalla que uno de los nudos que limita la electrificación es el acceso a la red: “No basta con más potencia renovable si la demanda no puede conectarse con agilidad”. Y corrobora que las medidas precisas requieren marcos normativos más eficientes en gestión de acceso y conexión, procesos de planificación y tramitación más ágiles, y modelos retributivos que atraigan inversión.

LA CIFRA

11,9%

es el crecimiento de la generación de electricidad renovable en 2024. Posiciona a España como líder europeo en capacidad instalada.



El apagón “mostró la urgencia de reforzar las redes, ganar flexibilidad y acelerar el despliegue del almacenamiento”, describe Antonio Delgado, director ejecutivo de AleaSoft. Sin embargo, la reacción de Red Eléctrica ha implicado “mayores restricciones a la entrada de renovables y un incremento en la factura de los consumidores”. En paralelo, señala una elevada penetración de fuentes limpias frente a un contexto en el que la demanda no está creciendo al nivel que se espera, lo que ha generado un aumento de las horas con precios cero y negativos respecto a 2024.

Para Delgado, esto ha incrementado la volatilidad e intensificado la preocupación de los desarrolladores, “especialmente por los precios extremadamente

Una tienda durante el apagón del pasado 28 de abril.
GETTYIMAGES

La fotovoltaica marca récords pese al retraso de conexiones y la volatilidad de precios

bajos de la solar fotovoltaica”, lo que está tensionando la viabilidad de nuevos proyectos y perjudicando los modelos de negocio basados en ingresos de mercado. La respuesta más necesaria ante estas circunstancias concierne al mencionado almacenamiento energético, “esencial para garantizar la seguridad del suministro y reducir la dependencia de tecnologías fósiles”.

Partiendo de esa necesidad, Víctor Ruiz, profesor de OBS Business School, aclara que, frente a los máximos de generación limpia alcanzados, la transformación del sistema eléctrico exige “garantizar que la red pueda gestionar un gran volumen de energía variable de manera estable”. Además, y si

Continúa en la página 44

Retos ocultos en la transformación del sistema

- **Generación.** Según Alberto Ramos, doctor de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía (UPM), el desarrollo renovable ha sido “extraordinario” y coloca a España entre los líderes europeos en descarbonización, demostrando su capacidad para “integrar nueva potencia a un ritmo muy elevado”.
- **Infraestructura.** Sin embargo, este crecimiento conlleva costes adicionales para su integración, “obligando a realizar un esfuerzo equivalente en las infraestructuras eléctricas de transporte y distribución”. Ramos apunta dos líneas de actuación: el despliegue masivo del almacenamiento energético para dar estabilidad y una normativa coherente para orientar las inversiones.
- **Demanda.** “No está evolucionando al mismo ritmo que la generación”, declara Ramos, quien destaca que la electrificación choca hoy, por un lado, con la falta de puntos de conexión para dar respuesta a la industria. Y por otro, con la expansión masiva del “prosumer” (productor y consumidor) que cambia la forma de operar la red.



ENERGÍA

Viene de la página 43

bien Ruiz sitúa a España en una posición de privilegio en lo que al sector eólico y solar se refiere, advierte que sin inversiones en transporte y distribución la penetración renovable no podrá traducirse en electrificación real ni en independencia energética. Aunque dicho proceso de transición ya está en marcha –apoyado por una evolución de los costes en 2025 positiva comparada con la crisis de precios de años anteriores–, prevé que tendrá “un despliegue que se materializará de forma significativa en la próxima década”. Y estará condicionado por aspectos como los incentivos al vehículo eléctrico, la digitalización o la irrupción de nuevas demandas, como los centros de datos.

“En los últimos 25 años no ha habido un momento con tantos retos y oportunidades como ahora”, apunta Marta Sánchez, socia responsable de Energía de EY España. Destaca elementos aún poco explotados como los

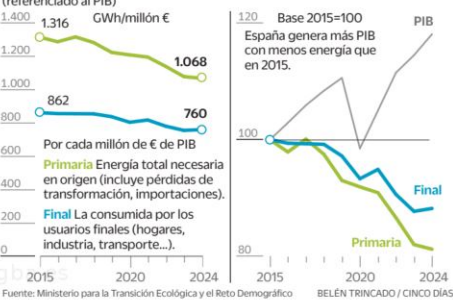
LA CIFRA

1,6

puntos es la brecha entre la evolución de la intensidad primaria y la intensidad final. Implica que el consumo mejora más despacio que la eficiencia del sistema.

España reduce su intensidad energética

Eficiencia con la que la economía utiliza la energía para generar riqueza (referenciado al PIB)



gases verdes. Países como Francia e Italia van por delante en este aspecto, defiende: “Nosotros tenemos que desarrollar la regulación y no poner trabas para que la contribución de los gases renovables al mix de energía fósil crezca considerablemente”. Teniendo presente que las redes serán igualmente decisivas para atraer inversión y sostener nueva demanda. Subraya además que,

junto a la evolución tecnológica y regulatoria, el sector energético se encuentra en un momento de cambio “en todo lo que afecta a las personas”. Como protagonista tradicional en la generación de empleo, “va a hacer una apuesta por el talento, por desarrollar capacidades en inteligencia artificial, en el despliegue de nuevas soluciones”. Eso sí, “si se dan los incentivos adecuados”, apuntilla.

Balance energético de España 2024

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (GWh y % del total)

Cantidad de energía necesaria para satisfacer el consumo interno nacional



BELEN TRINCADO / CINCO DÍAS



Del Decret llei 22/2025 als passos fermes cap a la transició energètica



decret 22/2025

energia renovable

plantes fotovoltaiques

normativa

conflictivitat social

<http://www.fullsdenginyeria.cat/del-decret-llei-222025-als-passos-fermes-cap-la-transicio-energetica>

Viernes, 19 diciembre 2025

Xènia Freixas 19 desembre, 2025

El *Decret llei 22/2025*, aprovat recentment pel Govern de la Generalitat, ha suposat un punt d'inflexió clau en l'articulació normativa del desplegament d'energies renovables a Catalunya. Durant la jornada "Presentació del decret llei 22/2025 per augmentar la resiliència del subministrament elèctric a Catalunya" organitzada per la Comissió d'Energia del Col·legi d'Enginyers Industrials de Catalunya, representants de l'administració, promotors i experts han analitzat a fons les implicacions d'aquest text legal que redefineix criteris d'implantació i tramitació dels projectes renovables.

Infraestructures compactades per reduir l'impacte i millorar l'acceptació

Una de les grans novetats del decret ha estat la possibilitat d'ubicar plantes fotovoltaiques i línies elèctriques molt més a prop d'infraestructures existents, com ara carreteres i eixos de comunicació. Aquesta mesura permet compactar infraestructures i redueix la fragmentació territorial i l'impacte ambiental, una de les crítiques habituals als projectes renovables.

"Reduïm espais intermedis sense valor ecològic i també la conflictivitat social", ha afirmat Marc Vilahur, director general de Polítiques Ambientals i Medi Natural de la Generalitat de Catalunya. I ha afegit que "allò que abans quedava a mig camí entre carretera i planta, ara pot integrar-se eficientment en el paisatge".

Més claredat normativa i menys burocràcia

Un altre dels punts destacats ha estat l'avenç en claredat jurídica. El decret incorpora definicions precises que eliminen ambigüitats legals sobre distàncies, usos del sòl i bateries d'emmagatzematge. Aquesta precisió normativa ha estat valorada com una eina indispensable per reduir recursos i discrepàncies durant la tramitació.

“Com més clares són les normes, més fàcil és que el projecte vingui bé”, ha apuntat **Xavier Rehués**, subdirector General de Coordinació Urbanística de la Generalitat de Catalunya, alertant que els projectes s'encallen quan arriben a l'administració amb deficiències no resoltes o amb informes previs no incorporats.

També s'ha posat èmfasi en la necessitat d'un canvi de cultura administrativa. Els tràmits sovint es dupliquen, i s'ha proposat una major automatització i centralització de gestions, especialment per alliberar de càrrega els tècnics públics i avançar cap a una administració que avalui i no només informi.

Una nova mirada per reduir la conflictivitat social

El decret ha estat rebut com un pas ferm cap a la reducció del rebuig social als projectes d'energies renovables. Vilahur ha recordat que el conflicte no es genera tant per les plaques o aerogeneradors, sinó per les línies elèctriques i els processos de tramitació. L'aposta per concentrar infraestructures en àrees ja modificades i evitar nous traçats pot ser clau per millorar l'acceptació ciutadana.

Així mateix, s'ha posat damunt la taula la necessitat de campanyes institucionals per explicar millor la transició energètica, trencar relats simplistes o interessats i reivindicar el valor públic de l'energia renovable com a resposta a l'emergència climàtica i energètica.

Emmagatzematge, bateries i reptes urbanístics

Un altre dels grans avenços del decret ha estat la regulació específica per a sistemes d'emmagatzematge, un element que fins ara no disposava de marc clar. Aquesta nova figura permetrà facilitar la seva implantació, especialment en àrees urbanes o industrials, reduint l'impacte territorial i acostant la generació al consum.

Tot i això, Víctor Cusí, president d'EolicCat, ha alertat que la part urbanística continua sent un dels principals esculls. La coordinació entre administracions, especialment entre l'administració ambiental i l'urbanística, és essencial per evitar duplicitats i aturades en fases avançades dels projectes.

“Caldria una fase de consens un cop rebudes totes les al·legacions”, ha proposat Cusí, “per assegurar que el projecte que arriba al final del tràmit és el definitiu i no requereix més modificacions”.

Cap a una governança més àgil i eficient

Els ponents han reivindicat una nova cultura institucional basada en la confiança mútua, la transparència i el treball col·laboratiu. S'ha valorat positivament la incorporació de mecanismes com el SIMACAT o els manuals de tramitació ambiental, i s'ha destacat que més del 90% de sol·licituds actuals es basen en aquests nous protocols, fet que ha contribuït a accelerar la resolució d'expedients.

També s'ha remarcat que la transició no pot dependre només d'un decret, sinó que requereix una estratègia de país amb compromís polític, fiscal i comunicatiu. "El que ens fa molt de mal a tots és que les coses s'aturin per un aspecte de forma", ha denunciat Salvador Salat, codelegat territorial d'UNEFCAT. "El que volem és que els projectes siguin bons. I això, ben asseguts en una taula, es pot resoldre."

Quim Brun , enginyer industrial i membre comissió d'Energia, ha remarcat que "el que passi els propers tres mesos marcarà els propers tres anys. Ara que sabem fer projectes, cal que ens deixin fer-los."

Llenar la casa de luces en navidad: así afectan a nuestros paneles solares y en la factura de la luz

- Se acerca la Navidad y, seamos sinceros, prácticamente media España —por no decir casi todo el país— ya ha encendido las luces y puesto el árbol. Lo habitual...



Iluminación LED

Iluminación

Paneles solares

Navidad

Placas solares

Placas fotovoltaicas

<https://www.xatakahome.com/iluminacion-y-energia/ponemos-cada-vez-luces-navidad-nos-preguntamos-mole...>

Jose Antonio Carmona

Viernes, 19 diciembre 2025

Los expertos dejan claro que la sombra que proyectan tiras LED y otros adornos es mínima y no influye

Además no hay que pasar por alto el posible impacto en la factura y la tecnología LED ha llegado para ayudar

Jose Antonio Carmona

Se acerca la Navidad y, seamos sinceros, prácticamente media España —por no decir casi todo el país— ya ha encendido las luces y puesto el árbol. Lo habitual es apostar por una decoración discreta, pero cada vez son más quienes dejan volar su espíritu navideño y llenan la casa de guirnaldas, figuras y todo tipo de iluminación LED. Más allá de si el resultado es más o menos acertado desde el punto de vista estético, empieza a surgir una duda bastante lógica: **¿puede tanta iluminación afectar a las placas solares instaladas en tejados o balcones?**

En un momento en el que la instalación de paneles solares se ha popularizado como forma de reducir la dependencia del sistema energético tradicional —y donde incluso vemos cada vez más placas en balcones—, la Navidad puede convertirse en un pequeño foco de conflicto. Guirnaldas de luces, tiras LED, Papás Noel trepadores y otros adornos dejan de ser solo decoración pero **¿pueden convertirse, en algunos casos, en un inconveniente para el rendimiento de las instalaciones solares?**

¿La sombra es una amenaza?

Por eso lo mejor es acudir a un experto para salir de dudas y que aclare si realmente el exceso de iluminación navideña puede interferir en el rendimiento de las placas solares. Es lo que explica a nuestros compañeros de Xataka, Alejandro Diego Rosell, consultor energético y profesor especializado en fotovoltaica. Y de entrada **ya te adelanto que quita dramatismo al tema**.

En otros artículos ya hemos explicado lo importante que es evitar las sombras al instalar paneles solares en casa. Por eso, es normal que muchas personas piensen que un exceso de adornos navideños pueda proyectar sombras y reducir el rendimiento de las placas. La realidad, sin embargo, es que **el impacto suele ser mucho menor de lo que parece**.

Según Rosell, *"las luces que bordean un panel solar no suelen ser un problema"*. Una guirnalda LED fina, una figura discreta, un cable ligero que pasa por encima o una luz puntual **no generan la suficiente sombra para disminuir el rendimiento**: *"generan una pérdida mínima o directamente despreciable"*.

El experto lo deja claro: la clave está en evitar colocar figuras grandes, estructuras voluminosas u objetos opacos que puedan bloquear la luz del sol y proyectar sombras durante horas. También desaconseja cualquier adorno que se apoye directamente sobre el panel. No se trata tanto de un problema eléctrico, sino de **seguridad y durabilidad**: el viento, el peso extra o el roce continuo pueden acabar dañando la superficie de las placas con el paso del tiempo: *"El panel no es tan quisquilloso... siempre que no le tapes la cara"*.

Los paneles han evolucionado para evitar estos problemas. Las sombras pequeñas ya no afectan tanto a la producción porque los paneles actuales, en su mayoría monocristalinos de célula partida, han evolucionado en sus diseño y así lo cuenta Héctor de Lama, director técnico de la Unión Española Fotovoltáica (UNEF): *"Gran parte de los paneles actuales son monocristalinos de célula partida. Esta innovación permite que, si se tapa una parte del panel, no se pierda el rendimiento de todo el módulo. En paneles anteriores, si se cubría una zona, perdías casi toda la producción"*.

Mi árbol de Navidad con LED solo consume 2,4 vatios

Según Lama, **los paneles actuales toleran bien el sombreado parcial** gracias a su funcionamiento por mitades, especialmente cuando se trata de sombras pequeñas o móviles. Solo cubrir por completo un panel puede afectar de forma notable al rendimiento, mientras que adornos navideños ligeros suelen ser más decorativos que problemáticos: *"Papá Noel colgando del balcón, renos acrobáticos, Reyes Magos en rappel... Todo eso entra en la categoría de decoración emocionalmente necesaria pero técnicamente inofensiva"*.

El impacto en la factura ¿se nota?

Según detallan en Eniplenitude, hay buenas noticias y **no deberías preocuparte** por la factura de la luz si tu casa parece una discoteca en estas fechas, no al menos si usas iluminación LED. La iluminación navideña con esta tecnología no supone un problema, ya que consume muy poca

energía en comparación con las antiguas bombillas incandescentes. Algo en lo que también coinciden en Eleiaenergía.

Y dan cifras al respecto : para que te hagas una idea, la diferencia de consumo es enorme. Una bombilla incandescente tradicional puede gastar alrededor de 40 vatios, mientras que una bombilla LED que ofrece la misma cantidad de luz suele moverse entre los 4 y los 9 vatios. En la práctica, esto se traduce en un ahorro energético que puede llegar hasta el 90 % frente a la iluminación de toda la vida.

Algo que respalda Iván Terrón, entrevistado por El Español, al hablar de **un coste muy bajo de la iluminación LED** en los adornos navideños: *"Incluso si están encendidas 24 horas al día, las luces LED navideñas cuestan muy poco. Todas juntas gastan más o menos lo mismo que poner una lavadora"*.

Si quieres saber cuánto pueden sumar a la factura las luces y los adornos de Navidad, **lo primero es fijarte en su consumo** . Para ello, basta con buscar la etiqueta energética o la información del fabricante en la caja del producto, donde suele indicarse la potencia en vatios (W) o, en muchos casos, el consumo en vatios hora (Wh).

Haciendo un ejercicio realista de consumo , veamos cuando puede costar, tomando como referencia el precio de la electricidad a día de hoy y lo haremos con una fórmula simple: dividir la potencia entre 1.000, multiplicarla por las horas de uso y por los días, y después convertir los kWh obtenidos a euros según el precio de la tarifa eléctrica. Tomaremos como referencia el consumo típico de una cortina de LEDs típica de 150 luces, que suele estar entre 5 y 10 W (usaremos esta que consume 4,5 W), aunque hay modelos de más tamaño que consumen más (esta cortina LED "se come" 18 W).

Imagen | CNMC

Primero pasamos esos 4,5 W a kilovatios lo que nos dan **0,0045 kW** . Los multiplicamos por las 24 horas del día (considerando que no la apagamos) y salen **0,108 kWh/día** . Ahora toca calcular el precio por día de esos **0,108 kWh** y si multiplicamos por **0,21 €/kWh** sale un total de 0,02268 euros al día y el coste al mes (multiplicar por 30 días) lo llevaría hasta 0,6804 euros al mes.

Con el precio medio actual del mercado regulado (PVPC) de unos 0,21 €/kWh, tener una tira LED de 4,5 W encendida 24 h al día **costaría aproximadamente 0,68 euros al mes**. Una cifra similar a la que dan en Selectra, medio especializado en consumo energético.

Ni siquiera si tienes una tarifa con precios que cambian según la hora del día el consumo de la iluminación LED **llega a notarse de forma apreciable en la factura mensual** . Aun así, si quieres reducirlo todavía más, siempre puedes aprovechar las franjas horarias en las que la electricidad es más barata para encenderla y que el impacto sea prácticamente insignificante.

España supera los 100 GW de renovables instalados en 2025

- La solar fotovoltaica es la tecnología líder en el mix eléctrico con algo más de 48.000 MW incluidos más de 8.500 MW de autoconsumo solar.



España

<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-supera-los-100-gw-de-renovables-instalados-en-2025/>

Ramón Roca

Sábado, 20 diciembre 2025

España ha superado este 2025 la mágica cifra de los 100 GW de renovables instalados. Se trata de un nuevo hito en la transición energética del país y que deja a la solar fotovoltaica como la principal fuente de electricidad por potencia instalada y que en los próximos años ya se convertirá en la mayor fuente de electricidad superando a nuclear y eólica.

El caso es que el actual mix español, contabilizando los datos de autoconsumo que recientemente ha comenzado a dar el operador del sistema, Red Eléctrica, ya posee más de 100 GW de energías renovables. Concretamente son 101.771,1 MW de renovables.

Por tecnologías

En cuanto a tecnologías de renovables que están conectadas al sistema eléctrico español están las siguientes:

Solar fotovoltaica : tiene una capacidad conectada de 48.038,6 MW, de los cuales 8.753,7 MW son de autoconsumo. Esto representa el 47,2% del total de la capacidad renovable del país y un tercio de toda la potencia eléctrica instalada. Casi nada. En este año ha repuntado casi 9 GW incluido el autoconsumo, un récord absoluto.

Eólica : tiene una capacidad conectada de 33.021,6 MW siendo la segunda tecnología renovable y del mix eléctrico nacional. Este año vuelve a repetir como la tecnología que más electricidad genera en el país con un 22% del mix nacional. Ha podido incrementarse cerca de 1 GW durante este año.

Hidroeléctrica : el agua se convierte en el tercer elemento clave para generar energía renovable en España. Las centrales hidroeléctricas tienen una capacidad conectada de 17.076,8 MW, prácticamente inamovible durante el año.

Solar térmica : la energía termosolar tiene una capacidad conectada de 2.302,1 MW, inamovibles desde hace dos décadas.

Otras renovables : otras tecnologías renovables, entre las que se encuentran biogás, biomasa, hidráulica marina y geotérmica, tienen una capacidad instalada de 1.150,6 MW. Han crecido unos 35 MW en el año.

Residuos renovables : esta tecnología posee sólo una capacidad conectada de 170,1 MW.

Hidroeólica : la tecnología de prueba que se instaló en el Hierro posee solo 11,3 MW.

La solar fotovoltaica irá a más en los próximos años aunque se espera que se conecte menos capacidad que estos años atrás.

Las renovables superan el 56% del mix eléctrico en noviembre y rebajan el precio de la luz

- Más generación limpia, precios más bajos y una red cada vez más tensionada marcan el cierre del mes de noviembre.



Las renovables superan el 56% del mix eléctrico en noviembre y rebajan el precio de la luz

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/las-renovables-superan-el-56-del-mix-20251219>

Manuel Moncada

Viernes, 19 diciembre 2025

En conjunto, noviembre deja la imagen de un sistema cada vez más renovable y con precios contenidos, pero también tensionado por la congestión de la red y la necesidad de integrar volúmenes crecientes de generación limpia. Y es que cuando el viento y el sol empujan fuerte, la infraestructura tiene que estar a la altura.

Según la memoria mensual de APPA Renovables, la potencia con permisos de acceso concedidos alcanzó los 101.172 MW, lo que supone una ligera caída del 0,5% respecto a octubre. En paralelo, el proceso de ordenación de la red sigue avanzando: 75 nudos permanecen reservados para el concurso de demanda, mientras que los concursos de generación y TSJ concentran ya 386 nudos y una potencia asociada de 165.400 MW, una cifra que da idea de la fuerte presión sobre la capacidad de evacuación del sistema.

Generación y demanda

En cuanto al mix de generación, la eólica volvió a liderar entre las renovables con una participación del 31,1%, seguida de la solar fotovoltaica (14,1%) y la hidráulica (9,1%). Este reparto refleja un mes con buen recurso eólico y una contribución solar relevante, aunque marcada por un fuerte apuntamiento horario.

La demanda eléctrica mostró un comportamiento al alza. En noviembre se consumieron 20.728 GWh, un 4,1% más que en el mismo mes del año anterior y con un incremento interanual acumulado del 2,3%. Este crecimiento se produjo a pesar de unos precios mayoristas sensiblemente más bajos: el precio medio del mercado diario fue de 58,65 €/MWh, un 43,84% inferior al registrado un año antes.

Precios bajos

El análisis horario deja ver una volatilidad notable. El precio medio del cuarto de hora más bajo se situó en 19,80 €/MWh a las 14:00 horas, mientras que el máximo alcanzó los 104,92 €/MWh a las 20:30. A lo largo del mes se registraron 72 cuartos de hora con precios cero o negativos, lo que eleva al 7,51% el peso de estos periodos en el conjunto de 2025. Además, se contabilizaron 738 cuartos de hora con precios bajos, entre 0 y 30 €/MWh, reflejo de la abundancia renovable en determinadas franjas.

El apuntamiento volvió a poner de manifiesto las diferencias entre tecnologías. La solar fotovoltaica registró un valor de 0,52, muy por debajo de la hibridación (0,81) y de la eólica (0,91), mientras que la biomasa cerró el mes con un apuntamiento de 1,03, confirmando su perfil más estable y alineado con la demanda.

Servicios de ajuste y gases

No todo fueron señales positivas. Los servicios de ajuste se encarecieron hasta los 16,7 €/MWh, un 24,63% más que en noviembre del año pasado, y la Energía Renovable No Integrable (ERNI) alcanzó los 150,9 GWh, concentrada en los nudos más congestionados de la península. Estos datos vuelven a señalar los límites actuales de la red y la necesidad de acelerar inversiones en refuerzos, almacenamiento y flexibilidad.

En el ámbito de los gases, la demanda nacional de gas para generación eléctrica aumentó un 11,3% interanual, mientras que la cobertura de biometano sigue siendo testimonial: apenas el 0,114% de la demanda nacional, aunque con un crecimiento del 21,1% respecto al año anterior. Por su parte, el índice del coste de producción de hidrógeno renovable peninsular se situó en 154,34 €/MWh, un nivel todavía elevado que refleja el estado incipiente de esta tecnología.

La demanda eléctrica en España consolida su tendencia al alza en 2025 y crecerá por segundo año consecutivo

- La demanda de electricidad en España consolidará en 2025 su senda de crecimiento y aumentará en el año un 2,6% con respecto a 2024.



La demanda eléctrica en España consolida su tendencia al alza en 2025..

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-demanda-electrica-en-espana-consolida-su-tendencia-al-alza-en-2025-y-...>

Redacción

Viernes, 19 diciembre 2025

La eólica será la primera fuente de generación por tercer año consecutivo y la fotovoltaica registra un máximo histórico anual

La demanda de electricidad en España consolidará en 2025 su senda de crecimiento y aumentará en el año un 2,6% con respecto a 2024, encadenando así el segundo año consecutivo al alza, según las estimaciones de Red Eléctrica con datos disponibles a 16 de diciembre.

Si se tienen en cuenta los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este incremento de la demanda eléctrica en el país sería del 1,4%. En cómputo, la demanda ascendería a unos 256 teravatios hora (TWh).

En un comunicado, el operador del sistema destacó que, si se añade la estimación de la energía generada por instalaciones de autoconsumo, la demanda alcanzaría valores similares a los registrados en los años anteriores a la pandemia de la Covid-19.

Por su parte, la **generación procedente de fuentes renovables repuntará un 1,6% y, con una previsión de más de 151 TWh**, volvería a superar los valores registrados en 2024, que ya fue récord.

A este respecto, la cuota de producción **renovable** se situaría cerca del 56%, cifra que se vería incrementada al 57% si se tiene en cuenta el impacto del autoconsumo. **España** culminaría este ejercicio con una cuota cercana al 75% en cuanto a producción libre de emisiones.

Con la información provisional disponible, la **eólica** lideraría un año más el mix energético nacional, con el 22% del total, seguida de la nuclear y la solar fotovoltaica, con cuotas cercanas al 19% ambas. Esta última tecnología marca un nuevo máximo anual.

Por detrás, se situarían los **ciclos combinados de gas natural**, con casi el 17% del total, la **hidráulica** (12%) y la **cogeneración** (con casi un 6%).

Por su parte, el **carbón**, que ya era una tecnología de generación residual, se estima que cerraría el año con la menor cuota y producción de su historia en España, aportando apenas el 0,6% del total, y reduciría más de un 50% respecto al año anterior.

Esto se debe, fundamentalmente, a la reconversión de la central térmica de Aboño II (en Asturias) a turbina de vapor, que tuvo lugar a mediados de julio.

Las previsiones de **Red Eléctrica** también contemplan que las tecnologías de almacenamiento, como centrales de bombeo o baterías conectadas a la red, habrían permitido este año la integración de en torno a los 9,4 TWh en el sistema eléctrico español, optimizando así el uso de las renovables.

La demanda eléctrica extrapeninsular

Mientras, el incremento de la demanda a nivel nacional también se ha experimentado este año en **Baleares y Canarias**, cuya demanda corregida sube un 3,9% y un 1,1%, respectivamente.

Por otra parte, y con datos hasta el día 16 de diciembre, el instante de mayor demanda en el sistema eléctrico peninsular se registró el 15 de enero a las 20.57 horas, momento en el que se alcanzaron los 40.070 megavatios (MW).

En cuanto al intercambio de electricidad con **Francia y Portugal**, 2025 se convertiría en el cuarto año consecutivo que España cierra con saldo exportador, cuya cifra se ha incrementado un 26% respecto al 2024, hasta alcanzar casi los 13 TWh.

En lo que respecta a la incorporación de nueva potencia renovable al parque de generación español, a falta de datos a final de año, ya supera los 93 gigavatios (GW), lo que representa más del 68% de la potencia de generación instalada en el país.

Si se tiene en cuenta el impacto de las instalaciones de **autoconsumo renovable**, la potencia renovable se eleva por encima de los 100 GW y representa el 70% del total del parque de generación nacional. Por tecnologías, la solar fotovoltaica continúa líder seguida de la eólica.

La castellanense Valfortec se lanza a la conquista de Italia con hasta ocho parques fotovoltaicos

- El grupo castellanense Valfortec amplía su presencia internacional a Italia tras su penetración en los últimos años en Japón, Gran Bretaña, EEUU y Chile



Campo solar fotovoltaico de Valfortec, la empresa fotovoltaica de Castellón

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/la-castellanense-valfortec-se-lanza-a-la-20251219>

Antonio Barrero F.

Viernes, 19 diciembre 2025

Valfortec califica el año 2025 de "muy positivo" en lo que respecta a la apertura de nuevos mercados internacionales. Durante el vigente ejercicio -detalla la empresa hoy en un comunicado-, la compañía ha conseguido penetrar exitosamente en un nuevo país, Italia, "gracias al lanzamiento de un nuevo vehículo de inversión presentado hace justo un mes en el marco de la Feria EGECE 2025" (Energy Global Event & Congress, Feria Valencia). Italia va a ser el séptimo mercado internacional en el que opera Valfortec, que cuenta ya con presencia en diferentes países de 3 continentes. Los mercados en los que ahora mismo la compañía asegura está registrando más dinamismo son "España, Japón, Chile y por supuesto, el recién llegado, Italia".

Valfortec ha hecho una apuesta "sólida y segura" por este último mercado. En ese sentido, la compañía destaca la apertura de una sede corporativa en la ciudad de Milán, que será el lugar desde donde conducirá todas las operaciones planificadas a corto plazo en el país. El encargado de liderar la expansión internacional de Valfortec en Italia es **Juan Orenga**, conocido exjugador castellanense de baloncesto español que cuenta con una dilatada trayectoria tanto de jugador como de entrenador. Orenga, que lleva ya un año vinculado a la firma, es el responsable de coordinar toda la actividad desarrollada en Italia, por supuesto, junto a Fidel Roig, director general de Valfortec.

Ocho parques

Los ocho parques fotovoltaicos que Valfortec planifica en Italia se encuentran localizados en el norte y en el centro del país, concretamente en las regiones de Los Abruzzos y Lombardía. En la primera región se encuentran la mayoría de las plantas: Constantini, Sant'Agnese, Ferretti, Orlando I, Orlando II, Adriana y Bellante; mientras que en la región lombarda se encuentra Ostiglia. Todos los proyectos tienen un "tamaño reducido", según la empresa. "Precisamente por ese tamaño compacto -explican

desde la firma castellonense-, la integración paisajística y medioambiental con el marco que los rodea es mucho más práctica y rápida, lo que es algo totalmente prioritario para Valfortec".

En cuanto a las soluciones técnicas que ha elegido Valfortec, destacan las estructuras fotovoltaicas, que serán construidas por la firma española Praxia Energy, con la que la empresa de Castellón lleva años colaborando por todo el mundo. Los paneles fotovoltaicos serán de Jinko Solar.

Valfortec por otro lado adelanta que está realizando varios estudios para implementar soluciones agrovoltaicas, que podrían tener también cabida "en alguno de los parques de Italia". En todo caso, la empresa ya ha comenzado con los trabajos de construcción de este primer paquete de ocho parques fotovoltaicos.

En concreto, los campos solares de Ostiglia (provincia de Mantua, región de Lombardía), Orlando I y Orlando II (provincia de Pescara, región de Los Abruzzos) ya están registrando los primeros movimientos en sus parcelas. La empresa quiere tener totalmente operativos estos tres parques "durante el próximo año 2026", mientras que el resto de proyectos "irán siendo una realidad entre ese mismo año y el siguiente, 2027".

Valfortec, que califica esta "operación estratégica" como la mayor desde su fundación, ha adelantado hoy también que en el mercado doméstico tiene prevista la construcción "de otro gran paquete de plantas fotovoltaicas".

En concreto, la empresa habla de más de quince plantas fotovoltaicas, la mayoría enmarcadas en el eje mediterráneo, teniendo a las provincias de Castellón e Islas Baleares (Isla de Mallorca) como grandes protagonistas.

"Tanto estas plantas como las de Italia -concluye su nota- supondrán la conexión a la red de 70 MW de potencia y una inversión de más de 50 millones de euros".

Credenciales Valfortec

Valfortec es un grupo empresarial fundado en Castellón, que opera en el sector desde el año 2005. Según reza su perfil corporativo, aborda íntegramente el negocio fotovoltaico. Así, el diseño previo de la instalación, la construcción, puesta en marcha y su posterior mantenimiento. "Nos encargamos de todos los trámites necesarios, desde las primeras gestiones administrativas hasta la ejecución, puesta en marcha de la instalación y mantenimiento".

Sungrow inaugura en Sanxenxo (Pontevedra) un proyecto de almacenamiento 'standalone' de 20 MWh - Energética 21

- La planta cuenta con 5 MW de potencia y opera de manera independiente a la generación, participando en los mercados de ajuste de la red.



Sungrow inaugura en Sanxenxo (Pontevedra) un proyecto de almacenamiento 'standalone' de 20 MWh.

[sungrow](#)[sanxenxo](#)[pontevedra](#)[almacenamiento standalone](#)[bess](#)[powertitan 20](#)[javier blanco](#)[energía renovable](#)

<https://energetica21.com/noticia/sungrow-inaugura-sanxenxo-pontevedra-proyecto-almacenamiento-standalone...>

Energética 21

Viernes, 19 diciembre 2025

Sungrow, proveedor de soluciones de almacenamiento de energía e inversores fotovoltaicos, ha anunciado la inauguración de una planta de almacenamiento de energía en baterías (BESS) en Sanxenxo, con una capacidad de 20 MWh.

Ubicada en el parque industrial de Nantes, al norte de Vigo (Pontevedra), se trata de uno de los primeros proyectos de almacenamiento **standalone** del país, lo que implica que funciona de forma independiente de otras fuentes de generación de energía.

La instalación cuenta con una potencia total instalada de **5 MW** y una capacidad de almacenamiento de **20 MWh**, equipada con la solución **PowerTitan 2.0** de Sungrow. Esta configuración permite proporcionar hasta cuatro horas de autonomía, garantizando flexibilidad y seguridad en la gestión de la red.

Javier Blanco, Country Manager para España y Portugal de Sungrow, ha señalado que el proyecto supone un paso adelante para la transición energética en España: "Al integrar nuestra tecnología PowerTitan 2.0, no solo mejoramos la estabilidad de la red y la flexibilidad operativa, sino que también apoyamos a las comunidades locales con energía fiable".

Estabilidad de red y financiación

La planta de Sanxenxo ofrece flexibilidad operativa para participar en los mercados de balance y ajuste de la red. Su funcionamiento permite absorber electricidad de la red en períodos de baja demanda, almacenarla y devolverla al sistema cuando sea necesario. En condiciones operativas complejas, el proyecto tiene capacidad para suministrar energía a aproximadamente 2.000 hogares al año.

El proyecto forma parte de la convocatoria nacional de soluciones innovadoras de almacenamiento, respaldada por el **Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)** y financiada por el programa **Next Generation** de la Unión Europea.

La instalación utiliza la tecnología PowerTitan 2.0, una solución "todo en uno" diseñada para la optimización energética y la seguridad. Entre sus características técnicas destacan:

- **Diseño AC block:** Integra módulos de baterías e inversores (PCS) dentro del mismo contenedor, lo que reduce el tiempo de instalación y puesta en marcha, así como los costes de inversión (CAPEX) y operativos (OPEX).
- **Tecnología LFP:** Emplea baterías de litio-hierro-fosfato, seleccionadas por su estabilidad térmica y larga vida útil en aplicaciones a gran escala.
- **Refrigeración líquida:** Incorpora inversores string con refrigeración líquida para optimizar la disipación del calor y mantener el rendimiento en entornos exigentes.
- **Seguridad y gestión:** Integra sistemas activos de detección y extinción de incendios, junto con un Sistema de Gestión de Energía (EMS) para el control inteligente del flujo energético.

El proyecto cumple con la normativa del mercado eléctrico de la UE y participa en servicios de balance de red, servicios auxiliares y el mercado mayorista de energía.

Vitoria instala una pérgola fotovoltaica de 100 kW en la Plaza Mayor de Abetxuko

- La cubierta fotovoltaica, diseñada en modalidad de autoconsumo colectivo, tiene una superficie de 605,86 m² y cuenta con 260 paneles bifaciales. El proyecto, ejecutado por Instalaciones Eléctricas Ekoargi, contó con una inversión de 439.979 euros.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/19/vitoria-instala-una-pergola-fotovoltaica-de-100-kw-en-la-plaza-mayor...>

Viernes, 19 diciembre 2025

El Ayuntamiento de Vitoria-Gasteiz ha puesto en funcionamiento la pérgola fotovoltaica de la Plaza Mayor de Abetxuko, una nueva infraestructura multifuncional. La actuación surge directamente de las propuestas ciudadanas recogidas en la tercera edición de “Vitoria-Gasteiz Hobetuz”, el programa municipal de presupuestos participativos.

Las obras fueron ejecutadas por Instalaciones Eléctricas Ekoargi, empresa vitoriana especializada en instalaciones eléctricas de baja, media y alta tensión, telecomunicaciones, energías renovables y eficiencia energética, con un importe de 439.979 euros y un plazo de ejecución de ocho meses.

La cubierta fotovoltaica tiene una superficie de 605,86 m² y está compuesta por 260 paneles solares bifaciales monocristalinos conectados a dos inversores, con una potencia conjunta de 100 kW. La altura de la estructura oscila entre un mínimo de 4,50 metros en su parte baja y 6,10 metros en la superior, con una pendiente del 7%.

La instalación funciona en modalidad de autoconsumo colectivo y está conectada a la red eléctrica, de modo que los excedentes de energía producida se vierten directamente a la red.

El Ayuntamiento señaló que la intervención ha incluido también la integración de luminarias estancas tipo LED de 50 W / 3000 K bajo la pérgola, así como la adecuación del pavimento de la plaza, “manteniendo su imagen y mejorando su funcionalidad”.

El proyecto cuenta con financiación europea a través de los fondos NextGenerationEU del 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

Anuncios de proyectos: Solarpro y Longi, Sonnedix, Eiffage Energía, Altano y Repsol; Ib Vogt 18 diciembre 2025 Planta de 450 MW con módulos back contact de Longi, Sonnedix pone en marcha 36,8 MW en Portugal; Eiffage Energía ejecuta 330 MW en Castilla y León; Al...

JA Solar lanza su nueva estrategia regional: “Podemos aplicar nuestro conocimiento a las baterías” - Energía Estratégica

- La compañía presentó su solución integrada para América Latina, orientada a resolver cuellos de botella de transmisión y cuestiones técnicas con proyectos híbridos. Con producción activa de 30 GWh y soporte local, apuesta por acelerar el desarrollo de iniciativas energéticas en mercados clave de la región.



<https://www.energiaestrategica.com/ja-solar-lanza-su-nueva-estrategia-regional-podemos-aplicar-nuestro-cono...>

Matías Medinilla

Viernes, 19 diciembre 2025

La multinacional **JA Solar** profundiza su posicionamiento en América Latina con una estrategia centrada en la **integración de módulos solares de alta eficiencia y sistemas de almacenamiento energético (BESS)**.

Con el reciente lanzamiento de **JA Energy Storage**, la compañía presenta una propuesta regional adaptada que busca **acelerar la ejecución de proyectos híbridos**, destrabar cuellos de botella y responder a las exigencias técnicas de los principales mercados latinoamericanos.

“Ahora tenemos un negocio de paneles solares y sistemas de almacenamiento. Esto significa podemos transferir nuestro conocimiento hacia sistemas de baterías, trasladar la expertise en grandes proyectos fotovoltaicos al segmento BESS”, manifestó **Víctor Soares**, head of LATAM Technical Team de **JA Solar**, durante una entrevista destacada en el marco de **Future Energy Summit (FES) Chile**.

Esta evolución responde a una necesidad creciente en la región: contar con soluciones integradas que tomen en cuenta las **condiciones técnicas, regulatorias y climáticas específicas de cada país**. JA Solar trabaja junto a los principales fabricantes mundiales para ofrecer sistemas BESS con soporte local y **adaptados a las exigencias de conectividad, control y desempeño de cada mercado**.

La compañía ya tiene en marcha una **producción de 30 GWh en sistemas de almacenamiento** , orientada principalmente a países como **Chile, Brasil, Colombia y Argentina** , donde los sistemas BESS empiezan a consolidarse en la planificación energética. E

El objetivo de JA Solar es **lograr proyectos más interesantes y efectivos** , aprovechando su conocimiento previo en generación fotovoltaica para integrarlo ahora al almacenamiento.

Reviva la entrevista completa con Víctor Soares de JA Solar: <https://www.youtube.com/watch?v=r74uh7FP5Zw>

En paralelo, la empresa sigue innovando en el desarrollo de módulos solares adaptados a las **particularidades climáticas de América Latina** , que incluyen **diferentes niveles de radiación solar, temperaturas elevadas, humedad y polvo** .

En ese marco, Soares destacó que siguen **implementando y mejorando la tecnología TOPCon** , junto con soluciones específicas como **una "capa frontal de paneles menos vulnerable al polvo y un sistema antipolvo diseñado para maximizar el rendimiento en zonas áridas"** .

"Mientras que por el lado de las baterías, también hay particularidades del mercado en temas de temperatura. Para los sistemas BESS hay que considerar particularidades en sus diseños, por los tipos de certificaciones en cuanto a control, degradación, curvas específicas, requisitos de conexión de red, a fin de lograr un proyecto optimizado", detalló.

Una ventaja estratégica de JA Solar en este proceso es su **presencia local en diferentes países de la región** , lo que permite mantener equipos técnicos, comerciales y logísticos alineados con las demandas específicas de cada mercado.

"Tenemos equipos comerciales, técnicos, de logística y marketing en diferentes mercados para hacer el intercambio de información y ver qué producto se adapta más para cada región" , indicó Soares. Esta red regional permite un aprendizaje continuo y una mejor adaptación de los productos a las normativas y condiciones locales.

En ese intercambio de conocimiento, **Chile** aparece como una referencia para los demás países de la región, dado que el país ya opera 1850 MW en BESS y se prepara para superar los 2 GW en enero de 2026.

El crecimiento del segmento BESS es aún más notorio si se considera la cartera de proyectos que se encuentra actualmente en desarrollo. De acuerdo al reporte gremial, existen **456 MW (1658 MWh)** en etapa de pruebas, **6373 MW (27585 MWh)** en construcción y otros **8431 MW (40987 MWh)** .en evaluación ambiental.

Un proveedor integral en la transición energética

Con sede en **Shanghái** y fundada en **2005** , JA Solar se ha consolidado como **uno de los actores más influyentes del sector solar global** . Produce obleas, celdas, módulos y plantas fotovoltaicas, y en 2023 fue reconocido como el **mayor proveedor mundial de módulos solares por volumen** , según

datos de **InfoLink** y **PV Tech** . La empresa ya ha suministrado **más de 300 GW de potencia acumulada** en todo el mundo.

Con la incorporación de soluciones BESS, JA Solar da un paso más en su transformación hacia un **proveedor integral de energía renovable** . La combinación de módulos solares de alta eficiencia con sistemas de almacenamiento, junto con soporte técnico y adecuación normativa, permite presentar una **propuesta de valor sólida para los mercados latinoamericanos** , orientada a **potenciar la transición energética** con herramientas prácticas y adaptadas.

El Aeropuerto de Málaga implementa fotovoltaicas privadas bajo normativa de seguridad aérea

- Ubora Solar dijo a **pvmagazine** que, con una luminancia controlada bajo las 20.000 candelas por m², las plantas alcanzan un autoconsumo del 95% mediante inversores híbridos y tecnología de módulos vidrio-vidrio. Se trataría de la primera instalación privada dentro del aeropuerto.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/19/el-aeropuerto-de-malaga-implementa-fotovoltaicas-privadas-bajo-nor...>

Viernes, 19 diciembre 2025

El Aeropuerto de Málaga-Costa del Sol ha puesto en marcha las primeras instalaciones fotovoltaicas de iniciativa privada dentro de un recinto aeroportuario. Las empresas de alquiler de vehículos Europcar y Goldcar han implementado dos plantas de autoconsumo diseñadas por la ingeniería malagueña Ubora, logrando operar de forma independiente a los proyectos impulsados directamente por Aena.

Carlos De Las Heras, CEO de Ubora Solar explicó a **pvmagazine** que la ejecución técnica de estas plantas ha debido superar condicionantes de seguridad aérea más estrictos que los de una instalación convencional. “El principal reto ha sido la gestión de los reflejos lumínicos que podrían afectar a pilotos y controladores. Para ello, se realizaron estudios de deslumbramiento aeronáutico basados en los criterios de la Federal Aviation Administration y la Agencia Europea de Seguridad Aérea”.

Mediante modelado 3D, se determinó que los niveles de luminancia de los paneles se sitúan por debajo del umbral de 20.000 candelas por metro cuadrado, integrando cualquier posible reflejo con el brillo natural del sol, un fenómeno técnico conocido como sun masking.

En cuanto a la infraestructura física, la planta de Europcar cuenta con una potencia de 80,52 kWp distribuida en 132 paneles, mientras que la de Goldcar alcanza los 95 kWp con 156 paneles. Ambas

instalaciones utilizan módulos de la marca china TCL SunPower de tecnología vidrio-vidrio y se apoyan en dos inversores híbridos del fabricante chino Deye de 50 kW por planta.

Planta fotovoltaica Europcar

Imagen: Ubora Solar

La estructura es de tipo coplanar con raíl continuo sobre panel sándwich, manteniendo una inclinación de 8° y orientaciones variables según las necesidades de seguridad del emplazamiento.

El CEO de Ubora señaló que la necesidad de este proyecto surgió por una limitación operativa en la potencia de suministro eléctrico de las nuevas ubicaciones de estas compañías en el aeropuerto, que no garantizaba la continuidad del servicio para los sistemas de lavado de vehículos. “La solución técnica ha permitido que el autoconsumo ronde el 95 % en ambas sedes”.

Planta fotovoltaica Goldcar

Imagen: Ubora Solar

En términos de rendimiento, Ubora Solar estima una generación anual de 115 MWh para Europcar y 137 MWh para Goldcar, con un retorno de inversión anual del 15 y 19 % respectivamente.

El sistema se completa con equipos de respaldo que incluyen baterías y grupos electrógenos para asegurar el funcionamiento ininterrumpido. “Este despliegue permite a las empresas reducir su dependencia de combustibles fósiles a medida que electrifican sus flotas, alcanzando ahorros energéticos de hasta el 90 % en periodos de baja actividad”, concluyó De las Heras.

La aprobación final del proyecto por parte de las autoridades aeronáuticas tomó aproximadamente tres meses tras la validación de todos los requisitos técnicos y normativos.

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

Anuncios de proyectos: Solarpro y Longi, Sonnedix, Eiffage Energía, Altano y Repsol; Ib Vogt 18 diciembre 2025 Planta de 450 MW con módulos back contact de Longi, Sonnedix pone en marcha 36,8 MW en Portugal; Eiffage Energía ejecuta 330 MW en Castilla y León; Al...

Gran Canaria licita marquesinas fotovoltaicas con baterías en Las Vegas de Valsequillo

- El contrato tiene un valor estimado de 230.068 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 22 de diciembre, y el plazo de duración del contrato será de 120 días.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/19/gran-canaria-licita-marquesinas-fotovoltaicas-con-baterias-en-las-veg...>

Viernes, 19 diciembre 2025

El contrato tiene un valor estimado de 230.068 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 22 de diciembre, y el plazo de duración del contrato será de 120 días.

Jose Pedrosa

pv magazine

El Consejo Insular de la Energía de Gran Canaria ha abierto una licitación para la ejecución de una instalación fotovoltaica sobre marquesinas en el aparcamiento de la cancha de Las Vegas, en Valsequillo de Gran Canaria.

El contrato tiene un valor estimado de 230.068 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 22 de diciembre, y el plazo de duración del contrato será de 120 días.

Se instalarán marquesinas con pie de hormigón, vigas y correas metálicas, modelo Urven Park-L 72 CN/CS (o equivalentes).

La instalación fotovoltaica ha sido diseñada con 72 paneles monocristalinos del fabricante chino JA Solar, modelo JAM72D42 LB (o equivalentes), de 640 Wp, conectados a dos inversores trifásicos marca Huawei SUN2000-20K-MBO de 20 kW.

El sistema de acumulación estará compuesto por seis módulos de potencia LUNA2000-10KW-C1 (o equivalente) y catorce módulos de batería LUNA2000-7-E1 (o equivalente), de 6,9 kWh cada uno, de modo que se garantiza la compatibilidad total con los inversores de la instalación fotovoltaica. La capacidad total será de 96,6 kWh.

Las líneas eléctricas a emplear en el lado de corriente continua de la instalación tendrán aislamiento H1Z2Z2-K, de color rojo para el polo positivo y negro para el polo negativo. Dispondrán de una clasificación mínima CPR Eca y estarán normalizadas según la norma DKE-VDE AK 411.2.3.

Se emplearán conectores enchufables MC4 para la conexión entre módulos fotovoltaicos e inversores.

Este proyecto no cuenta con financiación asociada a fondos de la Unión Europea.

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

Popular content

España ante el espejo de su transición energética: “No es solo una meta climática, es una meta económica”

● Carlos Albero (DNV) explica a El Periódico de la Energía los retos a los que se enfrenta España en su transición energética.



España ante el espejo de su transición energética: “No es solo una meta climática, es una meta económica”

<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-ante-el-espejo-de-su-transicion-energetica-no-es-solo-una-meta-cli...>

Sandra Acosta

Viernes, 19 diciembre 2025

Carlos Albero (DNV) explica a El Periódico de la Energía los retos a los que se enfrenta España en su transición energética

La descarbonización de la economía española se ha convertido en uno de los grandes consensos políticos de la última década. Sin embargo, cuando se baja del plano de los objetivos a la realidad de las infraestructuras, la inversión y el consumo energético, el diagnóstico se vuelve mucho más incómodo. Así lo advierte **Carlos Albero**, Market Area Manager de **DNV**, en conversación con motivo del informe Spain's path to decarbonization, un análisis que pone en cuestión la viabilidad del actual rumbo energético del país si no se corrigen desequilibrios estructurales.

“El hallazgo más incómodo es que, con las tendencias actuales, la descarbonización total en 2050 no es posible”, afirma Albero sin rodeos. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, añade, está “en serio riesgo” de no cumplirse. No por falta de ambición, sino por un enfoque desequilibrado que ha priorizado la generación renovable sin resolver los cuellos de botella que impiden que esa energía se convierta en motor real de transformación económica.

España ha hecho bien los deberes en generación. El mix eléctrico está hoy altamente descarbonizado y el despliegue de fotovoltaica y eólica ha sido vertiginoso. El problema es otro. La demanda eléctrica del país apenas ha crecido en dos décadas. “Tenemos prácticamente la misma

demanda hoy que en 2003”, señala Albero, una anomalía que evidencia que la electrificación de la economía no está ocurriendo al ritmo necesario .

La clave, insiste, no está ya solo en producir electricidad limpia, sino en crear las condiciones para consumirla. Eso implica desbloquear permisos, reforzar redes, facilitar el acceso a potencia y, sobre todo, abaratar y estabilizar el coste de la electricidad para la industria. Sin demanda, advierte, las el sistema queda sin uno de sus pilares principales.

Mayor flexibilidad

La brecha entre los objetivos políticos y la realidad de la planificación energética es, a juicio de DNV, evidente. A mitad del periodo del PNIEC, los problemas persisten: almacenamiento que no despega por falta de regulación clara, redes saturadas que impiden nuevas conexiones y mercados eléctricos que no garantizan rentabilidad a largo plazo. La rápida expansión de la fotovoltaica, con precios capturados cada vez más bajos, ha tensionado un sistema que debe de evolucionar al mismo ritmo en flexibilidad y gestionabilidad .

Aun así, Albero rechaza la idea de que el éxito renovable sea un problema. “Es un beneficio claro”, subraya, visible cada vez que el viento o el sol bajan los precios del mercado. El reto está en gestionarlo. Y ahí el almacenamiento emerge como pieza central del sistema futuro, tanto para absorber excedentes de generación como para modular la demanda. “Con un 70% de energías variables, el almacenamiento deja de ser opcional”, explica.

El desbalance actual no responde a un error de diseño, sino a una asimetría en los tiempos. Las renovables tenían un camino regulatorio claro; la demanda y el almacenamiento, no. Ahora el reto es reequilibrar las tres patas del sistema sin frenar la transición.

El papel de la industria

En este contexto, la industria aparece como actor decisivo y, al mismo tiempo, vulnerable. Sectores intensivos en calor pueden electrificarse en buena parte, pero chocan con redes saturadas para suministrar la potencia necesaria. Casos como el de la industria cerámica ilustran el problema: procesos más eficientes desde el punto de vista eléctrico que no pueden implantarse por falta de capacidad de conexión. “Si no se hace de forma ordenada, habrá industrias que no puedan descarbonizarse o directamente no puedan implantarse”, advierte Albero .

Donde la electrificación no es viable al cien por cien, entran en juego otras soluciones. El hidrógeno verde, aunque todavía escala limitada, tiene un recorrido claro en sectores como la aviación y el transporte marítimo. No como sustituto total del gas, sino como vector estratégico en usos específicos. El cuello de botella, reconoce Albero, no es tecnológico, sino de escala y de apoyo a los primeros proyectos.

Algo similar ocurre con la captura de CO2, un gran ausente en el PNIEC. Para industrias como el cemento o el acero, será una herramienta imprescindible. Con un precio del carbono cercano a los 80 euros por tonelada, el secuestro empieza a ser económicamente viable y, según DNV, será una opción prioritaria en los próximos cinco años para cumplir con las exigencias europeas .

El transporte sigue siendo el gran foco de emisiones. Aquí el freno no es la tecnología, sino la infraestructura. Los vehículos eléctricos ya compiten en precio y costes operativos, pero la falta de red de recarga sigue generando inseguridad al usuario. “Es una cuestión de certidumbre”, resume Alberó. Lo mismo ocurre con el transporte pesado y de mercancías, donde la electrificación llegará de la mano de redes más robustas y cargadores de muy alta potencia.

Todo ello remite a un mismo punto: las redes. Para DNV, el reajuste de la hoja de ruta energética pasa, antes que nada, por invertir en transporte y distribución eléctrica. Solo después tiene sentido acelerar la demanda y seguir impulsando renovables con trámites más ágiles y soluciones híbridas que optimicen las interconexiones existentes.

La aceptación social

El informe subraya además un factor a menudo infravalorado: la aceptación social. Los proyectos energéticos, recuerda Alberó, conviven durante décadas con los territorios. Sin información, participación y beneficios tangibles para las comunidades locales, la oposición social puede convertirse en un freno tan poderoso como cualquier barrera técnica.

El mensaje final es claro y deliberadamente provocador. “No estamos hablando tan solo de una transición climática, sino de una transición económica”, afirma Alberó. La energía es el vector que determinará la competitividad futura del país. España tiene una oportunidad única gracias a su potencial renovable, pero desaprovecharla supondría renunciar a uno de los diferenciales estratégicos en un contexto global cada vez más exigente.

“Sin una energía limpia, barata y estable, estaremos perdiendo una carta que no podemos permitirnos no jugar”, concluye. Un aviso que el informe de DNV deja negro sobre blanco y que interpela directamente a reguladores, inversores e industria.

WWW.ELESPANOL.COM

Aquavall cambiará a sus usuarios 11.500 contadores antiguos con una inversión de 600.000 euros: será gratuito

<https://www.elespanol.com/castilla-y-leon/region/valladolid/20251219/aquavall-cambiara-usuarios-contadores-...>**Viernes, 19 diciembre 2025**

Consejo de Administración de Aquavall Ayuntamiento de Valladolid Se ha celebrado el último consejo del año 2025 en el que se ha aprobado un montante de más de tres millones para inversiones. Más información: Aquavall mantendrá congeladas las tarifas de agua en 2026 y destinará 11,58 millones a inversiones El Consejo de Administración, presidido por el concejal de Medio Ambiente, Alejandro García Pellitero, ha celebrado el último consejo de administración de 2025 en el que ha aprobado un conjunto de actuaciones que refuerzan la mejora del servicio público del agua en Valladolid, con inversiones centradas en la recuperación ambiental del río Esgueva, el refuerzo de infraestructuras clave de la Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) y la renovación de los contadores de agua en los hogares, sin coste para los usuarios. El consejo de Aquavall ha dado luz verde al expediente para la ejecución de las obras de restauración del cauce del río Esgueva a su paso por Valladolid, con un presupuesto máximo de 313.881,73 euros (más 65.915,16 euros de IVA). La actuación se desarrollará a lo largo de 3,5 kilómetros, en el tramo comprendido entre la ronda VA-20 y la desembocadura del río en el Pisuerga. El proyecto contempla la limpieza del cauce, la renaturalización de las riberas y la mejora del hábitat fluvial, con el objetivo de reducir el riesgo de inundaciones, favorecer la biodiversidad, mejorar la calidad del agua y favorecer la integración del río en la ciudad como espacio natural y de uso ciudadano. “La Esgueva es una oportunidad para ganar calidad ambiental y espacios más naturales para la ciudad. Esta intervención permitirá recuperar el río y hacerlo más accesible, seguro y vivo”, ha señalado el concejal de Medio Ambiente y presidente del Consejo de Administración de Aquavall, Alejandro García Pellitero.. En el ámbito de la EDAR de Valladolid, Aquavall ha aprobado dos actuaciones diferenciadas que refuerzan el funcionamiento y la eficiencia de esta infraestructura esencial. Por un lado, se ha autorizado el expediente para la ejecución del proyecto de nuevo motor de biogás y trabajos auxiliares, con un presupuesto de 1.722.512,04 euros, IVA excluido. Esta inversión permitirá mejorar el aprovechamiento del biogás generado durante el proceso de depuración para la producción de energía eléctrica, incrementando el autoconsumo energético de la planta y reduciendo la quema de gas no aprovechado. Por otro lado, se ha aprobado el expediente para la sustitución de la tubería de agua de servicio de la galería de la EDAR, con un importe máximo de 560.155,63 euros, más 117.632,68 euros de IVA. La actuación permitirá resolver las fugas detectadas en la conducción actual y garantizar un suministro interno fiable para los distintos procesos de la planta. “Son inversiones que no siempre se ven, pero que resultan fundamentales para asegurar el buen funcionamiento de la depuradora, mejorar su eficiencia y evitar incidencias que podrían afectar al conjunto del sistema”, ha explicado García Pellitero. El Consejo de Administración ha abordado también la renovación de los contadores de agua de la ciudad mediante un contrato que permitirá sustituir aproximadamente 11.500 contadores al año, priorizando aquellos que han superado su vida útil o presentan problemas de funcionamiento. El contrato cuenta con un presupuesto anual

estimado de 582.600 euros, sin IVA, y tiene como objetivo mejorar la precisión en la medición del consumo, facilitar la detección de fugas y garantizar una facturación más ajustada al consumo real. Desde Aquavall se subraya que el cambio de contadores no tendrá ningún coste para los usuarios, ni por el equipo ni por su instalación. “Es una mejora directa del servicio público. El ciudadano no paga nada y gana en control, fiabilidad y transparencia”, ha destacado el presidente del Consejo.

CFE lanza un nuevo plan de \$29000 millones para instalar más de 2500 MW renovables y storage en México - Energía Estratégica

- La empresa estatal impulsa más de 1500 MW en nueva capacidad de generación limpia y almacenamiento en todo el país, comenzando con la expansión del complejo fotovoltaico Puerto Peñasco, que alcanzará 1 GW de potencia



<https://www.energiaestrategica.com/cfe-lanza-un-nuevo-plan-de-29000-millones-para-instalar-mas-de-2500-m...>

Emilia Lardizabal

Viernes, 19 diciembre 2025

La **Comisión Federal de Electricidad (CFE)** de México anunció una ambiciosa expansión en generación renovable, con una inversión superior a los 29000 millones de pesos mexicanos. Entre los proyectos prioritarios destaca la ampliación del complejo solar Puerto Peñasco, en Sonora, que sumará 580 MW y **alcanzará una capacidad total de 1000 MW, consolidándose como uno de los parques solares más grande de América Latina.**

La fase III del proyecto suma 300 MW solares y 90 MW de baterías de 3 horas, con una inversión estimada de \$6488 millones. Comenzará a construirse en lo que resta de diciembre, mientras que la etapa IV iniciará obras en febrero de 2026 y contará con 280 MW solares y 30% de baterías por 3 horas, con una inversión de 6788 MDP. Se espera que ambas instalaciones estén finalizadas para el primer trimestre del 2028.

El plan incluye también **dos nuevas plantas solares en Coahuila : Carbón II y Río Escondido** , que en conjunto aportarán **556 MW** con respaldo de baterías. Su construcción iniciará en febrero de 2026 y se extenderá hasta 2028, con una inversión estimada en \$ **15450 millones** .

La central fotovoltaica Carbón II tendrá 376 MWac y 30% en baterías de 3 horas, con inversión de \$10397.2 millones . En tanto que el parque Río Escondido contará con 180 MWac y 30% de baterías de 3 hrs por un total de \$5052 millones.

En enero se hará la publicación de concurso, en la que estará a cargo una mesa de trabajo conformada por la **Secretaría de Energía (SENER)**, la **Comisión Federal de Electricidad (CFE)** y el **Fondo Nacional de Infraestructura (FONADIN)**.

La presidenta de México, **Claudia Sheinbaum**, **destacó que** estos desarrollos permitirán asegurar el 54% de participación estatal en la generación eléctrica, siguiendo la misma línea que el gobierno de Andrés Manuel López Obrador (AMLO) de que la CFE tenga un mayor rol predominante dentro del sector.

En el marco del mismo plan, CFE también evalúa tres nuevas instalaciones bajo esquemas mixtos con FONADIN y SENER: **dos plantas solares, Las Garzas (Durango) de 270 MW y Los Girasoles (Quintana Roo) de 110 MW, y un parque eólico en San Luis de la Paz (Guanajuato) de 63 MW** .

Estos tres proyectos suman **443 MW de capacidad** y fueron parte del paquete de activos que el Estado adquirió a Iberdrola, por lo que están en proceso de evaluación técnica.

“Estamos trabajando en mesas tripartitas para revisar las características técnicas y el estado de las gestiones previas de cada uno. Es un ejercicio de planeación vinculante que permitirá iniciar de manera ordenada el desarrollo de estos proyectos”, explicó **Emilia Calleja**, directora de la CFE.

Recientemente, **circularon rumores entre actores clave del sector sobre un posible relevo en la dirección general de la CFE** , y comenzó a mencionarse el nombre de **José Antonio Rojas** , actual funcionario cercano al equipo presidencial, como potencial reemplazo de Calleja. Si bien no hay definiciones oficiales, el tema ya forma parte del debate interno en áreas técnicas del sector energético.

Desde la Secretaría de Energía, **Luz Elena González** remarcó que **“además de las etapas 3 y 4 de Puerto Peñasco, hay cinco plantas más en planificación con FONADIN”** , lo que fortalece la articulación interinstitucional del plan.

En materia de infraestructura eléctrica, CFE calendarizó **66 proyectos de transmisión** para ejecutarse entre 2025 y 2026, con una inversión estimada de **35.836 millones de pesos mexicanos** . Estas obras serán fundamentales para abastecer regiones con creciente demanda, especialmente en zonas industriales del norte y del sureste.

Por su parte, el sector privado también moviliza inversiones. Tal como informó **Energía Estratégica** , la Secretaría de Energía autorizó **20 nuevos proyectos privados** que aportarán **3320 MW de generación** y **1488 MW de almacenamiento** , con inversiones por más de \$ **90000 millones** y con **entrada en operación prevista entre 2027 y 2029**.

En total, se ofertaron **5970 MW de capacidad renovable** distribuidos en seis regiones del país. De ellos, **3790 MW correspondían a tecnologías fotovoltaica y eólica**. Esto significa que se **cubrió el 55% de la capacidad de generación ofertada** y se **asignó el 58% de los proyectos propuestos** en la primera convocatoria. Las iniciativas seleccionadas suman **3320 MW de generación** y **1488 MW de almacenamiento** : en total, **15 proyectos solares** aportarán **2471 MW** , mientras que **5 parques eólicos** sumarán **849 MW** .

Akuo inicia la construcción de un megaproyecto de almacenamiento en la isla de Nueva Caledonia y allana el camino a las...

- Se dice que la batería de Boulouparis, de 200 MWh de capacidad, será una de las más grandes de su tipo en Francia, una vez que se complete en 2027.



Akuo inicia la construcción de un megaproyecto de almacenamiento en la isla de Nueva Caledonia y allana el camino a las energías renovables

<https://elperiodicodelaenergia.com/akuo-inicia-la-construccion-de-un-megaproyecto-de-almacenamiento-en-la...>

José A. Roca

Sábado, 20 diciembre 2025

Akuo, productor francés de energías renovables, ha iniciado la construcción de una de las mayores instalaciones de almacenamiento de electricidad de Francia, en Nueva Caledonia. Una vez operativa, la instalación podrá suministrar 50 MW diarios durante tres horas durante la duración prevista del contrato (12 años). Para ello, Akuo está instalando actualmente más de 200 MWh de capacidad de almacenamiento en el municipio de Boulouparis, en la isla principal de la Provincia Sur de Nueva Caledonia.

Estabilizar la red y allanar el camino a las energías renovables

Está previsto que la instalación entre en funcionamiento en el tercer trimestre de 2027. Al almacenar la electricidad durante el día y reinyectarla durante el período de máxima demanda vespertino, la instalación optimizará el uso de la electricidad solar generada, adaptándose a las necesidades de la isla. Con una capacidad efectiva de 150 MWh, la instalación cubrirá el equivalente al consumo eléctrico de Numea durante unas tres horas.

Como herramienta de regulación de la red, también permitirá una respuesta altamente reactiva a las variaciones de frecuencia y tensión, así como el uso de tecnología de formación de red, lo que significa que podrá establecer la red y reiniciarla en caso de apagón. Todas estas características

reforzarán la estabilidad de la red y facilitarán la integración de un mayor porcentaje de energías renovables en la matriz energética de Nueva Caledonia.

El grupo **Akuo** conoce muy bien la región donde se implementa el proyecto. De hecho, ya gestiona tres parques solares en Nueva Caledonia, incluyendo uno en Boulouparis: la planta fotovoltaica Kwita Wije (6 MWp), que a su vez cuenta con un sistema de almacenamiento (3 MW/3 MWh).

Reducción de emisiones

El gobierno de Nueva Caledonia está llevando a cabo una política proactiva que apunta a una reducción del 75% en las emisiones de gases de efecto invernadero para 2035, según el plan de transición energética del archipiélago (" Schéma de Transition Energétique de la Nouvelle Calédonie ") adoptado en agosto de 2023.

El plan es aún más ambicioso dado que requiere una descarbonización acelerada de los sitios metalúrgicos, que representan dos tercios del consumo eléctrico de la isla, y la sustitución de al menos el 50% de la energía fósil utilizada en el sector del níquel con energía renovable para 2035. El desarrollo de la capacidad de almacenamiento, al permitir que se integren tantas energías renovables como sea posible en la red eléctrica, es la piedra angular que permitirá que se implemente la transición energética de Nueva Caledonia.

La ronda de financiación reunió a la **Caisse d'Epargne Ile-de-France** , la **Banque de Nouvelle-Calédonie** , la **AFD** (Agencia Francesa de Desarrollo), la **Banque Calédonienne d'Investissement** y **BPI France** . Los grupos Wiwa y Wije, sujetos a normas locales específicas (Groupements de Droit Particulier Locaux, GDPL) , que representan a tres tribus locales, también participan en el proyecto. La inclusión de estas comunidades en la estructura accionarial del proyecto permitirá que estas tribus se beneficien económicamente durante toda la vida útil de la instalación.

Ayudas fiscales

El proyecto puede acogerse a dos mecanismos de exención fiscal. La exención fiscal local, específica de las medidas fiscales implementadas por el gobierno de Nueva Caledonia, contribuye a fomentar la inversión y el desarrollo económico en la isla. El proyecto ya ha sido aprobado por las autoridades fiscales, y los inversores fiscales locales aportarán sus fondos en diciembre de 2025.

Por su parte, el régimen nacional francés de exención fiscal (LODEOM) permitirá a los inversores de Francia continental participar en la financiación del proyecto hasta su puesta en marcha. En el marco del contrato firmado con Enercal (la empresa gestora de la red eléctrica de Nueva Caledonia), la asistencia fiscal reducirá los costes de la red.

Bruno Bensasson, director general del grupo Akuo, dijo. " En Akuo estamos plenamente comprometidos con este proyecto: sabemos hasta qué punto esta batería de almacenamiento desempeñará un papel clave en el fortalecimiento de la proporción de energías renovables en la matriz eléctrica de Nueva Caledonia. Su puesta en marcha ayudará a acelerar la producción de electricidad verde para permitir la transición de la industria minera hacia fuentes de energía

sostenibles. Nuestros equipos y sus socios ya están centrados en dar lo mejor de sí mismos y en hacer realidad este ambicioso proyecto”.

PDF EN PROCESO DE ELABORACIÓN

Disculpen las molestias.

Demasiado para elegir, poco para decidir

<https://www.pv-magazine.es/2025/12/19/demasiado-para-elegir-poco-para-decidir/>

www.pv-magazine.es

19/12/2025

Una obviedad: no siempre se impone el mejor producto, a menudo es el más económico. Porque por muy bueno que sea un desarrollo, por muy bien pensado que esté el concepto que hay detrás, si nadie lo compra porque el precio es demasiado alto o el manejo demasiado complicado, ese producto no tendrá ninguna oportunidad a largo plazo. Sin embargo, con esto no quiero decir que siempre gane el producto más barato del mercado. En el caso de la tecnología solar, es el equilibrio entre el precio, la calidad y el manejo lo que convierte a un artículo en un éxito de ventas. Al fin y al cabo, una instalación fotovoltaica se planifica y se construye para un periodo de uso superior a 20 años. Teniendo esto en cuenta, los fabricantes deberían equipar sus módulos solares con materiales de mayor calidad y cristales más gruesos, y los inversores y baterías deberían contar con componentes electrónicos más duraderos. Sin embargo, ante la continua caída de los precios de mercado, se produce una presión sobre los precios que limita la calidad de los productos. Se ahorra y se optimiza en todos los aspectos para que los productos sean más baratos y ligeros. Cada vez hay que meter más unidades en un contenedor para reducir los costes de transporte. Lamentablemente, a menudo solo después de años de funcionamiento se ve si los productos cumplen lo que prometen o si se ha ido demasiado lejos. Los precios de los módulos apenas han variado a finales de año. Parece que se ha alcanzado un nivel en el que ya no hay margen para más bajadas de precios. Las excepciones individuales a la baja son el resultado de ventas urgentes y liquidaciones de existencias, y no representan una tendencia real. Dadas las enormes pérdidas que los fabricantes asiáticos llevan años sufriendo, todo el mundo espera una corrección general al alza de los precios. Sin embargo, por el momento nadie sabe cuándo se producirá ni mediante qué mecanismos. Unos precios más altos de los módulos permitirían por fin volver a ofrecer más calidad, pero ninguno de los competidores se atreve a dar el primer paso. Los grandes fabricantes chinos temen perder las cuotas de mercado que tanto les ha costado ganar. Solo los grandes conglomerados que no dependen exclusivamente del sector solar o los pequeños proveedores nicho, que no tienen que defender grandes cuotas de mercado y atienden a su propia clientela, pueden permitirse situar sus productos por encima del nivel de precios general que refleja el índice. El fracaso de Meyer Burger, pero también, por ejemplo, el de Sunpower, ha demostrado de manera impresionante que la producción de módulos a una escala competitiva no funciona a largo plazo si no se adapta el precio de producción al nivel del mercado o, al menos, se aproxima a él. Y con esto volvemos al tema de «estar atentos a la hora de seleccionar los productos: ». Nunca pensé que escribiría algo así, pero la experiencia ha demostrado que, a la hora de seleccionar componentes o conceptos de sistemas, es mejor ser conservador y no lanzarse demasiado rápido a las nuevas tendencias. Las innovaciones en el sector de los productos son emocionantes y, a menudo, marcan el camino hacia una nueva era en la generación de energía, pero también hay muchos fracasos. En algo tan costoso y duradero como una planta de generación de energía, es fatal que los componentes fallen al cabo de pocos años o que el fabricante y el garante desaparezcan justo antes de que surjan los primeros problemas. Lamentablemente, la lista de ejemplos negativos es tan larga que solo puedo enumerar algunos de ellos. La historia del «silicio de grado solar» o, en español, silicio metalúrgico, es sin duda un ejemplo característico. Echamos la vista atrás a principios de la década de 2010, cuando el auge sostenido de las energías

renovables provocó que no hubiera suficientes residuos de polisilicio procedentes de la fabricación de chips para satisfacer la demanda de la industria solar. A unos ingeniosos científicos se les ocurrió la idea de producir silicio menos puro que el «silicio de grado electrónico» habitual hasta entonces, mediante procesos más sencillos y económicos. Dado que aún nos encontrábamos en la era de los módulos policristalinos, en la que los rendimientos habituales rondaban el 15 %, un producto en el extremo inferior de la escala de rendimiento tendría sin duda éxito si el precio de venta fuera el adecuado. Por desgracia, los módulos equipados con estas células, denominados «módulos E» en Canadian Solar, se degradaban mucho más rápido que los productos convencionales. La producción de energía de las instalaciones fotovoltaicas con estos productos quedó muy por debajo de lo prometido y los fabricantes tuvieron que sustituir los módulos al cabo de pocos meses de funcionamiento, con lo que la moda pasó rápidamente. Los ejemplos más recientes de desarrollos de productos ambiciosos, pero no adaptados al mercado, provienen del sector del almacenamiento de energía. Por un lado, cabe mencionar el sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno para uso doméstico durante todo el año, denominado Picea, de la empresa HPS, ahora en quiebra. El exceso de energía solar se convierte en hidrógeno mediante un electrolizador y se almacena en una batería con botellas de gas a presión fuera de la casa. Cuando no hay energía solar, el hidrógeno se puede convertir de nuevo en electricidad y calor en una pila de combustible. Hasta aquí, todo muy complicado; por desgracia, todo el sistema es también desproporcionadamente caro y, por lo tanto, solo apto para unos pocos amantes de la autosuficiencia con un elevado poder adquisitivo. Mucho más económico es cualquier sistema de almacenamiento electroquímico con el que, con el tamaño adecuado, también se puede alcanzar una independencia casi total. Otro ejemplo del mundo de las tecnologías de almacenamiento exóticas es el almacenamiento de flujo redox en formato mini. A gran escala, se trata sin duda de un concepto probado y económico, pero la empresa Prolux Solutions quería llevarlo también a los hogares unifamiliares. Sin embargo, al parecer se subestimaron los problemas relacionados con la circulación de productos químicos, es decir, los electrolitos líquidos, y al cabo de unos meses ya se produjeron fugas. El elevado coste de mantenimiento que cabía esperar con tantas unidades pequeñas en el mercado llevó a que, a finales de 2025, se decidiera retirar o sustituir los pocos sistemas que había en el mercado por la tecnología LFP, de eficacia probada. Sin embargo, a veces se necesitan varios intentos hasta que un concepto alcanza la madurez adecuada o el mercado cambia de tal manera que el enfoque cobra sentido de repente. El mejor ejemplo de ello es el colector híbrido, es decir, la fusión de la energía fotovoltaica y la energía solar térmica. Físicamente, se trata más bien de una paradoja, ya que un exceso de calor perjudica la generación de electricidad, por lo que el calor debe ser eliminado continuamente, pero entonces no hay suficiente energía térmica disponible para el funcionamiento económico de un sistema de calefacción. Sin embargo, en los últimos veinte años, el principio ha sido «recalentado» al menos diez veces por ingeniosos desarrolladores y se han creado empresas financiadas por inversores, todas las cuales han fracasado. El avance se produjo cuando se renunció al costoso aislamiento de la parte posterior del colector y se combinó con una bomba de calor para aprovechar el calor a baja temperatura. Una señal útil de que un nuevo desarrollo podría imponerse es, sin duda, el momento en que diferentes actores se ocupan de una misma tecnología y la lanzan al mercado. Tan pronto como varias empresas emergentes con inventos iguales o similares logren convencer a los inversores internacionales de sus ideas, es probable que se trate de un desarrollo sostenible con posibilidades válidas de éxito. Cuando estos productos hayan alcanzado una cierta penetración en el mercado, será el momento de ocuparse de ellos. El riesgo de fracasar se minimiza, al menos hasta que comience a imponerse una nueva tecnología revolucionaria. Resumen de los precios por tecnología en diciembre de 2025, incluyendo los cambios con respecto al mes anterior (a 15/12/2025): Sobre el autor: Martin Schachinger es ingeniero eléctrico de formación y lleva más de 30 años trabajando en el sector de la energía fotovoltaica y las energías renovables. En 2004 se estableció por cuenta propia y fundó la plataforma comercial online de renombre internacional pvXchange.com, a través de la cual mayoristas, instaladores y empresas de servicios pueden adquirir, además de todos los componentes para nuevas instalaciones, módulos solares e inversores que ya no se fabrican, pero que son urgentemente necesarios para la reparación de instalaciones fotovoltaicas defectuosas. Martin Schachinger The views and opinions expressed in this article are the author's own, and do not necessarily reflect those held by pv magazine. 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

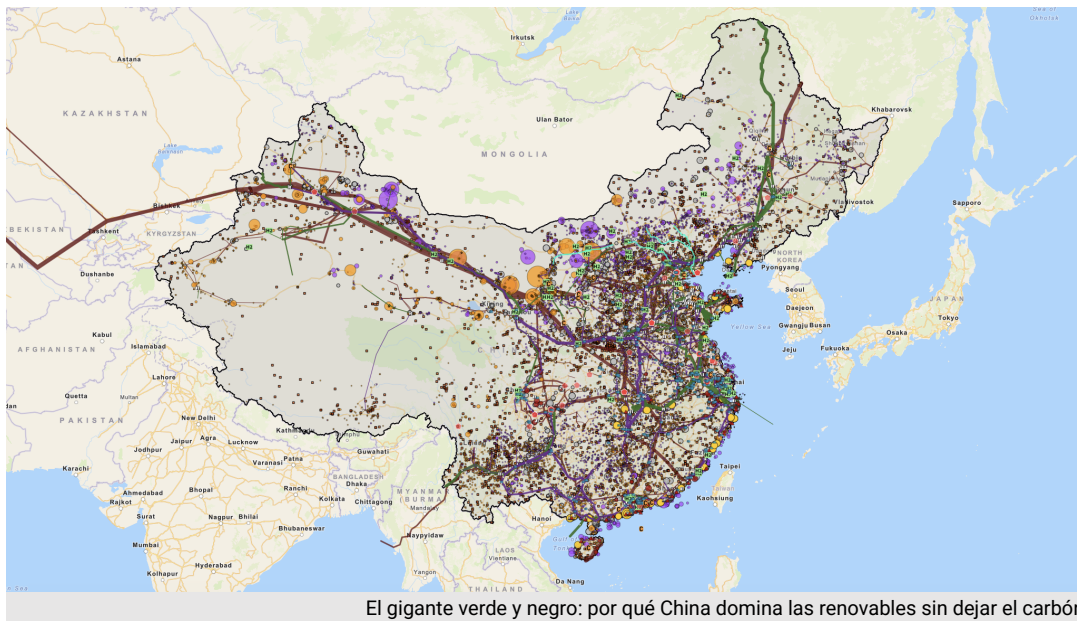
Una obviedad: no siempre se impone el mejor producto, a menudo es el más económico. Porque por muy bueno que

sea un desarrollo, por muy bien pensado que esté el concepto que hay detrás, si nadie lo compra porque el precio es demasiado alto o el manejo demasiado complicado, ese producto no tendrá ninguna oportunidad a largo plazo. Sin embargo, con esto no quiero decir que siempre gane el producto más barato del mercado. En el caso de la tecnología solar, es el equilibrio entre el precio, la calidad y el manejo lo que convierte a un artículo en un éxito de ventas. Al fin y al cabo, una instalación fotovoltaica se planifica y se construye para un periodo de uso superior a 20 años. Teniendo esto en cuenta, los fabricantes deberían equipar sus módulos solares con materiales de mayor calidad y cristales más gruesos, y los inversores y baterías deberían contar con componentes electrónicos más duraderos. Sin embargo, ante la continua caída de los precios de mercado, se produce una presión sobre los precios que limita la calidad de los productos. Se ahorra y se optimiza en todos los aspectos para que los productos sean más baratos y ligeros. Cada vez hay que meter más unidades en un contenedor para reducir los costes de transporte. Lamentablemente, a menudo solo después de años de funcionamiento se ve si los productos cumplen lo que prometen o si se ha ido demasiado lejos. Los precios de los módulos apenas han variado a finales de año. Parece que se ha alcanzado un nivel en el que ya no hay margen para más bajadas de precios. Las excepciones individuales a la baja son el resultado de ventas urgentes y liquidaciones de existencias, y no representan una tendencia real. Dadas las enormes pérdidas que los fabricantes asiáticos llevan años sufriendo, todo el mundo espera una corrección general al alza de los precios. Sin embargo, por el momento nadie sabe cuándo se producirá ni mediante qué mecanismos. Unos precios más altos de los módulos permitirían por fin volver a ofrecer más calidad, pero ninguno de los competidores se atreve a dar el primer paso. Los grandes fabricantes chinos temen perder las cuotas de mercado que tanto les ha costado ganar. Solo los grandes conglomerados que no dependen exclusivamente del sector solar o los pequeños proveedores nicho, que no tienen que defender grandes cuotas de mercado y atienden a su propia clientela, pueden permitirse situar sus productos por encima del nivel de precios general que refleja el índice. El fracaso de Meyer Burger, pero también, por ejemplo, el de Sunpower, ha demostrado de manera impresionante que la producción de módulos a una escala competitiva no funciona a largo plazo si no se adapta el precio de producción al nivel del mercado o, al menos, se aproxima a él. Y con esto volvemos al tema de «estar atentos a la hora de seleccionar los productos: ». Nunca pensé que escribiría algo así, pero la experiencia ha demostrado que, a la hora de seleccionar componentes o conceptos de sistemas, es mejor ser conservador y no lanzarse demasiado rápido a las nuevas tendencias. Las innovaciones en el sector de los productos son emocionantes y, a menudo, marcan el camino hacia una nueva era en la generación de energía, pero también hay muchos fracasos. En algo tan costoso y duradero como una planta de generación de energía, es fatal que los componentes fallen al cabo de pocos años o que el fabricante y el garante desaparezcan justo antes de que surjan los primeros problemas. Lamentablemente, la lista de ejemplos negativos es tan larga que solo puedo enumerar algunos de ellos. La historia del «silicio de grado solar» o, en español, silicio metalúrgico, es sin duda un ejemplo característico. Echamos la vista atrás a principios de la década de 2010, cuando el auge sostenido de las energías renovables provocó que no hubiera suficientes residuos de polisilicio procedentes de la fabricación de chips para satisfacer la demanda de la industria solar. A unos ingeniosos científicos se les ocurrió la idea de producir silicio menos puro que el «silicio de grado electrónico» habitual hasta entonces, mediante procesos más sencillos y económicos. Dado que aún nos encontrábamos en la era de los módulos policristalinos, en la que los rendimientos habituales rondaban el 15 %, un producto en el extremo inferior de la escala de rendimiento tendría sin duda éxito si el precio de venta fuera el adecuado. Por desgracia, los módulos equipados con estas células, denominados «módulos E» en Canadian Solar, se degradaban mucho más rápido que los productos convencionales. La producción de energía de las instalaciones fotovoltaicas con estos productos quedó muy por debajo de lo prometido y los fabricantes tuvieron que sustituir los módulos al cabo de pocos meses de funcionamiento, con lo que la moda pasó rápidamente. Los ejemplos más recientes de desarrollos de productos ambiciosos, pero no adaptados al mercado, provienen del sector del almacenamiento de energía. Por un lado, cabe mencionar el sistema de almacenamiento de energía de hidrógeno para uso doméstico durante todo el año, denominado Picea, de la empresa HPS, ahora en quiebra. El exceso de energía solar se convierte en hidrógeno mediante un electrolizador y se almacena en una batería con botellas de gas a presión fuera de la casa. Cuando no hay energía solar, el hidrógeno se puede convertir de nuevo en electricidad y calor en una pila de combustible. Hasta aquí, todo muy complicado; por desgracia, todo el sistema es también desproporcionadamente caro y, por lo tanto, solo apto para unos pocos amantes de la autosuficiencia con un elevado poder adquisitivo. Mucho más económico es cualquier sistema de

almacenamiento electroquímico con el que, con el tamaño adecuado, también se puede alcanzar una independencia casi total. Otro ejemplo del mundo de las tecnologías de almacenamiento exóticas es el almacenamiento de flujo redox en formato mini. A gran escala, se trata sin duda de un concepto probado y económico, pero la empresa Prolux Solutions quería llevarlo también a los hogares unifamiliares. Sin embargo, al parecer se subestimaron los problemas relacionados con la circulación de productos químicos, es decir, los electrolitos líquidos, y al cabo de unos meses ya se produjeron fugas. El elevado coste de mantenimiento que cabía esperar con tantas unidades pequeñas en el mercado llevó a que, a finales de 2025, se decidiera retirar o sustituir los pocos sistemas que había en el mercado por la tecnología LFP, de eficacia probada. Sin embargo, a veces se necesitan varios intentos hasta que un concepto alcanza la madurez adecuada o el mercado cambia de tal manera que el enfoque cobra sentido de repente. El mejor ejemplo de ello es el colector híbrido, es decir, la fusión de la energía fotovoltaica y la energía solar térmica. Físicamente, se trata más bien de una paradoja, ya que un exceso de calor perjudica la generación de electricidad, por lo que el calor debe ser eliminado continuamente, pero entonces no hay suficiente energía térmica disponible para el funcionamiento económico de un sistema de calefacción. Sin embargo, en los últimos veinte años, el principio ha sido «recalentado» al menos diez veces por ingeniosos desarrolladores y se han creado empresas financiadas por inversores, todas las cuales han fracasado. El avance se produjo cuando se renunció al costoso aislamiento de la parte posterior del colector y se combinó con una bomba de calor para aprovechar el calor a baja temperatura. Una señal útil de que un nuevo desarrollo podría imponerse es, sin duda, el momento en que diferentes actores se ocupan de una misma tecnología y la lanzan al mercado. Tan pronto como varias empresas emergentes con inventos iguales o similares logren convencer a los inversores internacionales de sus ideas, es probable que se trate de un desarrollo sostenible con posibilidades válidas de éxito. Cuando estos productos hayan alcanzado una cierta penetración en el mercado, será el momento de ocuparse de ellos. El riesgo de fracasar se minimiza, al menos hasta que comience a imponerse una nueva tecnología revolucionaria. Resumen de los precios por tecnología en diciembre de 2025, incluyendo los cambios con respecto al mes anterior (a 15/12/2025): Sobre el autor: Martin Schachinger es ingeniero eléctrico de formación y lleva más de 30 años trabajando en el sector de la energía fotovoltaica y las energías renovables. En 2004 se estableció por cuenta propia y fundó la plataforma comercial online de renombre internacional pvXchange.com, a través de la cual mayoristas, instaladores y empresas de servicios pueden adquirir, además de todos los componentes para nuevas instalaciones, módulos solares e inversores que ya no se fabrican, pero que son urgentemente necesarios para la reparación de instalaciones fotovoltaicas defectuosas. Martin Schachinger The views and opinions expressed in this article are the author's own, and do not necessarily reflect those held by pv magazine. Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com. Popular content

El gigante verde y negro: por qué China domina las renovables sin dejar el carbón

- La demanda de carbón en China se ha estabilizado y podría empezar a descender ligeramente antes de 2030, a medida que las renovables, la nuclear y el gas ganan terreno.



El gigante verde y negro: por qué China domina las renovables sin dejar el carbón

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-gigante-verde-y-negro-por-que-china-domina-las-renovables-sin-dejar-e...>

Jaime Santisteban

Viernes, 19 diciembre 2025

La demanda de carbón en China se ha estabilizado y podría empezar a descender ligeramente antes de 2030, a medida que las renovables, la nuclear y el gas ganan terreno

China vive hoy una de las paradojas energéticas más fascinantes y decisivas del siglo XXI. Es, al mismo tiempo, el líder mundial indiscutible en el despliegue de energías renovables y el mayor consumidor de carbón del planeta. Ningún otro país instala tanta capacidad solar y eólica ni emite tantos gases de efecto invernadero. Entender esta contradicción es clave para comprender no solo la transición energética china, sino también el rumbo de la descarbonización global.

Este mapa del sistema energético chino muestra centrales eléctricas, redes de transmisión e infraestructuras fósiles y renovables, revelando la concentración de la demanda en el este y los grandes corredores que conectan los recursos del oeste con los centros industriales y urbanos de la costa.

Las cifras explican por qué China se ha convertido en el epicentro de la transición verde. En 2024, el país añadió 360 gigavatios de nueva capacidad eólica y solar, más de la mitad de todas las instalaciones realizadas en el mundo ese año. Su capacidad total renovable alcanzó los 1,4 teravatios, aproximadamente un tercio del total mundial. En términos prácticos, China está instalando cada trimestre el equivalente a toda la flota solar de Estados Unidos. **"China no es solo el**

líder, sino realmente dominante en la transición hacia la energía verde, ya sea que mires los vehículos eléctricos, los paneles solares o las baterías”, resumía recientemente un vicepresidente de S&P Global.

Emisiones GEI China y Consumo Energético (%)

Este despliegue masivo responde a objetivos políticos claros. Pekín se ha comprometido a alcanzar el pico de emisiones antes de 2030 y la neutralidad climática en 2060, y ha fijado metas intermedias ambiciosas para aumentar la cuota de energía no fósil en su consumo total. **La combinación de planificación estatal, inversión a gran escala e innovación tecnológica ha convertido al país en la “fábrica verde” del mundo** : produce más del 90% de los módulos solares globales y más del 80% de las turbinas eólicas.

Producción de equipos renovables, 2024 (GW)

Sin embargo, el éxito cuantitativo esconde retos estructurales profundos. El primero es técnico y sistémico. Integrar volúmenes tan grandes de energía solar y eólica en tan poco tiempo tensiona cualquier sistema eléctrico. A diferencia de las centrales térmicas, la producción renovable es intermitente y depende del clima y de la luz solar. En China, el crecimiento de la capacidad renovable ha ido más rápido que el despliegue de recursos de flexibilidad, como el almacenamiento, la gestión de la demanda o la generación de respaldo, necesarios para mantener el equilibrio entre oferta y consumo en cada segundo.

Capacidad de almacenamiento de energía en baterías (China)

A ello se suma un desafío geográfico. La mayor parte del potencial solar y eólico se concentra en las regiones occidentales y septentrionales del país, mientras que los grandes centros de consumo están en la costa este. Esto exige enormes inversiones en redes de transmisión de larga distancia y en interconexiones interprovinciales. Aunque China ha avanzado con líneas de ultra alta tensión, los cuellos de botella persisten. En algunas provincias occidentales, hasta un 30% de la energía renovable generada llega a ser desaprovechada por falta de capacidad de evacuación.

El segundo gran reto es económico. Aunque el coste de generar electricidad solar y eólica ha caído en picado, el coste total del sistema no depende solo de la generación. Redes más robustas, almacenamiento, servicios de respaldo y control de frecuencia implican inversiones adicionales significativas. El riesgo es que la energía renovable, barata en origen, acabe encareciendo el sistema si no se diseñan mecanismos adecuados de reparto de costes. El desafío central es lograr que la transición reduzca los precios finales para los consumidores, en lugar de aumentarlos.

El tercer frente es el del mercado y la gobernanza. Un sistema eléctrico moderno no se sostiene solo con un mercado de kilovatios-hora. Necesita mercados de capacidad, de flexibilidad y de servicios auxiliares que remuneren aquello que garantiza la estabilidad del sistema. China está reformando su diseño de mercado para que las renovables participen plenamente, para reconocer el valor ambiental mediante certificados verdes y para integrar nuevos actores como el almacenamiento, la respuesta de la demanda o las plantas virtuales. El objetivo es pasar de un sistema rígido y fragmentado a un mercado nacional unificado, con señales de precios más claras y eficientes.

El papel del carbón es importante

Estas dificultades ayudan a explicar por qué el carbón sigue siendo central en el mix energético chino. A pesar del auge renovable, China continúa dependiendo del carbón para garantizar la seguridad del suministro, especialmente en picos de demanda o episodios climáticos extremos. No obstante, los indicios de cambio son reales. Según la Agencia Internacional de la Energía, **la demanda de carbón en China se ha estabilizado y podría empezar a descender ligeramente antes de 2030, a medida que las renovables, la nuclear y el gas ganan terreno**. El carbón no desaparece de inmediato, pero deja de crecer.

Existe además una paradoja industrial. La extraordinaria capacidad manufacturera china ha generado una sobrecapacidad en tecnologías verdes. Con la demanda global creciendo más despacio de lo esperado y con barreras comerciales en algunos mercados, los fabricantes han inundado el mercado doméstico, presionando precios y márgenes. La reciente eliminación de tarifas reguladas para nuevas instalaciones renovables refuerza esta transición hacia un entorno más competitivo y menos subsidiado.

Esta enorme capacidad industrial no solo transforma el sistema energético chino, sino también la geopolítica de las cadenas de suministro globales. La Unión Europea, consciente de su creciente dependencia de Pekín, especialmente en materias primas críticas como litio, níquel y cobalto, esenciales para baterías y tecnologías limpias, está apostando por compras conjuntas y un mayor almacenamiento estratégico para reducir esa vulnerabilidad. Bruselas impulsa iniciativas destinadas a diversificar proveedores y asegurar inventarios propios, con el objetivo de no depender exclusivamente de China en la urgencia de la transición energética.

Aliados estratégicos

Además de los retos domésticos, China está buscando socios estratégicos fuera de sus fronteras para exportar su industria verde. Según el sector energético español, Pekín ha identificado a España como aliado clave para desembarcar con fábricas y centros de producción vinculados a la energía limpia en Europa. Empresas chinas vinculadas a baterías, almacenamiento y electrolizadores estarían planificando inversiones significativas en el país, aprovechando su potencial industrial, su posición geográfica y el interés político por acelerar la transición energética.

“A pesar de tendencias atípicas en varios mercados clave del carbón en 2025, nuestra previsión para los próximos años no ha cambiado de forma sustancial respecto a la de hace un año: esperamos que la demanda mundial de carbón se estanque antes de empezar a descender ligeramente hacia 2030”, afirma Keisuke Sadamori, director de Mercados Energéticos y Seguridad de la AIE.

“Existen muchas incertidumbres que afectan a las perspectivas del carbón, especialmente en China, donde la evolución, desde el crecimiento económico y las decisiones políticas hasta la dinámica de los mercados energéticos y el clima, seguirá teniendo una influencia desproporcionada en el panorama global. De forma más amplia, las tendencias del crecimiento de la demanda eléctrica y la integración de las energías renovables en todo el mundo podrían afectar a la trayectoria del carbón”.

En este contexto, muchos analistas señalan una “línea plateada”: el giro desde la fabricación hacia la infraestructura. Invertir masivamente en redes eléctricas, almacenamiento y digitalización permitiría reducir el desperdicio de renovables, acelerar la descarbonización real y crear un nuevo motor de crecimiento económico. Además, el desarrollo de infraestructuras eléctricas, menos sensible geopolíticamente que los paneles solares o las baterías, podría convertirse en una nueva baza exportadora.

Según Alicia García-Herrero y Haoxin Mu, de Bruegel: “China necesita aumentar su inversión en infraestructuras eléctricas para reducir el vertido de energías renovables y frenar su dependencia de fuentes de generación intensivas en carbono. Esto crearía un nuevo impulso de crecimiento que compensaría la retirada de la inversión de capital en la fabricación de equipos renovables y en la construcción de proyectos de energías limpias”.

Las lecciones de China son claras para el resto del mundo. La transición energética no es solo instalar megavatios verdes: requiere coherencia entre objetivos, planificación a largo plazo de redes, mercados que reflejen el valor real de la flexibilidad y una apuesta constante por la innovación. China demuestra que es posible avanzar a una velocidad sin precedentes, pero también que incluso el líder mundial se enfrenta a límites físicos, económicos y políticos. Resolver estas paradojas internas será decisivo no solo para el futuro energético chino, sino para el éxito de la transición global.



Las inversiones en renovables en la Comunidad se desvanecen

- Los recursos judiciales y la inseguridad jurídica provocan la fuga de proyectos de hidrógeno, baterías, o eólicos
- Pese a que la Comunidad cuenta con recursos, la percepción de riesgo aleja más de 6.000 millones en dos años

LUIS GARCÍA LÓPEZ
SANTIAGO



Corría el año 2023, y pese a que en Galicia ya preocupaba el freno de los últimos años en lo que respecta a la implantación de nuevos parques eólicos, grandes proyectos industriales llamaban a la puerta de la Comunidad, interesados por el potencial de producción renovable que permitiría su despliegue. En un informe presentado en octubre de 2023, la Asociación Eólica de Galicia (EGA) señalaba que 32 iniciativas de calado buscaban implementar la fabricación de biocarburantes, hidrógeno, amoníaco o aprovechar los residuos para generar energía en plantas de biometano. Apenas dos años después, la mayoría de estos proyectos que prometían una inversión conjunta de 6.329 millones de euros y 7.000 puestos de trabajo han desaparecido.

El bloqueo eólico se mantiene, con 228 recursos judiciales en tramitación que afectan a 92 parques eólicos solo en Galicia, de los cuales, 86 permanecen suspendidos, impidiendo la implantación de 2.497 MW de potencia frente a los 4.020MW instalados y en funcionamiento actualmente a través de 193 instalaciones eólicas.

Un perjuicio que, sumado al bloqueo de la repotenciación recurrido por el Gobierno central, dejan a Galicia en un limbo de inseguridad jurídica por el que cada año pierde millones de euros en inversiones y «pone en peligro los objetivos de descarbonización fijados a nivel europeo y también por la hoja de ruta de la Xunta», puntualizan desde la Consellería de Medio Ambiente y Cambio Climático.

«Galicia, en estos momentos, está marcada como comunidad con riesgos a la hora de solicitar cualquier financiación. ¿Por qué? Porque normalmente acaba judicializándose», afirma Manuel Fraga, presidente de EGA. Explica que prácticamente el 100% de los proyectos eólicos que se tramitan en Galicia se enfrentan a alegaciones por distintos motivos, como la posible afección a espacios protegidos o a la fauna local, dejando en suspensión

las instalaciones durante años.

Detrás de estos recursos se repite el nombre de tres asociaciones: Petón do Lobo, Adegas y Ecoloxistas en Acción, presentes en los 228 recursos judiciales. Y pese a que tanto el Tribunal Supremo (TS) como el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) resolvieron cuestiones como los plazos de tramitación pública de la legislación o la adecuación de los procesos de participación ciudadana previos a la elaboración de los informes sectoriales, el Tribunal Superior de Xustiza de Galicia (TSXG) encuentra nuevos motivos para detener el desarrollo de los proyectos.

El último caso sonado fue el del parque eólico A Ruña III de Mazaricos (La Coruña), en el que el TSXG anuló las autorizaciones administrativas alegando que la declaración de impacto ambiental «se limitó al parque eólico cuando se tenía que realizar de forma conjunta con la de la línea eléctrica de evacuación», pese a que esa línea de evacuación ya prestaba servicio a otro parque eólico en funcionamiento. Un argumento que, replicó la Xunta, ya había sido resuelto previamente el Supremo con otro parque (Campelo), estableciendo que cuando «dos o más instalaciones de parques eólicos compartan instalaciones de conexión no comporta, ineludiblemente, que debamos considerar la existencia de un único proyecto de parque eólico a efectos de su evaluación medioambiental».

En definitiva, las paralizaciones cautelares echan por tierra los PPA (contratos que fijan un precio para la venta de energía a largo plazo) que necesitan las empresas para asentarse, especialmente aquellas que requieren un elevado consumo eléctrico (electrointensivas). Todo ello en un contexto internacional en el que las empresas que desarrollan la Inteligencia Artificial (IA) están llevando a cabo inversiones de enorme calado para construir centros de datos a lo largo

Pese a las sentencias del Supremo y el TJUE avalan la legislación eólica, 92 instalaciones continúan judicializadas en Galicia

La figura clave del interés público superior en la UE

Pese a la complejidad legal del conflicto, desde el sector eólico ponen el énfasis en que la legislación española y gallega desarrollen el concepto de interés público superior vigente en la Unión Europea. Una figura que permitiría priorizar los proyectos de energía renovable y agilizar su puesta en punto para cumplir con los objetivos en materia de clima. De hecho, en el recurso contra la repotenciación gallega, el Gobierno central afea que la Xunta trasponga directamente este concepto que todavía no se recoge en la legislación española pese a las demandas del sector y su capacidad para desbloquear, en principio, la maraña de recursos que asfixian a un sector indispensable para la transición energética.

de Europa y el mundo, buscando agua y energía verde y barata, condiciones que Galicia podría cumplir.

Capacidad de la red

Con las evidentes dificultades presentes para desarrollar nuevos proyectos eólicos, la Xunta apostó por la repotenciación, es decir, la sustitución de los aerogeneradores más antiguos por modelos más modernos y eficientes que permitan mantener la potencia instalada con menos molinos, reduciendo el impacto paisajístico y aumentando la generación de energía gracias a las horas extra de aprovechamiento del viento que ofrecen los nuevos modelos.

Pese a que desde el sector eólico mostraron su rechazo a la obligatoriedad de repotenciación que implica la ley para las instalaciones de más de 25 años –salvo excepciones–, el interés por la repotenciación existe, aunque, de nuevo, la inseguridad jurídica implica un riesgo que desalienta las inversiones en este sentido.

Y, a expensas de que el Constitucional se pronuncie por el recurso presentado por el Gobierno central contra esta regulación gallega para la repotencia-





ción –alega que invade sus competencias–, otro problema limita la producción eólica gallega: la incapacidad de la red para absorber más energía. El director xeral de Planificación Enerxética y Recursos Naturais y presidente del Inega (Instituto Enerxético de Galicia), Pablo Fernández Vila, explica que la falta de refuerzo en la red eléctrica provoca que, a pesar de que la repotenciación permita generar más energía, los parques eólicos tienen que detenerse por la incapacidad de la red de absorber más energía.

Un refuerzo que parte de la planificación de la de red de transporte que elabora el Ministerio de Transición Ecológica en colaboración con las comunidades autónomas, alegado por la Xunta ante la inversión del 2,8% del total asignada a Galicia para los próximos cinco años, que, advierten, pone en riesgo «más de una docena de proyectos industriales estratégicos» en palabras del presidente gallego, Alfonso Rueda.

Una necesidad prioritaria que responde también a la necesidad de reforzar la red para evitar situaciones como el apagón del pasado mes de abril y evitar situaciones paradigmáticos como la que se da a día de hoy en Galicia, con empresas que no pueden conectarse a la red eléctrica para consumir energía e instalaciones eólicas paradas por que la red de evacuación no tiene capacidad de absorber más producción energética.

Repotenciación de una instalación eólica de Endesa // ENDESA





Galicia capta 104 de los 840 millones en ayudas a grandes almacenes energéticos

La comunidad es la segunda, después de Andalucía y por delante de Castilla-La Mancha, que recibirá más dinero para proyectos innovadores cofinanciables con fondos Feder

D. PAGE / M. RODRÍGUEZ

Madrid / A Coruña

España pretende dar un impulso decisivo al despliegue del almacenamiento energético a gran escala. Las grandes baterías, híbridas o autónomas, y las centrales hidroeléctricas de bombeo van a resultar fundamentales, entiende el Gobierno y certifican los expertos, para la transición energética hasta el momento de almacenar la energía producida de manera intermitente por las renovables y poder guardarla casi a voluntad hasta el momento de su consumo. Un elemento clave en el que España va con retraso en relación a los objetivos de despliegue que se habían marcado para el final de la década y que recobró plena actualidad a raíz del colapso eléctrico masivo ocurrido el pasado 28 de abril (el gran apagón).

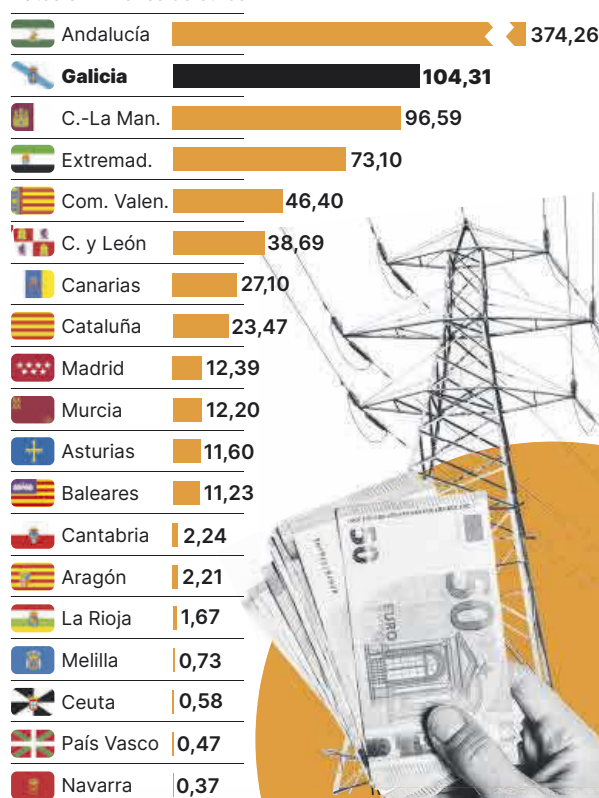
El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) ha dado a conocer la propuesta de resolución definitiva de la primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético cofinanciadas con fondos Feder 2021-2027, convocada en mayo y cuya resolución provisional se conoció a finales de octubre. Serán en total 133 los proyectos de almacenamiento que recibirán financiación, con una potencia agregada cercana a 2.400 megavatios (MW) y una capacidad acumulada de aproximadamente 10.000 MWh. Aunque el número total de proyectos es inferior en ocho al de la resolución provisional, la potencia conjunta aumenta en 223 MW, lo que supone 891 MWh adicionales respecto al reparto previo.

La comunidad gallega recibe 60 millones para proyectos de almacenamiento de bombeo reversible

El volumen total de ayudas finalmente concedidas asciende a algo más de 839 millones de euros, de los cuales Galicia capta 104,3 con el siguiente reparto: 14,4 millones para el desarrollo de proyectos «stand-alone» (instalaciones autónomas, a diferencia de las híbridas

Distribución de las ayudas por comunidades autónomas

Datos en millones de euros



Fuente: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE)



dadas sin conexión directa a plantas renovables) de almacenamiento energético; 15,5 millones para proyectos de índole térmico; 14,4 de hibridación y 60 millones para proyectos de bombeo. En esta convocatoria, Galicia es la segunda comunidad donde más dinero se invertirá en el desarrollo de las tecnologías de almacenamiento eléctrico a gran escala.

La compañía Iberdrola es la gran acaparadora de ayudas, ya que recibirá subvenciones por valor de casi 174 millones de euros para construir «superpilas», según la propuesta defi-

nitiva de resolución del Ministerio para la Transición Ecológica y que aún debe formalizarse con la confirmación de que las compañías adjudicatarias seguirán con los proyectos. El plazo máximo para la ejecución de los proyectos concluye el 30 de septiembre de 2029.

Las instalaciones de grandes baterías del grupo comandado por Ignacio Sánchez Galán estarán ubicadas en Extremadura (4), Galicia (3), Castilla y León (2), Asturias (1) y Andalucía (1), y contarán con una potencia media de entre 35 y 40 megavatios (MW). Diez de ellas

serán con acceso compartido, lo que permitirá beneficiarse de sinergias entre varios proyectos. Y cinco tendrán hibridación con tecnología fotovoltaica y otras cinco con eólica, mientras que una será «stand-alone».

El Ministerio para la Transición Ecológica aprobó el pasado mayo lanzar una convocatoria de ayudas para el desarrollo de proyectos de almacenamiento de energía. La dotación inicial era de 700 millones de euros, cofinanciada con fondos europeos del Programa Plurirregional Feder 2021-2027. Pero la propuesta de resolución definitiva, aún pendiente de aprobación final, contempla el reparto de 840 millones de euros para más de 130 proyectos.

Andalucía concentra el 45% de las partidas, con 374 millones, por delante de Galicia, que consigue el 12,3%

Andalucía es la comunidad autónoma que mayor montante de ayudas concentra para un aluvión de proyectos, con más de 374 millones de euros, según la resolución del Gobierno. Por detrás se encuentran Galicia (104,3), Castilla-La Mancha (96,6), Extremadura (73), Comunidad Valenciana (46,4), Castilla y León (38,6), Canarias (27) o Cataluña (23,4).

El objetivo del reparto de las ayudas es allanar la puesta en marcha de nuevas instalaciones que proporcionarán mayor flexibilidad al sistema eléctrico y favorecerán la integración de las energías renovables. El programa iba dirigido a inversiones en proyectos de almacenamiento de energía independientes («stand-alone»), bombeos reversibles o sistemas térmicos y también a iniciativas de almacenamiento híbrido con fuentes de generación renovable, nuevas o existentes. La previsión del Gobierno que todos los proyectos subvencionados sumaran una nueva potencia conjunta de entre 2.500 y 3.500 MW, superando los 9.000 megavatios hora (MWh) de capacidad de almacenamiento.



Iberdrola adquiere un parque eólico en Australia a Partners Group y OPTrust

La instalación, con 242 MW de potencia, refuerza la presencia de la compañía en el país

Rubén Esteller MADRID.

Iberdrola ha alcanzado un acuerdo para adquirir el parque eólico Ararat, situado en el estado de Victoria (Australia), a los fondos Partners Group y OPTrust. La instalación, con 242 megavatios (MW) de potencia, está operativa desde 2017 y vende la mayor parte de su producción a través de contratos de compraventa de energía (PPAs) con grandes clientes, una fórmula que aporta visibilidad a los ingresos.

La compañía no ha detallado el importe de la operación, que queda sujeta a condiciones habituales en este tipo de transacciones. Con esta compra, Iberdrola refuerza su presencia en Victoria y su capacidad de abastecer con generación propia a su cartera de clientes empresariales en el estado, en un mercado que prevé un aumento de la demanda de electricidad renovable.

El movimiento se produce en un contexto de objetivos públicos especialmente ambiciosos en Victoria, que tiene fijada por ley una meta de 95% de generación eléctrica renovable en 2035. En paralelo, el activo podría beneficiarse del despliegue de nuevas infraestructuras



Un parque eólico en Australia. ISTOCK

de transporte eléctrico, como el Western Renewables Link y Project EnergyConnect, que buscan ampliar la capacidad de evacuación y de intercambio entre regiones y estados, un factor clave para proyectos eólicos ubicados en zonas con restricciones de red.

Ararat es un parque de referencia en la región occidental de Victoria y está compuesto por 75 aerogeneradores, con una potencia en el entorno de 240 MW, de acuerdo con la información pública del propio proyecto.

La adquisición encaja con el plan

estratégico 2025-2028 de Iberdrola, que contempla 58.000 millones de euros de inversión hasta 2028, con el 85% destinado a países con calificación crediticia "A" y marcos regulatorios considerados estables. Dentro de ese esquema, la compañía sitúa a Australia dentro del bloque de "otros países de la UE y Australia", con 5.000 millones, y apunta a más de 1.000 millones en el país hasta 2028.

El anuncio llega, además, después de otros pasos recientes en Australia: la compra del proyecto de almacenamiento Tungkillo (BESS) en South Australia y la designación de Iberdrola Australia como socio de desarrollo por VicGrid para avanzar en el interconector VNI West.

Por otro lado, la eléctrica sigue con la rotación de activos y ha alcanzado recientemente un acuerdo para vender a Edison Next toda su cartera de activos de gas para el tratamiento de purines en España, con una potencia conjunta de 52 MW.

La transacción comprende cinco plantas actualmente en operación, desarrolladas hace más de dos décadas y gestionadas desde entonces con elevados estándares de mantenimiento.



Iberdrola da otro paso en Australia con la compra de una eólica por 200 millones

Miguel Á. Patiño. Madrid

Iberdrola ha alcanzado un acuerdo para adquirir el 100% del parque eólico Ararat, ubicado en el estado de Victoria (Australia) a Partners Group y OPTrust. Iberdrola no ha revelado el importe de la operación. Fuentes del mercado indican que se sitúa entre los 180 y los 200 millones de euros.

La adquisición del parque eólico Ararat es "coherente", según la empresa eléctrica, con el plan 2025-2028 del grupo, presentado recientemente. Ese plan prevé inversiones totales de más de 1.000

millones de euros en Australia. Este parque, operativo desde 2017, tiene una capacidad instalada de 242 megavatios (MW) y comercializa la mayor parte de su producción mediante contratos de compraventa de energía (PPAs) con grandes clientes, lo que proporciona flujos de caja predecibles y, en un futuro, se beneficiará del incremento

El gigante energético español adquiere una planta de 242 MW en manos de Partners Group y OPTrust

esperado de precios en un contexto de creciente demanda de energía renovable en Victoria.

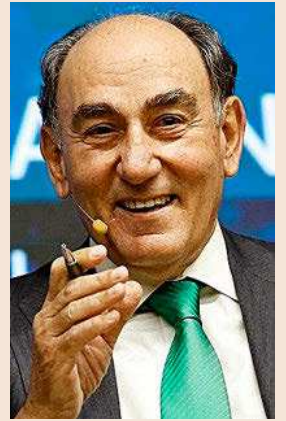
Iberdrola ha subrayado que esta adquisición también refuerza su capacidad para suministrar energía a su cartera de clientes empresariales con generación propia en Victoria, un estado que aspira a alcanzar un 95% de energía renovable en 2035.

Redes, el verdadero fin

Además, el parque eólico se beneficiará de los próximos proyectos de infraestructuras de transmisión, como el Wes-

tern Renewable Link y el Project Energy Connect, aumentando sus opciones para exportar energía, según ha destacado la compañía energética. Precisamente, el negocio de las redes eléctricas es el gran objetivo de Iberdrola en su nuevo plan estratégico.

La operación, que está sujeta a ciertas condiciones habituales en este tipo de transacciones, reafirma el compromiso de Iberdrola con la expansión de las energías renovables en Australia, "en línea con la estrategia de electrificación del país". El plan 2025-2028 de Iberdrola contempla



Ignacio Galán es presidente de Iberdrola.

una inversión total de 58.000 millones de euros, de los cuales el 85% se destinará a países con calificación A y marcos regulatorios estables, predecibles y atractivos.



Valero Marín, director general Área de Clientes de Repsol; el consúl de Japón Hon. Shinji Yamada; Lola García, presidenta del Cabildo de Fuerteventura; Fernando Clavijo, presidente de Canarias; Erika Ruiz, directora de Estaciones de Servicio de H2GO; Alejandro Jorge Moreno, alcalde de Pájara, e Ismael Alemán, CEO de Toyota Canarias. BELFI AGUILAR

La primera hidrolinera de Canarias de 700Ba está ubicada en Fuerteventura

Se ubica en el centro de distribución multienergía propiedad de IR MaxoInversiones, una empresa de la isla con 100% capital canario

CANARIAS7

LAS PALMAS DE GRAN CANARIA. La primera hidrolinera de Canarias de 700Ba se ubica en el centro de distribución multienergía propiedad de una empresa de Fuerteventura con 100% capital canario, IR MaxoInversiones, partner de Repsol y que se encuentra inmersa en el desarrollo de una estrategia de impulso a vectores energéticos renovables especialmente en el sector de la movilidad.

IR MaxoInversiones es una empresa fundada en 2017 en Fuerteventura con el objetivo de modernizar y descarbonizar la movilidad en Canarias mediante soluciones energéticas innovadoras y sostenibles, sin depender exclusivamente de ayudas públicas y

adaptadas al territorio. Su enfoque combina combustibles renovables, electricidad e hidrógeno verde, con un fuerte compromiso local y visión de futuro para crear mercado y empleo cualificado en la isla, según explican en una nota.

Nació para impulsar la movilidad sostenible en Fuerteventura, iniciando su actividad con la primera fotolinera de Canarias y evolucionando hacia un modelo multienergía que incluye diésel renovable, recarga eléctrica e hidrógeno a 700 bar.

La empresa se define por su sostenibilidad práctica, compromiso local, visión de futuro, honestidad y economía circular, promoviendo soluciones que reducen emisiones y favorecen el empleo y proveedores locales.

La elección del hidrógeno se adopta por su alta densidad energética y rapidez de repostaje, y el hidrógeno verde para lograr cero emisiones y autonomía energética insular mediante producción local con energías renovables. IR MaxoInversiones es pionero en

Canarias con el desarrollo de la primera red privada de hidrogeneras a 700 bar en Canarias, con estaciones en Morro Jable, Corralejo y Puerto del Rosario, y planean un electrolizador propio para 2025, demostrando liderazgo tecnológico desde una isla.

Su estrategia abarca combustibles renovables actuales y futura producción de hidrógeno verde (parque de producción de energía renovable propio), con impacto social en empleo cualificado, formación técnica, turismo responsable y economía circular; además de mejorar la calidad del aire y recuperar suelos.

El Proyecto H2GO Rent ha sido concebido para democratizar la movilidad cero emisiones en Fuerteventura ya que combina una flota mixta de vehículos eléctricos y de hidrógeno con hidrógeno incluido en el alquiler, integrando estaciones multienergía propias.

Un modelo único en España que ha superado la tramitación pionera para compresión a 700 bar, integrando electrolizadores para operaciones con renovables, la compleja gestión logística de combustibles y equipos, y la aplicación del principio de economía circular en obra civil y operación segura.

IR MaxoInversiones incorpora ahora 30 unidades de Toyota Mirai a la flota de H2GO, lo que representa la mayor flota única de España de este tipo de tecnología, para ofrecer eficiencia, fiabilidad y experiencia premium, consolidando a Fuerteventura como destino de turismo cero emisiones y fortaleciendo la colaboración con Toyota Canarias en el impulso de la economía del hidrógeno.

El proyecto impulsado por IR MaxoInversiones busca posicionar la isla como destino de movilidad limpia, reducir emisiones y contaminantes, generar empleo cualificado, atraer inversión y expandir la flota y estaciones, incluyendo la producción local de hidrógeno verde con electrolizador H-TE.



Vista general del complejo energético de EDP en Soto de Ribera, con dos ciclos combinados (gas natural) a la izquierda y las instalaciones de la térmica de carbón en el centro de la imagen.

La cuestión energética

La térmica de Soto de Ribera se convierte en reserva eléctrica de emergencia del área central

La planta de EDP será la única de carbón que permanezca abierta en la España peninsular, al posponerse su cierre para apuntalar la seguridad del suministro mientras se refuerza la red de alta tensión

LUIS GANCEDO
Oviedo

La térmica de Soto de Ribera, de EDP, será la última de carbón que permanecerá activa en la España peninsular en pocos meses, en cuanto se clausuren, como está previsto, las otras dos que formalmente todavía no han echado el cierre, ambas asimismo propiedad de la multinacional portuguesa: el grupo 1 de Aboño, también en Asturias, y la central de los Barrios, en Cádiz. Soto 3, denominación oficial del último grupo generador alimentado por carbón que queda en Ribera de Arriba, seguirá disponible y sin fecha de clausura a la vista, para reforzar la seguridad del suministro en el área central de la región, según informaciones recabadas en el Ministerio de Transición Ecológica y en el sector energético.

El carbón tiene a estas alturas un papel residual en la dieta eléctrica de España. Las térmicas que lo utilizan como combustible aportaron en el último año menos del 1% (unos 5.000 gigavatios/hora) de la cober-

tura del consumo. Expulsadas del mercado ordinario por los sobrecostos derivados de sus niveles de emisión de dióxido de carbono (CO2) y otras desventajas respecto a los ciclos combinados (gas natural), lo poco que han funcionado las centra-

El grupo 3 de Ribera de Arriba seguirá disponible a la espera de las obras del «anillo central»

les carboneras ha sido por lo común adscritas al servicio de «restricciones técnicas», el conjunto de ajustes que a diario decide el operador del sistema (Red Eléctrica) para apuntalar la garantía de suministro en aquellos puntos donde resulta necesario.

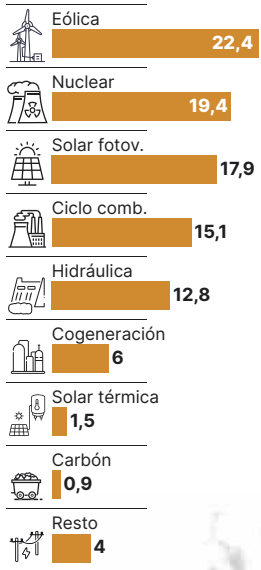
«RESTRICCIONES TÉCNICAS». El área central de Asturias, muy intensiva en demanda de energía al solaparse la requerida por las principales poblaciones con la de las grandes industrias, es una de las zonas del país que de manera cotidiana precisan de

los citados refuerzos de seguridad. Y ese rasgo estructural de la región está detrás de la decisión sobre la continuidad de Soto de Ribera por un tiempo indeterminado. Soto 3, explicaron fuentes de Transición Ecológica a preguntas de este diario, «se mantiene por restricciones técnicas locales, que son independientes de la operación reforzada del sistema que aplica Red Eléctrica».

El Ministerio que dirige Sara Aagesen corrobora así que la térmica asturiana continúa siendo necesaria como una especie de reserva eléctrica de emergencia: estrictamente no supone que Soto 3 vaya a producir electricidad de manera habitual, pero sí que debe estar disponible para entrar en funcionamiento si fuera preciso. Soto gana relevancia como refuerzo ante eventuales fallos eléctricos cuando está muy próximo el cierre definitivo del grupo 1 de la térmica de Aboño, en Carreño. Su clausura está en trámite y yano volverá a funcionar, mientras que el número 2 produce de manera casi continua tras haber sido reconvertido para abandonar el carbón y quemar una mezcla de gas natural y gases side-

La dieta eléctrica en España por tecnologías

Datos de los últimos 12 meses, en porcentaje



Fuente: Red Eléctrica

rúrgicos procedentes de las instalaciones de ArcelorMittal.

EL «ANILLO CENTRAL». Fuentes al tanto de la situación de la central de Soto explicaron que la decisión de mantenerla activa está conectada a las limitaciones de la red de transporte eléctrico en el corazón de Asturias, pendiente de inversiones en un conjunto de nuevas líneas, subestaciones y otras obras conocido como «anillo central». A la espera de que se desplieguen esas infraestructuras, cuya entrada en servicio está programada entre 2026 y 2029, el grupo generador de Ribera de Arriba permanecerá activo (disponible, en términos más precisos) hasta una fecha por ahora incierta.

Transición Ecológica desvincula el papel de Soto de la medidas tomadas tras el apagón de abril

También están por precisar las condiciones técnicas y económicas en las que Soto 3 desempeñará esa función. El grupo, en servicio desde 1984, tiene ahora una potencia nominal de 350 megavatios y su caldera se alimenta de carbón, utilizando gas natural como combustible auxiliar desde una reforma que en 2017 eliminó el uso de gasoil y fueloil. ¿Seguirá Soto 3 con el carbón en su nuevo papel? Las fuentes consultadas no descartan que EDP acometa algún cambio tecnológico, pero no hay una decisión tomada. Es verosímil que, al menos a corto plazo, conserve su condición actual. Más considerando que está por resolver otra cuestión no menor: Soto, ahora con una producción ínfima, está en pérdidas, y la expectativa de funcionamiento en su papel de reserva de emergencia hace presumir que su cuenta de resultados seguirá en negativo a no ser que las autoridades y EDP concierten algún tipo de retribución extra.

LA «OPERACIÓN REFORZADA». Como queda reflejado en la respuesta de Transición Ecológica, la continuidad de Soto 3 está vinculada a «restricciones técnicas locales» y no al modelo de la «operación reforzada» que Red Eléctrica está aplicando desde el apagón nacional del 28 de abril. Fue un hecho insólito que ha obligado, entre otras medidas, a incrementar la participación de centrales eléctricas convencionales (en especial, de los ciclos combinados de gas) para reducir la vulnerabilidad del sistema ante las oscilaciones de tensión y frecuencia en la red de transporte de electricidad (a su vez relacionadas con la alta penetración de plantas renovables no gestionables) que, según una opinión extendida entre los expertos, estuvieron en el origen del «cero energético». ■



El consejero delegado de Repsol, Josu Jon Imaz, en la última Junta de Accionistas. SERGIO PÉREZ / EFE

Repsol ultima la venta a Abu Dabi del 49% de una mega cartera verde

La petrolera y la emiratí Masdar negocian una alianza renovable de 900 millones

PAULA MARÍA MADRID

Repsol está negociando con Abu Dabi la venta del 49% de una megacartera de renovables de 700 megavatios (MW) en España. El activo ha despertado el apetito de varios potenciales compradores, pero la primera petrolera del país está encarrilando ya la operación con Masdar, el gigante de inversión en energías limpias del emirato, según fuentes al tanto consultadas por EL MUNDO que aseguran que «es el favorito». De llegar a buen puerto, Abu Dabi reforzará su influencia en nuestro país, al que está consagrando como centro de operaciones desde el que controlar activos verdes en Europa.

La operación lleva en el mercado, al menos, desde primavera. Hace unos meses, en una conferencia con analistas, el CEO de Repsol, Josu Jon Imaz, apuntó que la entrada de efectivo por esa transacción, «siendo prudente», llegaría en 2026. La venta, según fuentes financieras, se cerrará el año que viene, por lo que impactará en las cuentas del siguiente ejercicio.

Repsol y Masdar están ya negociando de tú a tú. Se trata de una fase avanzada, donde vendedor y comprador conversan al margen del ruido de los procesos competitivos, donde prima el mejor postor. Los procesos bilaterales priorizan las relaciones

de confianza y la rapidez, lo que encaja con las necesidades de Repsol, que busca un socio de largo plazo. Fuentes oficiales de la energética no han hecho comentarios.

Al frente de Masdar está el ministro de Industria de Emiratos Árabes Unidos, Sultan Al Jaber, quien compatibiliza esta cartera con la presidencia de Adnoc, la petrolera estatal de Abu Dabi. Ocupa, además, cargos de responsabilidad en los otros dos gigantes energéticos de Emiratos: Taqa, que ganó notoriedad en España por su intento de entrar en Naturgy, y Mubadala, accionista mayoritario de Moeve (antigua Cepssa).

Estos años, Masdar ha firmado acuerdos con las dos mayores eléctricas españolas. Con Iberdrola selló en la Cumbre del Clima de 2023 un pacto para coinvertir hasta 15.000 millones de euros en eólica marina e hidrógeno en Reino Unido, Alemania o Estados Unidos. Después, comunicaron una inversión de más de 5.000 millones en la instalación británica East Anglia Theree.

La amistad de Abu Dabi no es exclusiva. Masdar cerró en octubre la compra a Endesa del 49,9% de un paquete fotovoltaico valorado en casi 370 millones. La cartera suma una capacidad conjunta de 446 MW. Aunque el mayor golpe en la mesa de Masdar en España ha sido la adqui-

sición en septiembre de 2024 de Saeta Yield, la plataforma de activos renovables en España y Portugal que estaba en manos del fondo canadiense Brookfield. La emiratí pagó por el 100% de Saeta 1.300 millones, cifra que elevó la compra a una de las mayores transacciones renovables de nuestro país.

De salir adelante, el acuerdo con Repsol, que mantendrá el 51% de su cartera renovable, reforzará todavía más a Masdar como uno de los gran-

700

Megavatios (MW). Es la capacidad conjunta de la cartera en venta e incluye 300 MW solares y 400 MW eólicos.

des jugadores del negocio renovable en España. Para la compañía que dirige Imaz, la incorporación de Masdar como socio en minoría permitirá captar recursos para alimentar sus planes de crecimiento, así como rentabilizar a doble dígito dicho activo.

El negocio verde está en horas bajas, pero el proceso de Repsol ha despertado un enorme interés. La razón son, sobre todo, sus parques eólicos. Desarrollar esta tecnología en

España se ha convertido en una obsesión para los grandes jugadores verdes, pues permite sortear el hundimiento de precios en horas solares que tiene en apuros a la fotovoltaica. Los mejores espacios para la eólica están cogidos y a eso se suma la fuerte oposición social a la construcción de nuevos parques. En definitiva, hoy quien tiene una planta eólica tiene un tesoro. El paquete de Repsol incluye 400 MW eólicos y 300 MW solares, todos están ya operativos o en fases de desarrollo muy avanzadas.

La petrolera española, por su parte, ha conseguido tejer una fuerte red de alianzas financieras en torno a su negocio renovable. Uno de sus principales compañeros de viaje es Pontegadea, la sociedad inversora del magnate textil Amancio Ortega, que ya ha adquirido el 49% de varios activos de energía limpia de Repsol en distintas operaciones. Su desembolso total supera los 800 millones de euros. Además, la energética que dirige Imaz se ha aliado con inversores internacionales como los colosos británicos The Renewables Infrastructure Group (TRIG) y Schroders Greencoat. La eventual venta a Masdar sería, en cualquier caso, la mayor operación firmada hasta ahora por Repsol en ese entramado de alianzas renovables.

Masdar refuerza su apuesta por España con una posible compra del 49% de activos renovables de Repsol

- La cartera que actualmente se encuentra en negociación está formada por unos 400 megavatios de tecnología eólica y alrededor de 300 megavatios solares fotovoltaicos.



Aerogenerador de Repsol. FOTO: Repsol

<https://elperiodicodelaenergia.com/masdar-refuerza-su-apuesta-por-espana-con-una-posible-compra-del-49-d...>

Sandra Acosta

Viernes, 19 diciembre 2025

La cartera que actualmente se encuentra en negociación está formada por unos 400 megavatios de tecnología eólica y alrededor de 300 megavatios solares fotovoltaicos

Masdar, el gigante energético de Emiratos Árabes Unidos, continúa reforzando su presencia en el mercado español de renovables y negocia una nueva alianza estratégica con Repsol para entrar en uno de sus principales portfolios de renovables. La compañía emiratí, que ha aterrizado con fuerza en España en los últimos años de la mano de las grandes eléctricas nacionales, mantiene conversaciones para **adquirir el 49% de un conjunto de activos eólicos y solares de 700 megavatios pertenecientes al denominado Proyecto Minerva**, según cuenta el diario El Economista y ha podido confirmar El Periódico de la Energía.

El grupo emiratí, participado por Abu Dhabi National Oil Company, Mubadala Investment Company y Abu Dhabi National Energy Company PJSC (TAQA), **cuenta con proyectos desarrollados en más de 40 países de seis continentes y una capacidad combinada que supera los 51 gigavatios**. De cerrarse la operación, Masdar sumaría una nueva alianza con una compañía española, tras los acuerdos ya alcanzados con Endesa e Iberdrola en distintos desarrollos renovables en el país.

Cartera que incluye tecnología eólica y solar

La cartera que actualmente se encuentra en negociación está formada por unos 400 megavatios de tecnología eólica y alrededor de 300 megavatios solares fotovoltaicos. Su valoración, según fuentes y cifras actuales del mercado, **se situaría cerca de los 900 millones de euros, lo que implicaría que la venta de la participación de Repsol podría superar los 400 millones.** El mayor peso de la eólica, cuyos activos cotizan a precios más elevados que los solares, incrementa el atractivo del portafolio para los inversores interesados.

Las conversaciones se encuentran todavía en una fase muy preliminar y, aunque existen otros candidatos interesados, no ha trascendido su identidad. Repsol, por su parte, **prevé cerrar el acuerdo durante el primer trimestre del próximo año**, después de haber refinanciado recientemente este conjunto de activos.

Estrategia

Esta posible entrada de Masdar se enmarca en una estrategia que la petrolera española viene desarrollando desde hace años bajo la dirección de Josu Jon Imaz. El objetivo es dar entrada a socios financieros en sus carteras renovables para obtener liquidez, financiar su crecimiento y reducir deuda, sin renunciar al control operativo de los activos. En esta línea, Schroders Greencoat adquirió el pasado mes de marzo un 49% de una cartera de 580 megavatios de Repsol, mientras que en 2023 la compañía cerró un acuerdo similar con Pontegadea, el holding inversor de Amancio Ortega, sobre otro conjunto de 600 megavatios.

Desde enero, Repsol ha logrado captar cerca de 700 millones de euros mediante este tipo de operaciones, lo que la propia compañía ha calificado como “un avance significativo” hacia el objetivo de alcanzar 2.000 millones de euros en desinversiones a lo largo del ejercicio, según expuso en la presentación de sus resultados del primer trimestre.

Para Masdar, el acuerdo supondría consolidar aún más su posición en el mercado español, donde ya ha protagonizado movimientos relevantes como la compra de casi el 50% de EGPE Solar 2, filial de Endesa que agrupa cuatro plantas fotovoltaicas en operación con 446 megavatios de potencia instalada.



Contigo Energía espera un precio de la energía volátil en 2026

Las renovables ejercerán una presión a la baja en el mercado

R. Esteller MADRID.

Contigo Energía prevé para 2026 una evolución moderadamente bajista respecto a 2025, siempre que no se produzcan eventos inesperados. La entrada progresiva de nuevos proyectos renovables en fase de desarrollo, junto con un crecimiento de la demanda inferior al ritmo de nueva capacidad instalada, ejercerá presión a la baja sobre los precios. A ello se suma un contexto internacional más relajado en el mercado del gas natural licuado (GNL), cuyos futuros para 2026 anticipan ligeras bajadas, con impacto directo en el precio de la electricidad.

No obstante, la volatilidad se-

Los futuros del gas natural licuado marcan una reducción de precios

guirá siendo una constante del mercado mientras no se generen mecanismos capaces de atenuarla, como el almacenamiento, la demanda flexible o una mayor capacidad de interconexión. En este sentido, Luis García Sáenz, director general de Contigo Energía, explica que “el actual diseño del sistema sigue trasladando al precio las tensiones entre generación y demanda, lo que se traduce en fuertes oscilaciones a lo largo del día”. De acuerdo con García, este patrón será especialmente visible en las horas centrales, coincidiendo con la máxima producción solar y precios muy bajos, y en las primeras horas de la mañana y al final de la tarde.



MOVILIDAD SOSTENIBLE

Belfi Aguilar



Valero Marín (Repsol), el cónsul de Japón, Shinji Yamada; Lola García, Fernando Clavijo, Alejandro Jorge, Erika Ruiz (IR Maxoinversiones) e Ismael Alemán (Toyota Canarias), ayer.

Fuerteventura aspira a convertirse en el primer anillo insular de hidrógeno

La empresa canaria IR Maxoinversiones pone en marcha la primera hidrolinera de las Islas y un 'rent a car' pionero en Europa con 30 vehículos de Toyota

A. SAAVEDRA
Pájara

Fuerteventura ha dado un paso decisivo para situarse en la vanguardia de la transición energética europea. La isla presentó ayer el primer ecosistema de movilidad basado en hidrógeno verde del Archipiélago, un proyecto pionero que combina la primera hidrolinera operativa de Canarias con un *rent a car* impulsado por una flota de vehículos de hidrógeno única en España y sin precedentes en el sector del alquiler turístico. Una proyección que lidera la empresa IR Maxoinversiones de la mano de Repsol y Toyota Canarias.

El acto de presentación, celebrado en la hidrolinera ubicada en el municipio de Pájara, escenificó una apuesta que va mucho más allá de la inauguración de una infraestructura concreta. Se trata de una iniciativa que nace en Fuerteventura, desde la realidad insular, pero con vocación internacional. Un proyecto que conecta producción

local de hidrógeno verde, movilidad sin emisiones y generación de empleo cualificado. Un modelo que no se plantea como un proyecto piloto, sino como una solución real que ya está en funcionamiento. «Este proyecto convierte a Fuerteventura en un laboratorio energético de referencia internacional», afirmó en la presentación la responsable de las estaciones de servicio IR Maxoinversiones, Erika Ruiz, quien insistió durante su discurso en que «la movilidad del futuro exige visión tecnológica, infraestructura, formación y compromiso».

La hidrolinera, operativa desde 2024, es la primera de Canarias capaz de suministrar hidrógeno a 700 bares, una capacidad necesaria para el uso de vehículos de pila de combustible en condiciones similares a las de los combustibles convencionales. Su puesta en marcha marca el inicio de una red que se ampliará en los próximos meses con la instalación de dos nuevas estaciones, una en el norte y otra en el centro de la isla. Con ello, Fuer-

teventura contará con tres puntos de suministro de hidrógeno verde, una cifra que la sitúa entre los territorios más avanzados de España en este tipo de tecnología.

Ecosistema completo

Este despliegue permitirá abastecer no solo a los vehículos de alquiler, sino también a flotas profesionales y, en una fase posterior, al transporte intermodal. El objetivo es crear un ecosistema completo que dé respuesta a las necesidades reales de movilidad de una isla con una fuerte dependencia del transporte por carretera y del turismo, sin renunciar a la protección de un entorno natural especialmente frágil.

Uno de los elementos más llamativos del proyecto es la puesta en marcha de un *rent a car* con una flota inicial de 50 vehículos de cero emisiones, 30 de ellos recién incorporados. Se trata de modelos Toyota Mirai, impulsados por hidrógeno verde, que emiten únicamente vapor de agua durante su circulación. Estos vehículos ofre-

cen una autonomía superior a los 650 kilómetros y pueden repostar en menos de cinco minutos, características que los convierten en una alternativa viable para el uso intensivo que exige el alquiler turístico.

La presencia de una flota de este tamaño dedicada exclusivamente al *rent a car* convierte a Fuerteventura en un caso prácticamente único a nivel europeo. No existen experiencias similares en el sector del alquiler, más allá de flotas de taxis o vehículos corporativos en grandes ciudades. Desde Toyota Canarias explicaron que esta iniciativa encaja con su estrategia de movilidad multitecnológica, basada en la convivencia de distintas soluciones –electrificación, hidrógeno y combustibles renovables– para garantizar una transición energética accesible y adaptada a diferentes perfiles de usuarios. «Nosotros no nos hemos apuntado a esto ahora. Toyota lleva desde los años 90 desarrollando los vehi-

>>>

Pioneros en transporte público 100% sostenible

A. SAAVEDRA
Pájara

La presentación ayer del proyecto de IR Maxoinversiones en Fuerteventura abrió la puerta a la opción de que la isla se convierta en un futuro próximo en la primera región española con un transporte público terrestre 100% sostenible. Representantes de la empresa Alsa acudieron ayer al evento interesados por el funcionamiento de los vehículos de hidrógeno verde.

La compañía canaria ya cuenta con una hidrolinera en funcionamiento en el sur y tendrá otras dos en marcha el próximo año en otros puntos de la isla, lo que facilita la implantación de un transporte público verde. «La punta de lanza puede ser el transporte público de Fuerteventura, que si Alsa pone los vehículos, podría ser 100% autosuficiente en 2026», afirmó ayer el CEO de la empresa, Ismael Ruiz, que se mostró abierto a extender el proyecto al resto de islas del Archipiélago. ■



<<<

culos híbridos y somos líderes globales en electrificación y el hidrógeno es una tecnología que forma parte de nuestro proyecto», defendió el CEO de Toyota Canarias, Ismael Alemán, durante la presentación.

Desde Repsol también aplaudieron ese enfoque plural ya que junto al desarrollo del hidrógeno verde, el proyecto incorpora el uso de combustibles renovables ya disponibles en la red de estaciones de servicio de Canarias, capaces de reducir emisiones de CO₂ desde el primer momento sin necesidad de sustituir vehículos ni incrementar costes para el usuario. «El futuro pasa por proyectos innovadores como este con una visión de la multienergía en la que ofreces al cliente la posibilidad de elegir con qué tecnología se quiere descarbonizar», apuntó el director general de Cliente Repsol, Valero Marín.

La propuesta defiende la convivencia de distintas tecnologías como vía para avanzar en la descarbonización

Clavijo: «La colaboración entre empresas y administraciones es clave para que funcione este tipo de iniciativas»

La parte privada no quiso perderse el evento que muchos calificaron de «hecho histórico», pero tampoco faltó el respaldo institucional. El presidente del Gobierno de Canarias, Fernando Clavijo, subrayó que proyectos como este sitúan a Fuerteventura en el plano internacional no solo como destino turístico, sino también como referente en innovación y movilidad sostenible. «La colaboración entre empresas y administraciones es una de las claves para que este tipo de iniciativas puedan materializarse», afirmó el líder del Ejecutivo autonómico.

La presidenta del Cabildo de Fuerteventura, Lola García, destacó el valor añadido de que una iniciativa de este calado nazca en una isla no capitalina y en el sur de la isla, contribuyendo a generar empleo de calidad, fijar talento joven y diversificar la economía local. En la misma línea, el alcalde de Pájara, Alejandro Jorge, puso el foco en el esfuerzo personal y familiar que hay detrás de las inversiones empresariales que apuestan por crear futuro en el territorio. ■



Hiperbaric dispara su negocio al calor del hidrógeno

Miguel Á. Patiño. Madrid

Hiperbaric, compañía española especializada en el desarrollo de equipos industriales de altas presiones –esenciales para almacenar hidrógeno verde– prevé cerrar el ejercicio 2025 con un aumento del 12% de su negocio, hasta los 86 millones de euros, frente a los 77 millones facturados el año pasado.

La empresa, con sede en Burgos, tiene previsto que a cierre de 2025 el resultado bruto operativo (ebitda) se sitúe en los 26 millones de euros, un 8% más que los 24 millones registrados en 2024.

“Las previsiones para 2025 reflejan la fortaleza de nuestro modelo de negocio y la confianza que nuestros clientes depositan en nuestra tecnología. Alcanzar un crecimiento del 12% y un nuevo récord de ventas es el resultado de una estrategia clara, de un equipo comprometido y de la apuesta constante por la innovación en la tecnología de las altas presiones”, indica Andrés Hernando, consejero delegado de Hiperbaric.

Enagás, Acciona, Redexis

Hiperbaric fue la empresa que suministró el primer compresor de hidrógeno por altas presiones para movilidad sostenible para el Centro Nacional del Hidrógeno en Puertollano, en Ciudad Real, y en suministrar otro equipo al proyecto Power to Green Hydrogen, el consorcio liderado por Enagás, Acciona, Cemex, Idea y Redexis, para desplegar el ecosistema de hidrógeno verde en Mallorca.

El grupo, fundado en 1999, tiene previsto alcanzar los 220 empleados en 2026, un crecimiento cercano al 50% de su plantilla en dos años, desde los 150 trabajadores en plantilla registrados a comienzos de este 2024. En 2021 lanzó tecnología para hidrógeno.



6 DEBEN SER APROBADAS ANTES DEL 31

La industria espera más subestaciones eléctricas para Huelva

La planificación eléctrica de 2026 decidirá el futuro industrial

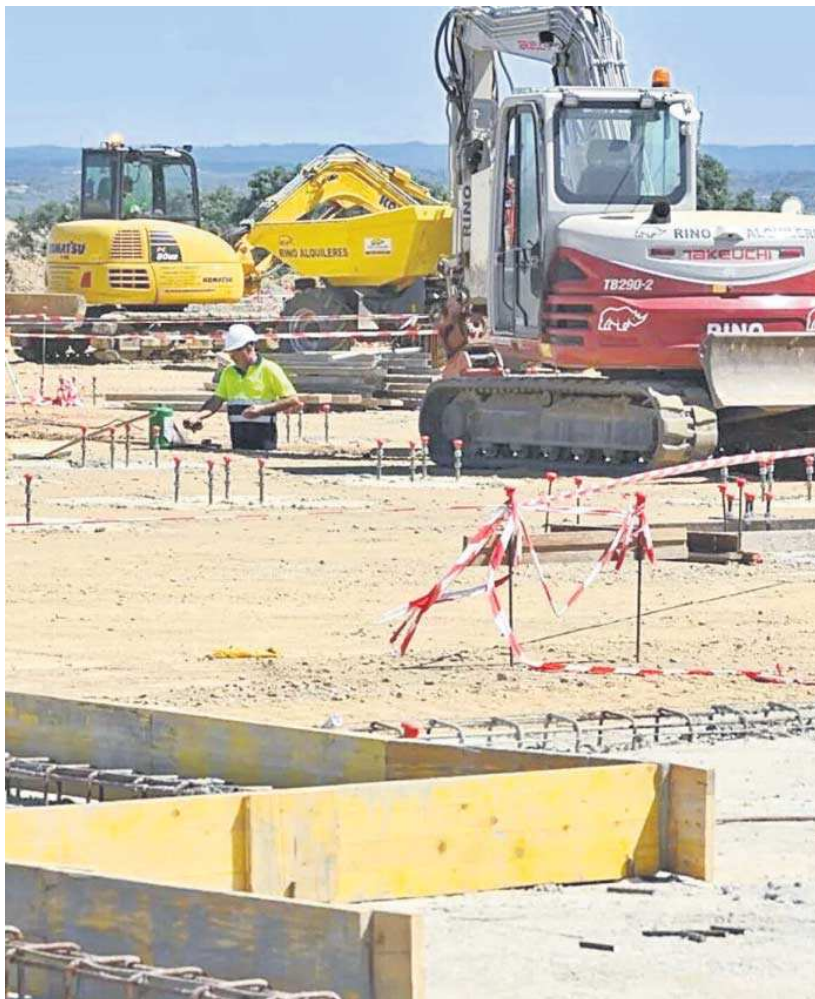
Huelva apenas dispone del 5% y se juega antes de fin de año que el Gobierno incluya nuevas subestaciones

JESÚS PULIDO Huelva

Mientras los ciudadanos apuran las compras navideñas y encadenan comidas de empresa, una parte decisiva del futuro de Huelva se dirime, una vez más, en Madrid. Antes del 31 de diciembre debe aprobarse la nueva planificación eléctrica estatal para 2026 y los años siguientes, el documento que define qué infraestructuras de transporte se construirán y dónde. De esa decisión depende que la provincia pueda acompañar con energía suficiente el gran ciclo de proyectos industriales y urbanísticos que tiene en cartera o que, por el contrario, se vea obligada a pisar el freno durante buena parte de la década.

La planificación la elabora el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), pero necesita un dictamen previo del Consejo de Estado. Ese informe es preceptivo, aunque no vinculante. El problema es que el órgano consultivo ha planteado enmiendas de calado —incluidas observaciones sobre la metodología de cálculo— que están retrasando la aprobación del plan. Si no se llega a tiempo, se aplicará la misma lógica que con los Presupuestos Generales del Estado: la planificación actual se prorrogaría y las nuevas obras que necesita Huelva quedarían fuera del radar inmediato.

El contexto no puede ser más exigente. Según los últimos datos de capacidad de demanda, la red andaluza roza el 95% de saturación y apenas quedan 660 megavatios disponibles para nuevos proyectos de más de 5 MW en el conjunto de la comunidad. En Huelva la situación es especialmente delicada: sólo quedan 51 MW libres, alrededor del 5% de su capacidad, y únicamente cuatro de los 65 nodos de la provincia admiten ya nuevas conexiones industria-



Obras de construcción de la subestación eléctrica Condado.

les. El suministro doméstico y el pequeño consumo están garantizados, pero los grandes proyectos —mineros, energéticos, logísticos o urbanísticos— compiten por un espacio cada vez más estrecho. No preocupa el corto plazo, pero sí el medio.

La presión se ha disparado en los últimos tres años. Entre 2023 y 2025, las solicitudes de acceso a la red en Andalucía han sumado 22,5 gigavatios, tres veces el consumo máximo actual de la comunidad, situado en torno a los 7 GW. De esa avalancha, Huelva concentra una importante porción del pastel, lo que refleja el tirón de la provincia como polo industrial y ener-

gético. El resultado es que aproximadamente la mitad de las peticiones de acceso se están denegando y muchas otras quedan en lista de espera, bloqueadas a la espera de nuevas infraestructuras.

“Nos encontramos ante un cuello de botella claro: sin redes nuevas no hay potencia disponible y sin potencia no podemos enchufar a todos estos proyectos”, resumen desde Endesa. Rafael Sánchez Durán, director de la compañía para Andalucía, Extremadura, Ceuta y Melilla, recuerda que la empresa ha puesto sobre la mesa un plan de inversión de 1.500 millones de euros en redes de media y baja tensión en Andalucía, pero

advierte de que “su ejecución exige un marco regulatorio estable y una planificación de transporte ágil que permita reforzar los nudos” donde la demanda lo reclama.

En el caso de Huelva, la tensión se concentra en dos grandes nodos: Colón y Puebla de Guzmán. Este último es clave para la Faja Pirítica, donde se proyectan desarrollos mineros como Tharsis, Los Frailes, Atalaya o Matsa. A ello se suman iniciativas de valorización como la de LainTech, ligada a la explotación de la mina de Riotinto que impulsa Atalaya Mining, y que necesitaría en torno a 80 MW y cuya viabilidad depende también del encaje en el nodo de Co-

lón.

Precisamente, el nodo de Colón, con 270 MW en concurso, se ha convertido en el epicentro de la puja eléctrica onubense. Moeve ya absorbió 70 MW en una fase anterior y su nueva petición para el Valle Andalúz del Hidrógeno Verde podría agotar por sí sola la capacidad disponible. Compiten además la propuesta conjunta de Atlantic Copper y Air Liquide, que requeriría entre 15 y 20 MW, y la propia LainTech. Todo ello obliga a reservar parte de la potencia para usos no estrictamente industriales pero igualmente estratégicos, como la alimentación de los grandes desarrollos urbanos previstos en la capital.

El otro gran foco de tensión está precisamente en Huelva capital. El Ensanche Sur y el nuevo desarrollo San Antonio-Montija son los dos grandes proyectos de expansión urbana, pero hoy por hoy sólo pueden disponer de “luz de obra”. La subestación Titán está agotada y el suministro depende del enlace con Romeralejo, donde ya hay 68 MW solicitados de forma conjunta. La propia Endesa insiste en la “necesidad urgente” de construir una nueva subestación Huelva Norte que permita dar cobertura estable a estos desarrollos y al crecimiento del tejido terciario, desde hoteles hasta equipamientos.

Si estas infraestructuras, que Endesa ha reclamado ya en sus alegaciones, no se incorporan al plan que debe aprobar el Gobierno antes de final de año, el impacto sería inmediato en los calendarios. No significaría que los proyectos se cancelen, pero sí que su horizonte se desplazaría a la siguiente planificación. En la práctica, buena parte del nuevo suelo industrial y residencial de la provincia se retrasaría considerablemente. “Estamos ante una oportunidad única para la reindustrialización y el crecimiento de la ciudad”, subraya Sánchez Durán.

De lo que se decida en Madrid en los próximos días dependerá que el polo químico-energético, los nuevos proyectos mineros, el Valle Andalúz del Hidrógeno Verde, el desarrollo del puerto y los grandes ensanches urbanos puedan despegar a la velocidad que demandan las empresas y las administraciones o se vean atrapados por la misma limitación: falta de red para enchufar el futuro.



La agrivoltaica se pone a prueba como nueva aliada de los cultivos

La UPC se adelanta y pone en marcha la primera planta agrivoltaica en España totalmente monitorizada para descubrir los potenciales beneficios de las placas solares en los huertos.

elEconomista.es.

Fotos: eE

La planta agrivoltaica de la Universitat Politècnica de Catalunya - BarcelonaTech (UPC), la primera integrada con horticultura de regadío en Cataluña, es un nuevo espacio de generación de conocimiento y de innovación tecnológica aplicada al sector agroalimentario, desarrollado en el marco del proyecto europeo *Symbiosyst: Create a Symbiosis where PV and agriculture can have a mutually beneficial relationship*, financiado por el programa Horizon Europe.

El objetivo de la iniciativa es optimizar el uso del suelo para la agricultura y la generación de energía solar en un mismo espacio, lo que se conoce como agrivoltaica o agrifotovoltaica (Agri-PV). Los paneles fotovoltaicos situados por encima de los cultivos producen energía eléctrica al mismo tiempo que modifican las condiciones climáticas debajo de las placas en relación con las condiciones estándares

al aire libre. En el proyecto se valoran las nuevas condiciones microclimáticas de temperatura, humedad, luz bajo los diferentes paneles solares y cómo estas afectan a los cultivos y en qué sentido. Es necesario identificar para qué cultivos y en qué configuraciones de agrivoltaica las condiciones son más favorables, creando una agricultura más competitiva, más sostenible y descarbonizada y generando nuevas oportunidades para los agricultores.

En el marco de este proyecto se estudian diversas soluciones de instalaciones agrivoltaicas, tanto para campo abierto como para invernadero, con demostraciones piloto en tres tipos de paisaje rural diferentes por ubicación, clima, tamaño y tipos de cultivos (viña, frutales y huerta), así como también en invernaderos tecnológicos. Uno de estos tres pilotos es el que se ha construido en el Agrópolis, un espacio de la UPC para la investigación y la inno-



En la planta se cultivan por el momento especies hortícolas como la lechuga y el brócoli.



El proyecto analizará el impacto de la agrivoltaica sobre la calidad y la productividad.

vacación en tecnologías aplicadas al sector agroalimentario, ubicado en Viladecans, y vinculado al Campus del Baix Llobregat y a la Escuela de Ingeniería Agroalimentaria y de Biosistemas de Barcelona (EEABB). Los otros dos pilotos se han instalado en Italia (con frutales y viña) y en los Países Bajos (con invernaderos).

El impacto de paneles solares sobre el cultivo

En la planta agrivoltaica que se ha instalado en el Agrópolis de la UPC se analiza, en condiciones reales, el impacto de la agrivoltaica sobre la calidad y la productividad de cultivos de huerta –hasta el momento se han iniciado los ensayos de dos tipos de cultivos de huerta al aire libre: lechuga y brócoli–. Concretamente, se investiga el impacto que tienen sobre estos cultivos dos tipos de paneles fotovoltaicos, con diferente densidad de celdas fotovoltaicas y, por tanto, diferente transparencia a la luz. La instalación consta de 150 paneles fotovoltaicos so-

lares con una potencia total de 50,25 kilovatios (kW) y con capacidad para generar unos 400 kWh al día, el equivalente a cubrir el consumo diario de entre 30 y 40 hogares.

Las placas solares están dispuestas sobre 10 seguidores solares (dispositivos mecánicos que permiten orientar las placas para optimizar la intercepción de los rayos del Sol), para seguir su recorrido desde la salida al este hasta la puesta en el oeste. Este sistema garantiza un crecimiento del cultivo y, al mismo tiempo, maximiza la producción de energía. Cinco de estos seguidores están equipados con placas solares con un 5% de transparencia a la luz, mientras que los otros cinco utilizan placas con un 40% de transparencia. El movimiento de las placas se controla mediante modelos matemáticos que tienen en cuenta las variables climáticas del momento, las necesidades lumínicas del cultivo y los modelos de crecimiento vegetal.

Por otra parte, la zona de cultivo está equipada con sensores aéreos –que miden las variables climáticas– y sensores de suelo, que registran la humedad y la temperatura. Además, se utilizan imágenes hiperespectrales para monitorizar, a través de un robot móvil, el crecimiento del cultivo, lo que permi-

“Los resultados serán determinantes para ver la conveniencia de la agrivoltaica”

te obtener datos en tiempo real y geolocalizados en los tres espacios del ensayo (dos bajo placas solares de diferente transparencia y uno al aire libre). De este conjunto de datos se desarrollará un gemelo digital que facilitará la toma de decisiones inmediatas y, a corto plazo, en la gestión de paneles solares, con el objetivo de optimizar la producción.

También se estudia el impacto de los dos tipos de paneles sobre el desarrollo, la fisiología, el rendimiento y la calidad de las especies hortícolas cultivadas, como la lechuga, el brócoli o el tomate.

En palabras del profesor de la Escuela Superior de Ingenierías Industrial, Aeroespacial y Audiovisual de Terrassa (ESEIAAT) de la UPC Marcel Macarulla y coordinador del proyecto Symbiosyst en la UPC: “Es una instalación de referencia y los resultados que se obtengan serán determinantes para valorar la conveniencia o no de la práctica agrivoltaica como una tecnología para avanzar hacia sistemas productivos mixtos (energía y alimentos) y definir protocolos de actuación. También proporcionará más herramientas para definir políticas, normativas y ayudas para las instalaciones agrivoltaicas en base a datos”.



CEDIDA

Complejo de energía renovable de Magnon en Huelva

cuatro millones de toneladas anuales de CO₂ biogénico, materia prima clave para el desarrollo de los combustibles renovables del futuro. En este contexto, destaca el proyecto pionero que Magnon está impulsando para transformar dicho CO₂ biogénico en metanol renovable, un combustible limpio. En concreto, la compañía apuesta por la creación de una plataforma de producción de combustibles renovables desde sus complejos energéticos de Mérida, Puertollano y Huelva.

De esta forma contribuye a reducir la dependencia de los combustibles fósiles y a reforzar la competitividad e independencia energética del país.

Hub de e-metanol

En este contexto, la compañía está desarrollando un hub para producir e-metanol convirtiendo España en un territorio especialmente competitivo para el despliegue de los combustibles renovables. Todo ello le posiciona como un actor estratégico en la transición energética y en la reducción de la dependencia de combustibles fósiles. El CO₂ biogénico es un recurso renovable que puede capturarse y reutilizarse, entre otros, para la producción de combustibles sostenibles o para distintos usos industriales.

Por ello, desempeña un papel clave en la economía circular, ya que su aprovechamiento no incorpora carbono «nuevo» a la atmósfera, sino que mantiene el equilibrio del ciclo natural.

El metanol es un producto de gran potencial en el proceso de descarbonización. Es utilizado en la fabricación de productos esenciales como plásticos acrílicos, adhesivos, pinturas, y en la industria farmacéutica y agroquímica, entre otras.

Además, su condición de líquido a temperatura y presión ambiente facilita su transporte y almacenamiento, y ya cuenta con una amplia red logística global.

Actualmente, la mayor parte del metanol se produce a partir de gas natural y carbón, lo que contribuye a las emisiones de gases de efecto invernadero. Magnon favorecerá la producción de metanol renovable (e-metanol), a base de CO₂ biogénico que podrá ser utilizado directamente como combustible marítimo o para su transformación en combustible de aviación sostenible (SAF, por sus siglas en inglés).

T. E. MADRID

Del campo a la energía del futuro, Magnon tendrá un papel protagonista en la producción de combustibles renovables, esenciales para descarbonizar sectores difíciles de electrificar como el marítimo o la aviación. Y lo llevará a cabo gracias a su posicionamiento como el mayor gestor de biomasa de España y líder en la producción de energía renovable a partir de biomasa agrícola, forestal e industrial.

La compañía, con un gran arraigo en las regiones españolas en las que está posicionada, cuenta con una potencia total instalada de 266 MW, generada en sus ocho plantas de generación eléctrica renovable con biomasa situadas en Huelva, Ciudad Real, Córdoba, Jaén y Mérida.

Toda la producción que impulsa es energía 100% verde y 100% local, y constituye además la base para la obtención de CO₂ biogénico, un recurso clave para el desarrollo de los combustibles del futuro.

En términos de generación y tras gestionar cerca de dos millones de toneladas anuales de biomasa agroforestal, cada año pro-

Los combustibles del futuro tendrán el sello de Magnon

► La filial de renovables de Ence impulsa una nueva generación de combustibles para facilitar la descarbonización aérea o marítima

duce aproximadamente 1.500 GWh de electricidad renovable, lo que equivale al suministro de electricidad verde para más de 400.000 hogares.

Con ello, no solo contribuye a la transición energética, sino que también favorece la fijación de población en el territorio.

Aliado de la economía circular
Magnon transforma los restos del campo en energía limpia promoviendo un modelo de economía circular. La actividad de la compañía evita cada año la emisión de más de 335.000 toneladas de CO₂, disminuye el riesgo de incendios y reduce la quema incontrolada de restos agrícolas.

La biomasa que gestiona está certificada con SURE, asegurando de esta manera su alineamiento con la directiva europea de Energías Renovables. Además, todas las plantas están certificadas con la ISO 14.001 e ISO 45.000, además de con los certificados de Aenor de «Residuo Cero» y «Estrategia de Economía Circular».

Por todo ello es un aliado estratégico del desarrollo rural. Su impacto social es igualmente significativo: es un verdadero motor de empleo rural, generando 24 empleos por cada MW instalado, según el último informe publicado por Appa (Asociación de Empresas de Energías Renovables).

El Grupo Ence produce más de

Magnon transforma los restos del campo en energía limpia y promueve un modelo de economía circular

La actividad de la compañía evita cada año la emisión de más de 350.000 toneladas de CO₂



CONTENIDO OFRECIDO POR



TotalEnergies



JAVIER VÁZQUEZ

DIRECTOR GENERAL DEL NEGOCIO DE CLIENTES EMPRESARIALES E INSTITUCIONALES DE TOTALENERGIES ELECTRICIDAD Y GAS

«En España, cada euro que generamos se multiplica por 33 en su efecto sobre la economía»

«Nuestro papel en Asturias es más que el de una compañía: aspiramos a ser motor de desarrollo para su economía»

«El desafío de TotalEnergies es contribuir a una transición energética justa, ordenada y equitativa en todo el mundo»

E. Casero
OVIEDO

Asturias en 2025: crece el PIB, baja el paro, aumenta la generación renovable instalada. El Principado consolida así una senda de crecimiento económico en la que su ecosistema empresarial ha jugado un papel fundamental. Hablamos con Javier Vázquez, director general del negocio de clientes empresariales e institucionales de TotalEnergies Electricidad y Gas, una de las grandes empresas de nuestra región, que sigue apostando por Asturias en su hoja de ruta.

— **TotalEnergies es una de las mayores empresas del Principado desde que la compañía entró en el mercado español. ¿Cómo se materializa ese compromiso con nuestra comunidad?**

— En TotalEnergies entendemos que nuestro papel en Asturias es más que el de una compañía: queremos ser motor de desarrollo para la economía. Operamos en toda España, pero mantenemos nuestra sede en Oviedo, una red de cuatro oficinas comerciales y un centro de atención al cliente y de servicios de consultoría.

En nuestro informe de impacto de 2024-último ejercicio registrado- recogemos que durante el año aportamos 96 millones de euros al PIB autonómico. Por hacemos una idea, en comparación con la empresa industrial media de nuestra región, TotalEnergies aporta 40 veces más. El valor total de bienes y servicios producidos por nuestra actividad en el Principado fue de 232 millones de euros. Es una aportación que genera, además, un efecto tractor. Cada euro que generamos se traduce en 8 euros adicionales en la economía asturiana

porque nuestras inversiones repercuten en toda la cadena de suministro: proveedores, empresas de mantenimiento, transporte, ingeniería y servicios auxiliares. Es un movimiento continuo que sostiene una parte del tejido productivo regional.

— **¿Cómo se traduce su aportación al ámbito del empleo y el desarrollo profesional?**

— En los últimos años, el mercado laboral en Asturias ha mostrado una evolución positiva, con una reducción sostenida del paro y un incremento del empleo. A falta de datos consolidados, los datos provisionales del tercer trimestre de 2025 reflejan un incremento del empleo en del 2,16 % respecto al mismo periodo del año anterior, consolidando la tendencia. Diría que el empleo es el mejor reflejo de ese efecto tractor que mencionaba: hemos contribuido a mantener un total de 1.235 puestos de trabajo -entre directos, indirectos e inducidos- por lo que cada empleo directo de TotalEnergies tiene un efecto multiplicador de 6.

Nuestro objetivo es que sean empleos de calidad. Por nuestra actividad necesitamos ingenieros y graduados universitarios, técnicos de mantenimiento, personal logístico y perfiles digitales: una estructura laboral especializada y diversa en la que apostamos por el talento joven y local, la formación continua, y el desarrollo profesional. Una dimensión clave en la que queremos seguir creciendo con una visión de impacto positivo en la región.

— **Son, además, uno de los agentes relevantes en la transición energética a nivel nacional. ¿Cómo han acercado a Asturias esta apuesta?**

— En TotalEnergies creemos en

una transición justa, ordenada y equitativa, para todos, que nos lleve a un sistema energético basado en la electricidad y las renovables, pero que involucre a todas las partes implicadas. Tenemos la ambición de alcanzar la neutralidad de carbono en 2050, junto a la sociedad, situándonos entre los cinco actores globales con mayor cartera de generación renovable. Estos objetivos implican apostar por la descarbonización, no solo de nuestras actividades, sino también de las de nuestros clientes. En Asturias, hay tres proyectos de este 2025 en los que quiero hacer hincapié.

En Oviedo, hemos instalado 70 puntos de recarga ultrarrápida con potencias de hasta 400 kilovatios para electrificar la flota de autobuses de TUA; haciendo así más sostenible el transporte intraurbano de la capital. También somos el proveedor de energía de HUNOSA, un acuerdo que abarca 56 puntos de suministro de la compañía, con un volumen anual de 65.427 MWh y una gran parte de la energía 100% renovable con garantías de origen.

Por último, han entrado en operación las dos instalaciones fotovoltaicas de autoconsumo construidas en Pasek. Entre las dos plantas, instaladas en su fábrica de Lloredes y su mina en Cariño (en Galicia), generan 500.000 kilovatios hora al año, lo que supone una reducción de emisiones del 23 % en su factura energética.

— **Como menciona, son una compañía de alcance nacional. ¿Qué impacto generan en el resto de España?**

— Según nuestro último estudio consolidado, cada euro que generamos contribuye a generar otros 33 en la economía española. A nivel nacional contamos con más de 2



Javier Vázquez, director general del negocio de clientes empresariales e institucionales de TotalEnergies Electricidad y Gas. | Cedita a LNE

millones de clientes domésticos y empresariales de electricidad, gas y servicios; somos un agente relevante en energías renovables, con más de 3 GW en operación y desarrollo, y líderes en el mercado de lubricantes. Actualmente, TotalEnergies aporta más de 1.200 millones de euros al PIB nacional, casi un 1 % de todo el peso del sector industrial sobre la economía y contribuimos a generar más de 21.000 empleos en todo el país, ligados a nuestra actividad de comercialización de energía, a nuestros proyectos renovables, a nuestras fábricas y a nuestra propia estructura empresarial.

Creemos sin duda que son cifras extraordinarias para una compañía que, en tan sólo cinco años, se ha convertido en una de las 5

mayores empresas energéticas del país.

— **¿Cuál cree que es el futuro de TotalEnergies en Asturias?**

— Con una cartera de más de 700.000 contratos de energía y servicios, Asturias es un territorio clave en nuestra estrategia, tanto presente como futura, y aspiramos a ser parte activa de su desarrollo socioeconómico.

Nuestra vinculación va más allá del negocio energético, ya que colaboramos con instituciones, universidades, empresas y entidades sociales para impulsar programas que fomenten el talento joven, la cultura y el deporte. En definitiva, queremos seguir sumando fuerzas público-privadas para proyectar todo el potencial de la región a nivel global. Y sin duda lo haremos.



Raúl Rodríguez Parra Presidente de la Asociación Española del Amoníaco Renovable

“Probablemente tardemos siete años o más en ver una gran planta de amoníaco renovable”

Sergio Guinaldo MADRID.

La Asociación Española del Amoníaco Renovable nació en 2023 con el objetivo de promover la producción y comercialización de un producto químico que, elaborado tal y como se viene haciendo tradicionalmente, genera el 2% de las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel global. Por tanto, su sustitución gradual ayudaría a descarbonizar sectores industriales clave. Su presidente, Raúl Rodríguez, explica a este diario en qué situación se encuentra su desarrollo en España y cuáles son las principales barreras que atraviesa.

¿En qué estado se encuentra el amoníaco renovable en España?

Hoy la producción de amoníaco renovable, obtenido con electricidad renovable, es residual. Prácticamente se limita a una planta en Burgos, pero con muy poca molécula producida. Si bien hay iniciativas para desarrollar más, la cantidad a día de hoy es totalmente despreciable. No creo que vayamos a ver una planta de amoníaco renovable grande, del tamaño de las que producen actualmente amoníaco a partir de gas, hasta no menos de siete, ocho, nueve o diez años.

¿Cuál es el principal obstáculo para su desarrollo?

El coste. Producir amoníaco a partir de renovables es tres o cuatro veces más caro respecto al amoníaco convencional. Con esa brecha, es difícil pasar de casi cero plantas a decenas en poco tiempo. La principal barrera es que no hay mercado consolidado, ya que falta demanda que asuma el sobre coste. No hay nadie comprando amoníaco verde. Las fábricas de fertilizantes tienen unos márgenes escuetos, no les cabe un 'por tres' en los costes. Por tanto, hay que buscar nichos y hay que ir desarrollando esa necesidad sin impactar en la economía.

¿Es el colapso en las redes eléctricas otro de los problemas?

No es que sea un problema, es que la red no está pensada para producir diez millones de toneladas de amoníaco. Por eso, la asociación trata de ver cuánto amoníaco podemos producir y, a partir de ahí, decirle al operador del sistema [Red Eléctrica]: “Oye, estoy aquí, voy a ser un actor importante en tus próximos años, con lo cual me tienes que tener en cuenta en tu planificación”. Y eso se puede hacer de dos formas, de manera individual o de forma conjunta.



Obstáculos:

“Producir amoníaco verde es tres o cuatro veces más caro. Falta demanda”

Incentivos:

“Se necesitan apoyos a la oferta y demanda, además de marcos estables y proyectos piloto”

Previsiones:

“La IEA estima que para 2050 se deberá duplicar su producción para combustibles”

Al estar ligado a la producción de hidrógeno, ¿percibe riesgo de 'burbuja' en el amoníaco renovable?

Depende de con qué se compare. En la expectativa que había hace dos años, cuando el gas llegó a costar 200 y 300 euros el MWh, cabía todo. Entonces, solo se analizó ese periodo de tiempo, con ese coste de la energía. Pero no es una burbuja; simplemente alguien analizó mal una condición temporal.

¿Cómo cree que evolucionará en los próximos años?

Según las predicciones de la Agencia Internacional de la Energía (IEA), la demanda de amoníaco para fertilizantes y aplicaciones industriales crecerá de 185 millones de toneladas a entre 200 y 250 millones para el año 2050. Para combustibles marítimos, en su escenario más desfavorable, estima que se debe duplicar la producción actual, mientras que en el escenario más optimista multiplica por tres la demanda.

¿Qué papel podría desempeñar el país en este producto renovable?

El territorio español es probablemente el más competitivo o de los que más dentro de la UE. Tenemos sol, viento y agua, junto con una capacidad de exportación muy grande, con entre 18 y 20 puertos que pueden mover esta molécula. Además, contamos con seguridad jurídica y con un ecosistema industrial amplio.

Con ese sobre coste, ¿por qué deberíamos impulsarlo?

Porque como sociedad hemos decidido desfosilizar la economía, reduciendo la dependencia de combustibles fósiles y ganar autonomía estratégica en la UE mediante más producción local. El amoníaco renovable puede sustituir fósiles en ciertas aplicaciones y permite producción local: requiere electricidad renovable, agua (para el hidrógeno) y nitrógeno del aire.

¿Dónde tiene un mayor uso potencial?

Actualmente, entre el 70% y el 80% del amoníaco se utiliza para fertilizantes. El resto, para usos industriales, como urea, explosivos, refrigeración o detergentes, y aplicaciones electrónicas residuales. En el sector del transporte, puede jugar un papel muy relevante, sobre todo en el transporte marítimo. A día de hoy se están desarrollando 35 buques con motores que funcionan con amoníaco. Y más allá del marino, puede facilitar el desplie-

gue del transporte de hidrógeno. Si viaja transformado en molécula de amoníaco, puedes transportar más cantidad que si transportaras hidrógeno solo, y al llegar al destino puedes descomponer la molécula y quedarte con el hidrógeno. A día de hoy este uso está en fase experimental que se está probando, pero si la sociedad decide ir a cero fósil, en algún momento dado esto va a ser una realidad.

¿Son suficientes los incentivos contemplados actualmente?

Probablemente sean insuficientes. Se necesitan apoyos a la oferta y a la demanda, además de proyectos piloto y marcos estables. Otra palanca posible es penalizar el amoníaco convencional frente al renovable, pero debería aplicarse con cautela para no distorsionar la economía ni provocar cierres. Yo soy más partidario de avanzar con cuotas graduales y cuidar que ninguna industria, ya sea de fertilizantes, de transporte, navieras, etc., se quede fuera. También hay fabricantes de

turbinas de gas que están experimentando su funcionamiento con amoníaco.

¿Por qué deberíamos apostar por el amoníaco frente a otras soluciones?

La cantidad de energía que una sociedad como la europea obtiene de hidrocarburos es tan grande que vamos a tener que recurrir a muchas herramientas y utilizar muchos componentes si queremos llegar a ese escenario cero. Para ello, me parece que debemos ser agnósticos tecnológicamente. No se trata de elegir cuál es mejor, sino de ver cuáles tendrán mejor uso en determinadas aplicaciones, en determinadas zonas geográficas y condiciones. Respecto al metanol, el amoníaco no necesita dióxido de carbono (CO2), ya que es nitrógeno e hidrógeno. Al prescindir del CO2 no contribuimos a que se encarezca, lo cual es una ventaja. Además, la síntesis de amoníaco es madura a gran escala desde hace décadas, por lo que el riesgo tecnológico se concentra en cómo producimos el hidrógeno.

RWE vende el proyecto eólico marino Baltic 2 de 350 MW a la polaca PGE

● El acuerdo cubre el proyecto del parque eólico en aguas de Polonia y el permiso.



RWE vende el proyecto eólico marino Baltic 2 de 350 MW a la polaca PGE

<https://elperiodicodelaenergia.com/rwe-vende-el-proyecto-eolico-marino-baltic-2-de-350-mw-a-la-polaca-pge/>

José A. Roca

Sábado, 20 diciembre 2025

El acuerdo cubre el proyecto eólico marino en aguas de Polonia y el permiso

RWE ha firmado un acuerdo para vender su proyecto eólico marino FEW Baltic 2 de 350 MW en el mar Báltico polaco a PGE. El parque eólico estará ubicado a unos 50 kilómetros al norte de Ustka y se espera que la transacción se cierre en el primer trimestre de 2026, dijo RWE.

La compañía agregó que también ha transferido una Decisión Ambiental y datos relacionados para el sitio adyacente 44.E.1. a PGE.

RWE mantiene su compromiso de apoyar la transición energética polaca mediante el desarrollo, la construcción y la operación de proyectos de energía renovable en todo el país, donde ya gestiona más de 660 MW de capacidad eólica y solar terrestre.

"Estamos convencidos de que, en sinergia con su otra cartera, PGE está mejor posicionada para realizar este proyecto de lo que estaría RWE de forma independiente", dijo Sven Utermöhlen, director ejecutivo de RWE Offshore Wind.

Sin embargo, el objetivo de RWE de seguir ampliando su cartera de energía eólica marina se mantiene inalterado. Actualmente, la eléctrica germana está construyendo cuatro parques eólicos

marinos a gran escala en cuatro países europeos y tiene varios proyectos eólicos marinos más en desarrollo.

RWE opera 19 parques eólicos marinos en cinco países con una potencia total de 6,2 GW, de los cuales su participación asciende a 3,3 GW.

Equitix refuerza su apuesta por la eólica en España con dos activos de 87 MW

- Equitix ha anunciado la adquisición mayoritaria de El Castillar Energy y Joluga Energy, dos parques eólicos en Castilla-la-Mancha y Navarra respectivamente, c...



GALERIA

revista digital

revista energia renovable

energia renovable

energias limpias

energia fotovoltaica

energia solar

<https://www.review-energy.com/eolico/equitix-refuerza-su-apuesta-por-la-eolica-en-espana-con-dos-activos-de...>

Viernes, 19 diciembre 2025

19 diciembre 2025 0

Equitix ha anunciado la adquisición mayoritaria de El Castillar Energy y Joluga Energy, dos parques eólicos ubicados en España que suman una capacidad instalada combinada de **87 MW** y cuentan con proyectos en desarrollo para su hibridación con energía solar fotovoltaica y sistemas de almacenamiento en baterías. Según informó la compañía, los activos se localizan en Castilla-La Mancha y Navarra, respectivamente.

Estas operaciones representan el quinto y sexto proyecto adquiridos a Capital Energy por la plataforma española de hibridación de energías renovables de Equitix desde junio de 2024, de acuerdo con la información facilitada por la empresa.

El Castillar y Joluga son, además, los primeros proyectos adquiridos a Capital Energy bajo un Acuerdo Marco firmado este verano. Este acuerdo otorga a la plataforma de Equitix exclusividad sobre una cartera de **1 GW** de proyectos híbridos de energías renovables, que incluye, entre otros, El Castillar, Joluga, Canales Sur, Terrer y Desma, según detalló la compañía.

La operación se produce tras el anuncio realizado el pasado 31 de julio de 2025 sobre la alianza al 50 % entre Equitix y la Corporación del Tesoro de Nueva Gales del Sur (TCorp), destinada a expandir la plataforma de hibridación de energías renovables del grupo en España. Actualmente, la cartera

conjunta comprende 330 MW de activos operativos y en construcción, además de otros **200 MW adicionales en fase de desarrollo** . Equitix y TCorp tienen como objetivo alcanzar una capacidad total de generación de 1,4 GW para 2030.

Achal Bhuwania, director de inversiones de Equitix , señaló que la finalización de estas operaciones refleja el trabajo realizado por el equipo y el avance de la alianza estratégica con TCorp.

Según Bhuwania, este hito pone de manifiesto el compromiso de la compañía con la inversión en activos de energía renovable de alta calidad, así como con el establecimiento de relaciones sólidas tanto con socios locales, como Capital Energy, como con accionistas globales. Asimismo, destacó que estas transacciones refuerzan el objetivo de ofrecer valor a los inversores y de impulsar un crecimiento sostenible en Europa.

Equitix subrayó también el contexto del mercado español, donde el país avanza en una ambiciosa política de transición energética con el objetivo de alcanzar un 81 % de generación renovable en 2030. En este sentido, la compañía destacó que su plataforma de hibridación, que combina energía eólica, solar y almacenamiento en baterías, desempeñará un papel relevante en el proceso.

Una vez plenamente desarrollada, la plataforma contribuirá a incrementar el suministro de energía limpia en España, apoyar los objetivos de sostenibilidad nacionales y de la Unión Europea y generar electricidad suficiente para abastecer a casi un millón de hogares españoles, según indicó Equitix.

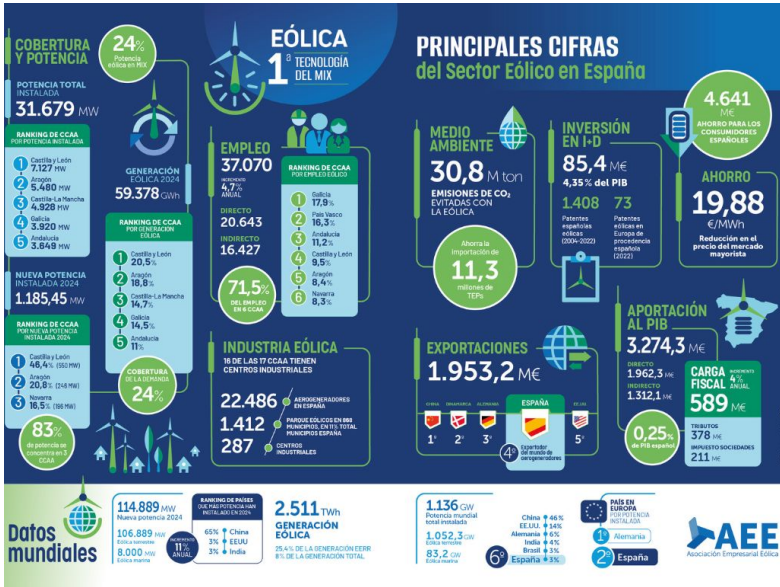
Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

El sector eólico advierte: España necesita desbloquear los cuellos de botella regulatorios y aumentar la demanda de electricidad - Energética 21

- La eólica aporta 3.274 M€ al PIB, genera más de 37.000 empleos y evita la importación de 11,3 millones de toneladas equivalentes de petróleo. El sector reclama acelerar la electrificación y dar seguridad jurídica a los proyectos en tramitación.



El sector eólico advierte: España necesita desbloquear los cuellos de botella regulatorios y aumentar la demanda de electricidad.

sector eólico generación de electricidad potencia instalada impacto económico empleo exportaciones

<https://energetica21.com/noticia/sector-eolico-advierte-espana-necesita-desbloquear-cuellos-botella-regulatori...>

Energética 21

Viernes, 19 diciembre 2025

La Asociación Empresarial Eólica (AEE) ha presentado el *Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España 2024*, elaborado por Deloitte, que pone de manifiesto el peso estratégico de la eólica en la economía española.

La energía eólica se confirma como primera tecnología del sistema eléctrico, con una **generación anual de 59.378 GWh y una cobertura del 24% de la demanda** (datos cierre 2024). La potencia instalada alcanzó los 31.679 MW, tras incorporar 1.185 MW nuevos, lo que consolida a España como segundo país europeo por capacidad eólica acumulada.

Impacto económico y social

Las cifras presentadas revelan la magnitud del sector como motor económico:

- Aportación al PIB:** 3.274 millones de euros (1.962 millones directos y 1.312 millones indirectos), equivalente al 0,25% del PIB nacional.
- Empleo:** 37.070 profesionales, con un crecimiento del 4,7% respecto al año anterior.
- Exportaciones:** España se mantiene como cuarto exportador mundial de aerogeneradores, con un valor de 1.953 millones de euros.

En términos energéticos y medioambientales, la eólica evitó la importación de **11,3 millones de toneladas equivalentes de petróleo** —valoradas en 2.829 millones de euros— y redujo **30,8 millones de toneladas las emisiones de CO₂**, contribuyendo de manera decisiva a los objetivos climáticos y de independencia energética.

Juan Virgilio Márquez, director general de AEE, afirmó durante la presentación: “Los datos demuestran que la eólica es un activo económico, industrial y ambiental de enorme valor para España. Pero el ritmo actual de crecimiento es insuficiente. Si no desbloqueamos los cuellos de botella regulatorios, damos seguridad jurídica a la tramitación de proyectos y aceleramos la electrificación, España perderá una oportunidad histórica de reindustrialización y de progreso para los territorios”.

Márquez también destacó la importancia de la **autonomía industrial**: “La eólica también es industria propia con ADN europeo. 2026 debe ser un punto de inflexión para que la cadena de suministro salga reforzada”.

Urgencia en la tramitación y eólica marina

Sobre el desarrollo de la **eólica marina**, el director general de AEE advirtió sobre la necesidad de actuar con mentalidad de país: “Aún con una primera subasta en 2026, los primeros parques marinos no operarían hasta 2033. España debe asegurar su propio espacio industrial, porque, de lo contrario, serán otros quienes lo ocupen”.

Respecto a la tramitación terrestre, el ritmo es preocupante. El incremento de potencia debería acercarse a los **4 GW anuales**, pero actualmente apenas se roza **1 GW**.

- Existen más de **10 GW** en tramitación muy avanzada con Autorización Administrativa de Construcción (AAC).
- De estos, **3 GW están paralizados judicialmente en Galicia**.
- Más de **17.000 MW** han decaído desde 2018, la mayoría por no obtener informe ambiental favorable.

“Por cada megavatio instalado hay 4 que no han llegado a término. No se está alcanzando el ritmo necesario”, sentenció Márquez.

La eólica por comunidades autónomas

La eólica está presente en el 11% de los municipios españoles (868 municipios), ocupando solo el 0,017% de la superficie total.

Ranking por potencia instalada (2024): El 83% de la potencia se concentra en 5 comunidades:

- Castilla y León
- Aragón
- Castilla-La Mancha
- Galicia
- Andalucía

En cuanto a **empleo** , Galicia lidera el ranking con 3.692 profesionales (17,9%), seguida del País Vasco (16,3%) y Andalucía (11,2%).

Siete retos estratégicos para 2026

La AEE identifica 2026 como un año decisivo y marca siete ejes prioritarios para la transición energética:

- **Acelerar la electrificación:** España no puede cumplir el PNIEC sin una mayor demanda electrificada y una red capaz de integrar nueva capacidad sin demoras.
- **Acabar con los cuellos de botella en la tramitación:** Es necesaria la homogeneización de criterios y flexibilidad en los hitos de puesta en marcha para no penalizar proyectos viables bloqueados por litigios.
- **Impulsar la repotenciación:** Se requieren incentivos específicos y seguridad regulatoria para dar una segunda vida al parque eólico maduro.
- **Reforzar la seguridad del sistema eléctrico:** Activar la normativa técnica necesaria (control de tensión, *grid forming*) para integrar renovables garantizando la estabilidad.
- **Activar el reloj de la eólica marina:** Lanzar la primera subasta piloto en 2026 es vital para que la industria española entre en la cadena de valor de la tecnología flotante.
- **Fortalecer la aceptación social:** Intensificar el diálogo temprano con las comunidades y luchar contra la desinformación.
- **Marco regulatorio de biodiversidad equilibrado:** Definir normas que no sean retroactivas, basadas en hechos verificables y tecnológicamente realistas, evitando la sobrerregulación.

De la política a los mercados: cómo la energía limpia está redefiniendo la inversión energética

- Todo el crecimiento neto del suministro eléctrico mundial en 2025 -alrededor de 1.070 teravatios-hora- provendrá de fuentes bajas en carbono, según Rystad Energy.



De la política a los mercados: cómo la energía limpia está redefiniendo la inversión energética

<https://elperiodicodelaenergia.com/de-la-politica-a-los-mercados-como-la-energia-limpia-esta-redefiniendo-la-...>

José A. Roca

Sábado, 20 diciembre 2025

Todo el crecimiento neto del suministro eléctrico mundial en 2025 -alrededor de 1.070 teravatios-hora- provendrá de fuentes bajas en carbono, según Rystad Energy

El sistema energético global está entrando en una nueva fase crucial. El último análisis de escenarios de **Rystad Energy** muestra que todo el crecimiento neto del suministro eléctrico mundial en 2025 (alrededor de 1.070 teravatios-hora) provendrá de fuentes bajas en carbono, incluidas las energías renovables y la nuclear.” Esto marca un cambio estructural: las energías renovables ya no compiten marginalmente, sino que ahora impulsan toda la generación de energía incremental”, dice Deepti Koikara Lindal, responsable de la oficina de Nueva York de Rystad Energy.

Para los inversores, esto indica que el crecimiento de la energía limpia está pasando de estar impulsado por las políticas a estar impulsado por el mercado, lo que redefine el potencial de rentabilidad a largo plazo en los sectores de servicios públicos, infraestructura y tecnología.

Centros de datos e IA

Uno de los desarrollos más significativos que configuran la demanda energética actual es el rápido crecimiento de los centros de datos, en particular aquellos que admiten inteligencia artificial (IA), computación en la nube y cargas de trabajo informáticas a gran escala. Según un estudio reciente de

Rystad Energy, si todos los proyectos anunciados avanzan, la capacidad de los centros de datos alcanzará los 145 gigavatios para 2030.

Este aumento refleja no solo la proliferación de nueva capacidad en los centros de datos, sino también el aumento de la intensidad energética por instalación a medida que el hardware optimizado para IA y los racks de servidores de alta densidad se vuelven más comunes.

Al mismo tiempo, las perspectivas para el petróleo y el gas se mantienen resilientes, aunque con matices. Rystad Energy prevé que la demanda máxima de petróleo llegará a principios de la década de 2030, con diferentes productos petrolíferos siguiendo trayectorias divergentes: descensos en el fueloil, pero un crecimiento continuo en el combustible para aviones, el gas licuado de petróleo (GLP) y la nafta.

La energía tradicional mantiene un papel importante

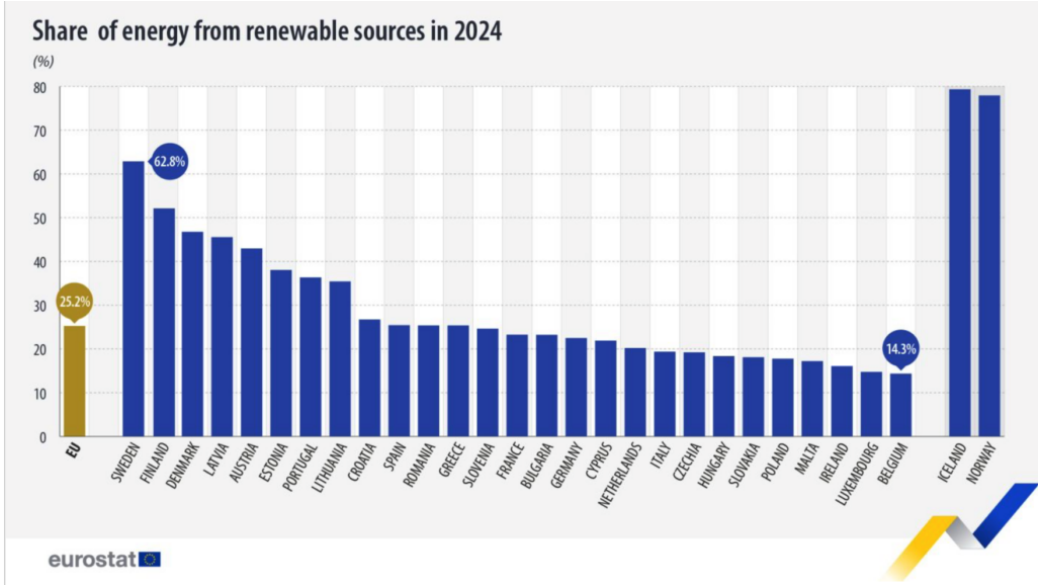
Esto refuerza la idea de que la energía tradicional aún desempeña un papel importante en la próxima década; sin embargo, los inversores deben ser selectivos y centrarse en segmentos vinculados a la demanda estructural en lugar de en productos tradicionales que enfrentan un declive secular.

“Al finalizar el año, agradecemos su continuo compromiso con Rystad Energy. Este ha sido un período decisivo tanto para el sistema energético global como para nuestra empresa, y nuestra misión sigue siendo clara: proporcionar información independiente y basada en datos que permita tomar decisiones más inteligentes en un contexto de mercados, tecnologías y políticas en rápida evolución”, dice Deepti Koikara Lindal.

Y añade: “En este contexto, el valor de un análisis riguroso e imparcial nunca ha sido mayor. A medida que la geopolítica, las cadenas de suministro y las vías de transición siguen cambiando, la información transparente basada en escenarios se está convirtiendo en una verdadera ventaja competitiva. Para los inversores que se enfrentan a la doble realidad de acelerar el crecimiento bajo en carbono y mantener la resiliencia de los combustibles fósiles, los datos de alta calidad no solo son útiles, sino esenciales”.

El 25,2 % de la energía utilizada por la UE en 2024 fue renovable

- En 2024, el porcentaje de energías renovables en la energía consumida en la UE aumentó en un 0,7 %, frente al 24,6 % de 2023. La cuota de energía procedente de fuentes renovables utilizada en el transporte en la UE alcanzó el 11,2 % en 2024.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/19/el-252-de-la-energia-utilizada-por-la-ue-en-2024-fue-renovable/>
Viernes, 19 diciembre 2025

En 2024, el porcentaje de energías renovables en la energía consumida en la UE aumentó en un 0,7 %, frente al 24,6 % de 2023. La cuota de energía procedente de fuentes renovables utilizada en el transporte en la UE alcanzó el 11,2 % en 2024.

Pilar Sánchez Molina

Entre 2004 y 2024, la Unión Europea ha experimentado un crecimiento muy significativo de las energías renovables en su sistema energético, hasta casi triplicar su peso en el consumo final bruto de energía. Según las estadísticas dadas a conocer esta semana por Eurostat, la cuota renovable en 2024 alcanzó el 25,2 %, frente al 9,6 % registrado en 2004 y con un incremento de 0,7% respecto a 2023. No obstante, la unión está muy alejada del objetivo recogido en la revisión de la Directiva (UE) 2023/2413, que eleva el objetivo vinculante para 2030 al 42,5 %, con una aspiración indicativa del 45 %. Alcanzar este umbral exige aumentar la cuota renovable en más de 17 % en solo seis años.

El grado de penetración renovable presenta importantes diferencias entre Estados miembros. Suecia lidera con un 62,8 % de su consumo final cubierto por renovables, apoyándose principalmente en biomasa sólida, energía hidráulica y eólica. Le siguen Finlandia (52,1 %) y Dinamarca (46,8 %). En el extremo opuesto se sitúan Bélgica, Luxemburgo e Irlanda, con cuotas inferiores al 17 %. Algunos países han recurrido a transferencias estadísticas para cumplir o reforzar sus objetivos, mediante acuerdos de cesión de producción renovable contabilizada entre estados miembros.

En el sector eléctrico, las renovables alcanzaron en 2024 el 47,5 % del consumo bruto de electricidad en la UE, más de dos puntos por encima del año anterior. El crecimiento se explica fundamentalmente por la expansión de la eólica y la solar. La eólica y la hidráulica concentraron casi dos tercios de la generación renovable, mientras que la solar, con un 23,4 %, se consolidó como la tecnología de mayor crecimiento, pasando de 7,4 TWh en 2008 a 304 TWh en 2024. Austria, Suecia y Dinamarca superaron el 75 % de electricidad renovable. Rebasaron el 50 %, varios países del norte y sur de Europa, entre ellos España: el 57,2% de toda la electricidad generada en nuestro país durante el año pasado procedió de fuentes renovables.

En calefacción y refrigeración, las renovables representaron el 26,7 % del consumo energético en 2024, impulsadas por biomasa, redes de calor renovables y el despliegue de bombas de calor. En transporte, aunque la cuota renovable creció hasta el 11,2 %, sigue siendo el sector más rezagado frente al objetivo del 29 % fijado para 2030.

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

España ante el espejo de su transición energética: “No es solo una meta climática, es una meta económica”

● Carlos Albero (DNV) explica a El Periódico de la Energía los retos a los que se enfrenta España en su transición energética.



España ante el espejo de su transición energética: “No es solo una meta climática, es una meta económica”

<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-ante-el-espejo-de-su-transicion-energetica-no-es-solo-una-meta-cli...>

Sandra Acosta

Viernes, 19 diciembre 2025

Carlos Albero (DNV) explica a El Periódico de la Energía los retos a los que se enfrenta España en su transición energética

La descarbonización de la economía española se ha convertido en uno de los grandes consensos políticos de la última década. Sin embargo, cuando se baja del plano de los objetivos a la realidad de las infraestructuras, la inversión y el consumo energético, el diagnóstico se vuelve mucho más incómodo. Así lo advierte **Carlos Albero**, Market Area Manager de **DNV**, en conversación con motivo del informe Spain's path to decarbonization, un análisis que pone en cuestión la viabilidad del actual rumbo energético del país si no se corrigen desequilibrios estructurales.

“El hallazgo más incómodo es que, con las tendencias actuales, la descarbonización total en 2050 no es posible”, afirma Albero sin rodeos. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, añade, está “en serio riesgo” de no cumplirse. No por falta de ambición, sino por un enfoque desequilibrado que ha priorizado la generación renovable sin resolver los cuellos de botella que impiden que esa energía se convierta en motor real de transformación económica.

España ha hecho bien los deberes en generación. El mix eléctrico está hoy altamente descarbonizado y el despliegue de fotovoltaica y eólica ha sido vertiginoso. El problema es otro. La demanda eléctrica del país apenas ha crecido en dos décadas. “Tenemos prácticamente la misma

demanda hoy que en 2003”, señala Albero, una anomalía que evidencia que la electrificación de la economía no está ocurriendo al ritmo necesario .

La clave, insiste, no está ya solo en producir electricidad limpia, sino en crear las condiciones para consumirla. Eso implica desbloquear permisos, reforzar redes, facilitar el acceso a potencia y, sobre todo, abaratar y estabilizar el coste de la electricidad para la industria. Sin demanda, advierte, las el sistema queda sin uno de sus pilares principales.

Mayor flexibilidad

La brecha entre los objetivos políticos y la realidad de la planificación energética es, a juicio de DNV, evidente. A mitad del periodo del PNIEC, los problemas persisten: almacenamiento que no despega por falta de regulación clara, redes saturadas que impiden nuevas conexiones y mercados eléctricos que no garantizan rentabilidad a largo plazo. La rápida expansión de la fotovoltaica, con precios capturados cada vez más bajos, ha tensionado un sistema que debe de evolucionar al mismo ritmo en flexibilidad y gestionabilidad .

Aun así, Albero rechaza la idea de que el éxito renovable sea un problema. “Es un beneficio claro”, subraya, visible cada vez que el viento o el sol bajan los precios del mercado. El reto está en gestionarlo. Y ahí el almacenamiento emerge como pieza central del sistema futuro, tanto para absorber excedentes de generación como para modular la demanda. “Con un 70% de energías variables, el almacenamiento deja de ser opcional”, explica.

El desbalance actual no responde a un error de diseño, sino a una asimetría en los tiempos. Las renovables tenían un camino regulatorio claro; la demanda y el almacenamiento, no. Ahora el reto es reequilibrar las tres patas del sistema sin frenar la transición.

El papel de la industria

En este contexto, la industria aparece como actor decisivo y, al mismo tiempo, vulnerable. Sectores intensivos en calor pueden electrificarse en buena parte, pero chocan con redes saturadas para suministrar la potencia necesaria. Casos como el de la industria cerámica ilustran el problema: procesos más eficientes desde el punto de vista eléctrico que no pueden implantarse por falta de capacidad de conexión. “Si no se hace de forma ordenada, habrá industrias que no puedan descarbonizarse o directamente no puedan implantarse”, advierte Albero .

Donde la electrificación no es viable al cien por cien, entran en juego otras soluciones. El hidrógeno verde, aunque todavía escala limitada, tiene un recorrido claro en sectores como la aviación y el transporte marítimo. No como sustituto total del gas, sino como vector estratégico en usos específicos. El cuello de botella, reconoce Albero, no es tecnológico, sino de escala y de apoyo a los primeros proyectos.

Algo similar ocurre con la captura de CO2, un gran ausente en el PNIEC. Para industrias como el cemento o el acero, será una herramienta imprescindible. Con un precio del carbono cercano a los 80 euros por tonelada, el secuestro empieza a ser económicamente viable y, según DNV, será una opción prioritaria en los próximos cinco años para cumplir con las exigencias europeas .

El transporte sigue siendo el gran foco de emisiones. Aquí el freno no es la tecnología, sino la infraestructura. Los vehículos eléctricos ya compiten en precio y costes operativos, pero la falta de red de recarga sigue generando inseguridad al usuario. “Es una cuestión de certidumbre”, resume Alberó. Lo mismo ocurre con el transporte pesado y de mercancías, donde la electrificación llegará de la mano de redes más robustas y cargadores de muy alta potencia.

Todo ello remite a un mismo punto: las redes. Para DNV, el reajuste de la hoja de ruta energética pasa, antes que nada, por invertir en transporte y distribución eléctrica. Solo después tiene sentido acelerar la demanda y seguir impulsando renovables con trámites más ágiles y soluciones híbridas que optimicen las interconexiones existentes.

La aceptación social

El informe subraya además un factor a menudo infravalorado: la aceptación social. Los proyectos energéticos, recuerda Alberó, conviven durante décadas con los territorios. Sin información, participación y beneficios tangibles para las comunidades locales, la oposición social puede convertirse en un freno tan poderoso como cualquier barrera técnica.

El mensaje final es claro y deliberadamente provocador. “No estamos hablando tan solo de una transición climática, sino de una transición económica”, afirma Alberó. La energía es el vector que determinará la competitividad futura del país. España tiene una oportunidad única gracias a su potencial renovable, pero desaprovecharla supondría renunciar a uno de los diferenciales estratégicos en un contexto global cada vez más exigente.

“Sin una energía limpia, barata y estable, estaremos perdiendo una carta que no podemos permitirnos no jugar”, concluye. Un aviso que el informe de DNV deja negro sobre blanco y que interpela directamente a reguladores, inversores e industria.

Europa supera los 3.000 proyectos de almacenamiento energético y consolida más de 200 GW de potencia instalada

- El Reino Unido encabeza el despliegue del almacenamiento energético en Europa, con más de 69 GW de potencia asociada a proyectos en distintas fases de desarrollo. Le siguen Alemania, con algo más de 21 GW, e Italia, con cerca de 19 GW. Polonia y España completan el grupo de los cinco principales mercados,...



Europa supera los 3.000 proyectos de almacenamiento energético y consolida más de 200 GW de potencia instalada

<https://elperiodicodelaenergia.com/europa-supera-los-3-000-proyectos-de-almacenamiento-energetico-y-cons...>

Sandra Acosta

Lunes, 22 diciembre 2025

El Reino Unido encabeza el despliegue del almacenamiento energético en Europa, con más de 69 GW de potencia asociada a proyectos en distintas fases de desarrollo

Europa ha alcanzado un hito histórico en su transición energética con más de 3.000 proyectos de almacenamiento de energía registrados en toda la región, que suman **más de 200 gigavatios (GW) de potencia instalada y cerca de 3.000 gigavatios hora (GWh) de capacidad de almacenamiento**. Así lo reflejan los datos más recientes de la European Energy Storage Inventory, la base de datos pública impulsada por el Joint Research Centre (JRC) de la Comisión Europea.

Este registro, concebido como una herramienta pública de seguimiento y análisis, pone de manifiesto el rápido crecimiento de un sector considerado estratégico para la integración masiva de energías renovables. El almacenamiento energético se ha convertido en un **pilar fundamental** para gestionar la variabilidad de la generación solar y eólica, garantizar la estabilidad de las redes eléctricas y reforzar la seguridad del suministro en un sistema energético cada vez más descarbonizado.

Detalle tecnológico

La última actualización del inventario no solo confirma el incremento sostenido del número de proyectos y de la capacidad instalada, sino que también aporta un mayor nivel de detalle tecnológico. El sistema incorpora ahora **información más precisa sobre subtecnologías de baterías de ion de litio**, como litio hierro fosfato (LFP), litio níquel manganeso cobalto (NMC), litio manganeso óxido (LMO) y litio níquel cobalto aluminio (NCA). Esta mayor desagregación permite analizar con mayor profundidad qué soluciones se están implantando en función de su rendimiento, durabilidad y adecuación a distintas aplicaciones dentro de los sistemas eléctricos europeos.

El inventario también ofrece una radiografía clara del liderazgo por países. El Reino Unido encabeza el despliegue del almacenamiento energético en Europa, con **más de 69 GW de potencia asociada a proyectos en distintas fases** de desarrollo. Le siguen Alemania, con algo más de 21 GW, e Italia, con cerca de 19 GW. Polonia y España completan el grupo de los cinco principales mercados, ambos con alrededor de 13 GW, lo que confirma el creciente protagonismo del almacenamiento en los sistemas eléctricos del centro y sur del continente.

Crecimiento sólido

Más allá de la capacidad ya instalada, los datos revelan un **pipeline de crecimiento especialmente sólido**. Aunque en torno a 74 GW de potencia corresponden a proyectos que ya están en operación, una parte muy significativa del total identificado se encuentra todavía en fases de planificación, anuncio o con permisos concedidos. En conjunto, estos proyectos en desarrollo superan los 100 GW, lo que anticipa una rápida aceleración del despliegue del almacenamiento energético en los próximos años, en paralelo al avance de las energías renovables.

El crecimiento del sector se extiende además a nuevos territorios. Países como Albania, Kosovo y Macedonia del Norte se incorporan por primera vez al mapa europeo de proyectos de almacenamiento, una señal de que estas tecnologías empiezan a desempeñar un papel relevante también fuera de los mercados más consolidados de la Unión Europea. Esta expansión geográfica refleja un interés creciente por dotar a las redes eléctricas de mayor flexibilidad y resiliencia en toda la región.

[WWW.ELESPANOL.COM](#)

La bajada de los precios de la luz, el gas y la gasolina da un respiro al consumidor en las Navidades y al inicio de...

<https://www.elespanol.com/invertia/empresas/energia/20251221/bajada-precios-luz-gas-gasolina-da-respiro-co...>

Domingo, 21 diciembre 2025

Varios vehículos en la A6, a 19 de diciembre de 2025, en Madrid (España). Diego Radamés / Europa Press

La electricidad cae un 30% y podría volver a los 50 euros/MWh el próximo año, el gas está en mínimos y la gasolina encadena cinco semanas a la baja. Más información : El encarecimiento de ternera, huevos y turrón condena a la clase media a su Navidad más apretada en años. Los precios de la luz, el gas y los carburantes han bajado notablemente en España, ofreciendo alivio a los consumidores durante las Navidades y de cara al inicio de 2026. El precio medio de la electricidad en diciembre es un 30% menor que el año pasado y podría acercarse a niveles previos a la crisis energética durante el primer cuatrimestre de 2026. La gasolina 95 y el gasóleo encadenan varias semanas de descensos, situándose ambos lejos de los máximos alcanzados en 2022, lo que reduce el coste para los conductores. El precio del petróleo Brent ha caído un 22% en lo que va de año debido a un aumento de la oferta y una demanda más débil, aunque la OPEP+ y reservas chinas podrían limitar nuevas bajadas. Aunque el cierre de año llega marcado por subidas a doble dígito en alimentos básicos y una vivienda que se encarece de forma imparable, la energía se convierte en una excepción. La caída de los precios de la luz, el gas y los carburantes ofrece un respiro al consumidor justo al comienzo de las vacaciones de Navidad y mejora las perspectivas para el inicio de 2026. En España, la electricidad registra en lo que va de diciembre un precio medio de 78,56 euros por megavatio hora (MWh), en un mes tradicionalmente caracterizado por un mayor consumo debido a las bajas temperaturas y al uso intensivo de la calefacción. Aunque todavía algo lejos de los precios previos a la crisis energética, este coste supone un 30% menos que en el mismo periodo del año pasado, cuando la media alcanzaba los 113,24 euros/MWh. Las previsiones para enero de 2026 son optimistas. Según la consultora Tempos Energía, la factura de la luz podría retomar niveles cercanos a los previos a la crisis de 2020, situándose como la segunda más barata desde entonces. Si las temperaturas se mantienen suaves, el gas natural licuado mantiene un flujo estable y Asia permanece en estado de contención, el gas europeo (la referencia TTF) seguirá en la franja baja de los 24-25 euros/MWh. Esto permitiría que la factura eléctrica del primer cuatrimestre de 2026 se estabilice entre 50 y 55 euros/MWh, adelantando así los precios propios de primavera, según la consultora. En Europa, los precios del gas TTF cayeron en diciembre por debajo de los 28 euros/MWh, niveles no vistos desde abril de 2024. Goldman Sachs prevé que el gas europeo se sitúe en torno a 29 euros/MWh en 2026 y descienda hasta los 20 euros/MWh en 2027. Este descenso está impulsado por un fuerte crecimiento de la capacidad mundial de producción y licuefacción de gas, con numerosas plantas en marcha, especialmente en Norteamérica y Canadá. La capacidad global podría incluso duplicarse en los próximos años, lo que presionaría a la baja los precios si la demanda no crece al mismo ritmo. Actualmente, el mercado del gas muestra una situación poco habitual, con tres meses consecutivos por debajo de los 35 euros/MWh. Para Tempos Energía, el mensaje es claro: "los precios son bajos porque el sistema está cómodo y el mercado permanece inmóvil".

mientras el clima acompaña". Eso sí, Antonio Aceituno, analista de mercados energéticos, advierte que esta calma puede romperse "en cuanto gire el termómetro ya que el clima es el único interruptor de los precios". Según la consultora, solo un frío sostenido, acompañado de menor viento y presión sobre las renovables, podría alterar abruptamente el mercado. La llegada de la operación salida de las Navidades trae buenas noticias para los conductores. El precio de la gasolina 95 encadena cinco semanas consecutivas de caídas y el del gasóleo A, cuatro. La gasolina se sitúa actualmente en un precio medio en España de 1,45 euros/litro (1,46 euros/litro en la Península y Baleares), cuatro céntimos menos que hace un año, según datos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Con estos precios, llenar un depósito medio (de 55 litros) costaría al consumidor 79,64 euros. Mientras el diésel se sitúa hoy en un precio de 1,40 euros/litro (1,41 euros/litro en la Península y Baleares), cuatro céntimos más que justo hace un año. Hablamos de que estos niveles implicarían un desembolso de 76,95 euros para llenar un depósito medio de gasóleo. Ambos carburantes continúan, no obstante, muy lejos de los precios máximos que se registraron el verano de 2022, en plena crisis energética. Cuando en el mes de julio la gasolina y el diésel superaron el precio medio de 2,10 euros. El precio de los carburantes está determinado por varios factores: la cotización propia de cada combustible, la evolución del petróleo, los impuestos aplicables, los costes de producción y transporte, así como los márgenes comerciales. El precio del petróleo Brent, la referencia en Europa, cae un 22% en lo que va de año ante los excesos de oferta, que está generando un fuerte aumento de inventarios, y la influencia de la geopolítica. Se sitúa en el entorno de los 59,60 dólares/barril. En el último mes, se abarata más de un 4% y en la última semana casi un 2%. No obstante, los cambios en el precio del crudo no se reflejan de manera inmediata en los surtidores; existe un desfase temporal entre la variación del petróleo y su traslado a los precios finales de los combustibles. La Agencia Internacional de la Energía (AIE) anticipa en sus últimas previsiones un precio del barril de Brent que rondaría los 55 dólares por unidad de cara al próximo año 2026. La entidad señala que el incremento de la oferta global, unido a una demanda más débil durante el invierno, favorecerá una rápida acumulación de inventarios y presionará los precios a la baja en los próximos trimestres. Sin embargo, la AIE advierte que esta caída se verá parcialmente limitada por la política de la OPEP+ y por la continua acumulación de reservas en China, elementos que frenarán una corrección más pronunciada del crudo.

La demanda eléctrica en España consolida su tendencia al alza en 2025 y crecerá por segundo año consecutivo

- La demanda de electricidad en España consolidará en 2025 su senda de crecimiento y aumentará en el año un 2,6% con respecto a 2024.



La demanda eléctrica en España consolida su tendencia al alza en 2025..

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-demanda-electrica-en-espana-consolida-su-tendencia-al-alza-en-2025-y-...>

Redacción

Viernes, 19 diciembre 2025

La eólica será la primera fuente de generación por tercer año consecutivo y la fotovoltaica registra un máximo histórico anual

La demanda de electricidad en España consolidará en 2025 su senda de crecimiento y aumentará en el año un 2,6% con respecto a 2024 , encadenando así el segundo año consecutivo al alza, según las estimaciones de Red Eléctrica con datos disponibles a 16 de diciembre.

Si se tienen en cuenta los efectos de la laboralidad y las temperaturas, este incremento de la demanda eléctrica en el país sería del 1,4%. En cómputo, la demanda ascendería a unos 256 teravatios hora (TWh).

En un comunicado, el operador del sistema destacó que, si se añade la estimación de la energía generada por instalaciones de autoconsumo, la demanda alcanzaría valores similares a los registrados en los años anteriores a la pandemia de la Covid-19.

Por su parte, la **generación procedente de fuentes renovables repuntará un 1,6% y, con una previsión de más de 151 TWh** , volvería a superar los valores registrados en 2024, que ya fue récord.

A este respecto, la cuota de producción **renovable** se situaría cerca del 56%, cifra que se vería incrementada al 57% si se tiene en cuenta el impacto del autoconsumo. **España** culminaría este ejercicio con una cuota cercana al 75% en cuanto a producción libre de emisiones.

Con la información provisional disponible, la **eólica** lideraría un año más el mix energético nacional, con el 22% del total, seguida de la nuclear y la solar fotovoltaica, con cuotas cercanas al 19% ambas. Esta última tecnología marca un nuevo máximo anual.

Por detrás, se situarían los **ciclos combinados de gas natural**, con casi el 17% del total, la **hidráulica** (12%) y la **cogeneración** (con casi un 6%).

Por su parte, el **carbón**, que ya era una tecnología de generación residual, se estima que cerraría el año con la menor cuota y producción de su historia en España, aportando apenas el 0,6% del total, y reduciría más de un 50% respecto al año anterior.

Esto se debe, fundamentalmente, a la reconversión de la central térmica de Aboño II (en Asturias) a turbina de vapor, que tuvo lugar a mediados de julio.

Las previsiones de **Red Eléctrica** también contemplan que las tecnologías de almacenamiento, como centrales de bombeo o baterías conectadas a la red, habrían permitido este año la integración de en torno a los 9,4 TWh en el sistema eléctrico español, optimizando así el uso de las renovables.

La demanda eléctrica extrapeninsular

Mientras, el incremento de la demanda a nivel nacional también se ha experimentado este año en **Baleares y Canarias**, cuya demanda corregida sube un 3,9% y un 1,1%, respectivamente.

Por otra parte, y con datos hasta el día 16 de diciembre, el instante de mayor demanda en el sistema eléctrico peninsular se registró el 15 de enero a las 20.57 horas, momento en el que se alcanzaron los 40.070 megavatios (MW).

En cuanto al intercambio de electricidad con **Francia y Portugal**, 2025 se convertiría en el cuarto año consecutivo que España cierra con saldo exportador, cuya cifra se ha incrementado un 26% respecto al 2024, hasta alcanzar casi los 13 TWh.

En lo que respecta a la incorporación de nueva potencia renovable al parque de generación español, a falta de datos a final de año, ya supera los 93 gigavatios (GW), lo que representa más del 68% de la potencia de generación instalada en el país.

Si se tiene en cuenta el impacto de las instalaciones de **autoconsumo renovable**, la potencia renovable se eleva por encima de los 100 GW y representa el 70% del total del parque de generación nacional. Por tecnologías, la solar fotovoltaica continúa líder seguida de la eólica.

El Confidencial

Empresas

Naturgy contrata a BBVA para refinanciar 1.300 millones en su filial internacional

- La gasista arma de la mano del banco español un pool bancario para lograr más financiación. Un acuerdo que se espera que cierre en el primer consejo del año



El Confidencial

Foto: El presidente de Naturgy, Francisco Reynés. (Europa Press/Matias Chiofalo)

Naturgy

Noticias del BBVA

Energía

gas natural

https://www.elconfidencial.com/empresas/2025-12-22/naturgy-contrata-bbva-levantar-1300-millones_4270105/

Alberto Sanz

Lunes, 22 diciembre 2025

Naturgy busca nuevo dinero para su filial internacional, **Global Power Generation (GPG)**. La gasista presidida por **Francisco Reynés** ha contratado los servicios de **BBVA** para estructurar un grupo de bancos que aporte 1.300 millones de dólares —unos 1.110 millones de euros al cambio actual— y refinanciar un préstamo firmado en 2019, cuyo vencimiento llega en junio.

Según explican fuentes financieras a El Confidencial, las negociaciones están muy avanzadas y se espera que la operación sea aprobada en el primer consejo de 2026. Las entidades financieras que prestarán este dinero esperaban que el consejo aprobase esta refinanciación antes de final de año, pero la mesa de gobierno de **Naturgy** no incluyó este asunto en su última reunión de 2025, celebrada el pasado 16 de diciembre, que sirvió únicamente para hacer balance y cerrar el año.

Tanto Naturgy como BBVA han declinado hacer comentarios ante la consulta de este medio. La refinanciación de estos 1.300 millones es ahora una de las prioridades del consejo que preside **Francisco Reynés** para el próximo ejercicio. **Naturgy** ha optado por contratar a **BBVA** y modificar el esquema de financiación del préstamo anterior firmado en 2019, que se estructuró mediante un crédito sindicado de 1.500 millones de dólares (1.318 millones de euros) liderado por el propio **BBVA** junto a **Scotiabank** e **Intesa Sanpaolo**.

Tras amortizar 200 millones en estos siete años, el banco español trabaja ahora en la formación de un sindicato de entre 10 y 15 entidades financieras para un nuevo periodo de cinco años. Entre los bancos que podrían participar en este 'pool' destacan **Santander** , **BBVA** , **Barclays** , **JPMorgan** , **Crédit Agricole** , **Deutsche Bank** , **UBS** , **BNP Paribas** , **HSBC** y **Goldman Sachs** .

Las entidades se han comprometido con la gasista a través de una carta de compromiso y, según fuentes financieras, esperaban el acuerdo antes de Navidad. Por ello, han aparecido algunas dudas por parte de los firmantes con la opinión del consejo sobre la refinanciación por los recientes movimientos accionariales de los principales accionistas de Naturgy. El equipo financiero de la compañía, liderado por **Steven Fernández** , y **BBVA** defienden que el proceso avanza según lo previsto en tiempo y forma.

GPG, participada en un 75% por **Naturgy** y en un 25% por el vehículo de inversión del fondo soberano **Kuwait Investment Authority (Wren House)** , utilizó en 2019 los 1.500 millones para repartirse dividendo e impulsar sus plantas de generación en sus diferentes mercados como es el caso de **Argentina** , **Chile** , **Brasil** , **México** o **Panamá** .

Australia, uno de los países más potentes para **GPG** , ha ido por su cuenta a la hora de lograr financiación. Junto al banco local **Macquarie** , la filial de **Naturgy** cerró en diciembre de 2024 una línea de financiación por importe de 2.300 millones de dólares australianos, equivalentes a más de 1.400 millones de euros, con 11 bancos internacionales.

Ese es el modelo que **Naturgy** quiere replicar ahora para todo **CPG** . La nueva financiación de **GPG** busca reforzar toda su cartera de generación internacional, que suma cerca de 1.000 megavatios (MW) en operación, 360 MW en construcción y 510 MW listos para iniciar obras.

Todo ello en un contexto complicado para captar financiación en el sector energético, con las grandes apuestas por las renovables perdiendo atractivo a nivel global ante la incertidumbre política y regulatoria, avivada por líderes como Donald Trump. Con el respaldo de **BBVA** y **Macquarie** , **Naturgy** quiere exhibir músculo financiero y reforzar la confianza del mercado en su plan estratégico.

Naturgy busca nuevo dinero para su filial internacional, **Global Power Generation (GPG)** . La gasista presidida por **Francisco Reynés** ha contratado los servicios de **BBVA** para estructurar un grupo de bancos que aporte 1.300 millones de dólares —unos 1.110 millones de euros al cambio actual— y refinanciar un préstamo firmado en 2019, cuyo vencimiento llega en junio.

Wärtsilä establece un nuevo referente mundial con la cuarta fase del sistema de almacenamiento de energía en baterías...

- La ampliación del proyecto eleva la capacidad total de la batería de Eraring a 700 MW / 3.160 MWh.



Wärtsilä establece un nuevo referente mundial con la cuarta fase del sistema de almacenamiento de energía en baterías Eraring de Origin

<https://elperiodicodelaenergia.com/wartsila-establece-un-nuevo-referente-mundial-con-la-cuarta-fase-del-siste...>

José A. Roca

Lunes, 22 diciembre 2025

La ampliación del proyecto eleva la capacidad total de la batería de Eraring a 700 MW / 3.160 MWh

El grupo tecnológico Wärtsilä suministrará la cuarta fase de la instalación de baterías de Eraring en la central eléctrica Eraring de Origin Energy (Origin), en Nueva Gales del Sur, Australia. La ampliación añade 360 megavatios hora (MWh) de nueva capacidad de almacenamiento de energía al proyecto, elevando la capacidad total de la batería de Eraring a 700 MW / 3.160 MWh.

El proyecto es el mayor proyecto de baterías de Australia y uno de los más grandes del mundo, y continúa el liderazgo de Wärtsilä y Origin en ampliar los límites del almacenamiento de energía para posibilitar un futuro energético 100% renovable.

Más capacidad para equilibrar la red

Con esta ampliación, el proyecto proporcionará una mayor capacidad para ayudar a equilibrar la red a medida que aumenta la generación renovable y se retiran las centrales de carbón. La batería de Eraring se conecta al Mercado Nacional de Electricidad de Australia (NEM) y proporciona servicios críticos para la red, incluyendo control de frecuencia, capacidad de respaldo y soporte de fortaleza del sistema, lo que mejora la seguridad y fiabilidad del sistema a medida que aumenta el suministro de energía renovable variable.

A medida que los sistemas de almacenamiento de energía crecen hasta la escala de los GWh, el número de puntos de datos que deben gestionarse aumenta exponencialmente. La plataforma digital de energía GEMS de Wärtsilä, líder en el mercado, está diseñada para gestionar un proyecto complejo como Eraring, optimizando el rendimiento, la fiabilidad y el valor.

La Fase 4 utilizará el sistema de almacenamiento de energía Quantum de Wärtsilä, totalmente integrado, modular y compacto. El proyecto cuenta con el respaldo de un acuerdo de servicios a largo plazo, que garantiza la fiabilidad a largo plazo y la eficiencia óptima del sistema.

“Esta ampliación marca otro hito importante en el camino de Wärtsilä para posibilitar un futuro energético seguro y renovable en Australia y en todo el mundo”, afirma Tamara de Gruyter, presidenta de Almacenamiento de Energía de Wärtsilä y vicepresidenta Ejecutiva de Wärtsilä. “Junto con Origin, estamos estableciendo un nuevo referente mundial para el almacenamiento de energía a gran escala con una de las instalaciones de almacenamiento de energía en baterías más grandes y avanzadas del mundo”.

Una de las mayores instalaciones de almacenamiento en baterías del mundo

Origin seleccionó a Wärtsilä para la Fase 1 del proyecto en 2023, y para las Fases 2 y 3 en 2024. En conjunto, estas fases han consolidado a Eraring como un proyecto clave en la transición energética limpia de Australia y como una de las mayores instalaciones de almacenamiento de energía en baterías del mundo.

La ampliación de la Fase 4 comenzará en diciembre de 2025 y se espera que esté finalizada a principios de 2027. Con la Fase 4 en marcha, la cartera de almacenamiento de energía de Wärtsilä en Australia supera ahora los 5,8 GWh.



Europa despierta de su letargo energético con España a la contra

H. Montero. MADRID

Hace casi cuatro años, una marea verde tiñó Europa. No importaban el coste ni las consecuencias a corto plazo para la industria o los consumidores, los socios comunitarios y la Comisión Europea diseñaron una hoja de ruta implacable en la que la energía nuclear estaba condenada a desaparecer del Viejo Continente tras la caída del carbón y la menor dependencia teórica del gas. Un horizonte libre de humos en la que los motores de combustión no tenían cabida y los enchufes brotarían como setas, garantizando nuestros desplazamientos así se transportaran mercancías desde Algeciras a Letonia. Pero Putin lo cambió todo.

El sueño de esa Europa paladín de la lucha climática, capaz de revolucionar su industria automovilística vetando la fabricación de motores de combustión en 2035 y de programar una penetración renovable colosal para alcanzar la neutralidad climática para 2050 saltó por los aires con la invasión de Ucrania y la ruptura gradual con Rusia, socio preferente hasta entonces de la UE con más o menos equilibrios, tanto en el suministro de gas, petróleo como de otras materias primas cruciales para el desarrollo de las nuevas tecnologías. La invasión de los coches eléctricos chinos, a la que Europa ha sido capaz de poner freno a pesar de llegar con una fuerte dosis de subsidios en su desarrollo por parte del régimen de Pekín, ha hecho el resto. El giro ha sido incluso más abrupto.

En cuestión de meses, la energía nuclear fue considerada estratégica para garantizar la seguridad energética europea, su indepen-

El rastro antinuclear de Teresa Ribera

► Las contradicciones de los gobiernos de Pedro Sánchez son palmarias. El caso de la exministra de Transición Ecológica Teresa Ribera es paradigmático. En pleno debate para incluir a la nuclear y al gas dentro de la «taxonomía verde» europea, la hoy vicepresidenta ejecutiva para una Transición Limpia, Justa y Competitiva, reiteraba en enero de 2022 su rechazo a incluir a la nuclear y al gas natural en la tabla de clasificación de opciones verdes en la UE. «No son energías verdes ni sostenibles», recalcaba entonces Ribera. Ribera sostenía que las emisiones de metano de la generación por gas natural y los residuos de la nuclear ponen en cuestión la inclusión de ambas tecnologías dentro de la taxonomía verde de la UE. «Incluir las supone una señal errónea para los mercados financieros y no aporta claridad».

dencia y blindar el desarrollo de las renovables. Fue integrada, junto al gas, sin demasiados sobresaltos en la taxonomía verde europea a pesar de que la ministra de Transición Ecológica de entonces, Teresa Ribera se mostró en contra.

El objetivo del Pacto Verde europeo para alcanzar la neutralidad climática se mantiene, aunque descafeinado. El equilibrio de cero emisiones netas para 2050, que implica emitir a la atmósfera solo los gases de efecto invernadero que puede absorber la naturaleza, queda reducido a una aspiración. La reforma de la Directiva sobre Fuentes Renovables de 2023 elevó la cuota de estas en el consumo total de energía de la UE del 32% al hasta el 42,5% a 2030.

Un informe de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) con la Comisión Europea prevé que el sector energético de la UE generará el 70% de su electricidad a partir de energías renovables para 2030 y casi el 90% para 2050. Sin embargo, el frenazo al desarrollo de determinadas tecnologías es evidente, como denunció la patronal eólica el pasado martes. Y es que España podría integrar cada año hasta 2,5 gigavatios de nueva potencia eólica y solo está añadiendo algo más de 1 GW. Con estos mimbres, muchos de los ambiciosos objetivos contenidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) parecen inalcanzables. De hecho, el sector energético en todas sus vertientes lo da por imposible.

Aunque el vuelco energético era evidente, el último «servicio» de Ribera antes de irse a Bruselas fue dejar una actualización del Pniec aún más ambiciosa, estableciendo que para 2030 el 48% del consumo final de energía debería de estar cubierto por fuentes renovables. La anterior previsión era del 42%.



En cuestión de meses la energía nuclear pasó del olvido a ser considerada estratégica

Para ello, España debería acometer un esfuerzo titánico para reducir su dependencia de los combustibles fósiles, con las renovables como el pilar de esta revolución, capaces de representar el 81% del «mix» eléctrico español.

Esto implica alcanzar los 76 GW a 2030 y los 62 GW de Eólica. España, con 7,2 GW de nueva potencia instalada en 2024 y un acumulado de 40,2 GW, se mantuvo a cierre del año pasado entre los 10 principales mercados mundiales.



AP

► **Putin, Trump y los eléctricos chinos cambian el plan. El mundo quema más crudo y carbón que nunca y la UE gira al pragmatismo: sí a la nuclear y a los motores de combustión**

de libras (16.864 millones de euros) para la construcción de la nueva planta Sizewell C y la prolongación de la vida útil de varias plantas. Según la Agencia Internacional de la Energía (AIE) en 2024, se pusieron en funcionamiento más de 7 GW de capacidad de energía nuclear, un 33 % más que en 2023. Por el contrario, el Gobierno de Pedro Sánchez sigue en sus trece de «sacrificar» la central cacereña de Almaraz.

Las evidencias son crecientes: Europa estaba desenganchándose de las energías fósiles, pero el mundo no le sigue. Lo cierto es que la demanda de carbón ha tocado techo y ha alcanzado los 8.850 millones de toneladas en 2025, aunque se espera que se estabilice antes de comenzar a declinar en 2030, según la AIE. Por lo que respecta al petróleo, el consumo global sigue creciendo, aunque lo hará apoyado sobre todo en Asia y en las economías emergentes, pero no en el Viejo Continente. Según la OPEP, el mundo quemará en 2026 una media diaria de 106,5 millones de barriles, un 1,38% más que en 2025.

El reciente levantamiento de la UE a los motores de combustión, criticado también por el presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, obedece a una lógica implacable: China no solo controla las materias primeras necesarias para las baterías, sino que los combustibles renovables ahora y los sintéticos en el futuro permiten reducir las emisiones de CO₂ entre un 70% y un 90 % de forma inmediata en los vehículos de combustión. Sin necesidad de arruinar a una industria que crucial para Europa, con España como segundo fabricante tras Alemania.

El pragmatismo ha llegado a Bruselas. España está a la espera.

Todo apunta a que cerrará este año en récord. Sin embargo, el autoconsumo registró una caída del 31% en la potencia instalada y en el almacenamiento el ritmo de instalación cayó un 34% en 2024 respecto al año anterior, según los datos de la patronal UNEF.

Las perspectivas para el conjunto de la UE no son del todo halagüeñas. El mercado solar de la UE registró en 2025 su primera contracción en casi una década, según el informe 2025-30 de la asociación

Solar Power, que vaticina dos años más de caída antes de un repunte lento hacia 2030.

El apagón del pasado 28 de abril no favorece este desarrollo. Aunque la fotovoltaica está aprovechando el tirón de la habilitación para el control dinámico de tensión, con más de la mitad de las instalaciones autorizadas, el freno ante el riesgo de una replica del apagón si no se controla la entrada masiva de renovable y los escenarios de precios cero y verti-

**Sánchez habla con
Von der Leyen,
presidenta de la
Comisión Europea**

**El levantamiento
del veto a los motores
de combustión en la
UE también ha sido
criticado por Sánchez**

dos masivos por el exceso de oferta ponen en riesgo los planes de penetración solar.

Mientras tanto, sigue sin despejarse la incógnita nuclear en España. Europa apuesta por ella sin dudas y hasta países que estaban desmantelando su parque han cambiado de idea. Un buen ejemplo es Reino Unido, donde el «pragmatismo sin escrúpulos» del primer ministro Keir Starmer ha acelerado el «revival» nuclear con una inversión de 14.200 millones



La CNMC busca una salida desesperada a la crisis de las circulares eléctricas tras el varapalo del Consejo de Estado

El organismo consultivo considera que el nuevo modelo retributivo de las redes vulnera la ley del sector y la presidenta de la Comisión plantea "correcciones"

CARMEN MONFORTE
MADRID

El pleno del consejo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) se reunió el viernes con carácter extraordinario para buscar una solución a la crisis abierta tras los dictámenes del Consejo de Estado sobre las dos polémicas circulares de retribución de las redes eléctricas que regirán para el periodo 2026-2031. Este organismo, cuyo cometido es determinar si las propuestas de normas se ajustan al ordenamiento jurídico español, ha dado el visto bueno a la circular sobre la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera (TRF) de las redes, pero "ha tumbado" la relativa al nuevo modelo de retribución de la distribución, que implica un importante cambio para el sector, ya que se introduce el concepto de riesgo en las inversiones en redes de las grandes compañías eléctricas (Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP).

La decisión ha supuesto un jarro de agua fría y un golpe inédito para la CNMC, ya que las circulares deben entrar en vigor antes del próximo 1 de enero, con su publicación en el BOE, o, de lo contrario, se prorrogarían por seis años tanto la actual TRF, aprobada en 2019, como el actual modelo de retribución (sin riesgo), que data de junio de 2014. Aunque los expertos consideran que la situación es prácticamente "irreversible", ya que no hay tiempo para introducir los cambios que pide el Consejo de Estado, abrir un nuevo trámite de audiencia pública y devolverla al Consejo de Estado con las modificaciones pertinentes, la presidenta del organismo, Cani Fernández, y la directora general de Energía, Rocío Prieto, no están dispuestas a rendirse. Según fuentes próximas a la Comisión, Fernández ha propuesto aprobar la circular en

cuestión introduciendo algunos cambios y, para ello, ha vuelto a emplazar al pleno el próximo lunes.

Fuentes jurídicas señalan que aprobarla sin más, únicamente "oído el Consejo de Estado", sin subsanar las objeciones "esenciales" planteadas por este, se habría considerado una actuación "en rebeldía". Y aunque esta opción se ha descartado, la presidenta no quiere tirar la toalla "dejándola caer" mediante la prórroga del actual modelo otros seis años, y busca para ello el apoyo de la mayoría del consejo (seis vocales), que le permitan aprobar la norma antes del día 1 de enero "introduciendo cambios a las objeciones esenciales" del Consejo de Estado. El problema, que han planteado algunos consejeros, es que cuando las objeciones son esenciales no basta con hacer simples correcciones, sino que es necesario tramitar una nueva norma, "un nuevo producto normativo". Lo contrario, será fácil de anular ante un juez por defecto de forma.

Lección del Sector Eléctrico

El Consejo de Estado argumenta que la propuesta de la CNMC de introducir un nuevo modelo retributivo vulnera la Ley del Sector Eléctrico en dos puntos: en la limitación de las inversiones susceptibles de ser retribuidas, algo para lo que solo es competente el Ministerio de Transición Ecológica, y en que no se puede someter a riesgo una actividad regulada y esencial como la distribución (que actúa como monopolio natural, sin competencia). Esto es, no se puede establecer una retribución ligada a la demanda futura o al número de clientes que se capten. Aunque esto choca con el riesgo que sí asumen las redes de gas, que se rigen por la Ley del Sector de Hidrocarburos, pero que no se considera una actividad esencial ni universal.

El pasado 29 de octubre el consejo de la CNMC acordó remitir al Consejo



La presidenta de la CNMC, Cani Fernández. EP

Los expertos creen que no hay tiempo para introducir los cambios que pide el Consejo

Si las circulares no entran en vigor antes del 1 de enero se prorroga el actual modelo

de Estado unas propuestas de circulares que el sector ha rechazado públicamente. En el caso de la circular de la TRF, la Comisión plantea una tasa para el periodo regulatorio del 6,58%, mientras las compañías han reclamado un mínimo del 7%, y han hecho multitud de objeciones a la metodología de retribución, que implica un modelo completamente nuevo, por el que se retribuyen las inversiones en función de la demanda futura, cuando hasta ahora no se tenía en cuenta dicha demanda, y que podría limitar la conexión eléctrica para muchos usuarios.

Las circulares comenzaron a diseñarse a principios de este año y al retraso en su tramitación ha

contribuido, entre otros, la demora del Ministerio de Transición Ecológica, que envió su dictamen preceptivo (en el que sugería una mejora de la TRF hasta el 7%) fuera de plazo, después de que el consejo del organismo aprobase su remisión al Consejo de Estado.

Además, el departamento que dirige Sara Aagesen no convocó el llamado comité de orientaciones de política energética, una vía que hubiese servido de arbitraje en la batalla abierta entre una CNMC enrocada en sus posiciones y con disidencias internas (tres consejeros emitieron cuatro votos particulares) y unas compañías con toda su artillería desplegada, individualmente, y a través de la patronal Aelec.

Algunas fuentes del sector coinciden en que con Teresa Ribera, antecesora de Aagesen en el Ministerio de Transición Ecológica, "no se habría llegado a esta situación, pues habría arbitrado ante la CNMC para encontrar una solución, como ya hizo con la propuesta de circular del gas en 2019, que incluía un recorte inicial de la retribución del 18%". Las eléctricas afectadas se han quejado de que el regulador no ha mantenido ninguna reunión con ellas, que se han tenido que limitar a presentar las correspondientes alegaciones tanto en la Comisión como ante el Consejo de Estado.

Presiones empresariales

Fuentes políticas aseguran que detrás de la decisión del órgano que preside Carmen Calvo, se encuentran las presiones de las grandes del sector, que se han opuesto con uñas y dientes al nuevo modelo metodológico y a una tasa que consideran insuficiente, máxime cuando el citado modelo introducía riesgo. Uno de los argumentos esgrimidos para solicitar una mayor TRF para el nuevo periodo, además de los objetivos de electrificación de la economía que requerirán mayores inversiones en redes, es la discriminación respecto a las tasas que se aplican a otros sectores regulados por la CNMC, como las telecos, el aeroportuario o el ferroviario.

Tras la decisión del órgano consultivo, las empresas deberán conformarse con que se mantenga el actual modelo de retribución, sin riesgo, y con la TRF del 6,58%, más adecuada al modelo actual, aunque hubiesen preferido que fuese más elevada. Sin embargo, temen unos años "lentos de incertidumbre y litigios", se lamentan fuentes sectoriales.

La única solución para salvar la propuesta, cumpliendo con el Consejo de Estado, habría sido modificar la Ley del Sector Eléctrico a través de un real decreto ley. Algo que habría sido posible hace seis u ocho meses, pero no ahora, y siempre con la implicación del Gobierno. Aunque los dictámenes del Consejo de Estado no son vinculantes, resulta improbable que la CNMC lo desoiga totalmente, algo que solo ha hecho y en muy contadas ocasiones el Gobierno.



Competencia se reunirá el lunes para rectificar la remuneración a las eléctricas

PILAR BLÁZQUEZ
Madrid

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha convocado una nueva reunión de urgencia el próximo lunes para rectificar su propuesta de retribución a las redes eléctricas con el fin de solucionar las objeciones

que había planteado el Consejo de Estado.

Esta es la información que maneja a última hora de ayer el sector eléctrico y que ha movido a las grandes compañías a advertir que, de confirmarse estos cambios, el regulador de los mercados estaría cometiendo una ilegalidad. Afirman que, puesto que las modificaciones que tendría que

sufrir el texto –como adelantó ayer *La Vanguardia*– son sustanciales y requieren de una audiencia pública, aseguran que no hay tiempo de hacerlo antes de final de año.

Entre esos cambios sustanciales estaría la necesidad de que la metodología de la CNMC desvincule la remuneración de las inversiones del incremento de la de-

manda eléctrica, cuando esta inversión total está fijada por la política energética dictada por el Gobierno. El problema es que cambiar esta metodología de cálculo modifica la concepción del nuevo modelo en su conjunto.

“Cualquier solución que adopte la CNMC para salvar esta objeción del Consejo de Estado exigiría un nuevo trámite de audiencia. La nueva circular derivada de esos ajustes sería sustancialmente diferente de la que se ha sometido dos veces a audiencia pública, y las empresas tendrían un legítimo interés en pronunciarse sobre ese

nuevo modelo”, aseguran las fuentes empresariales consultadas.

Las eléctricas están decididas a ir a los tribunales, lo que deja a la CNMC en una peligrosa encrucijada. Si no modifica la circular, estaría incumpliendo las alegaciones de un organismo de carácter vinculante. Si lo hace, debe sacar el nuevo texto a una audiencia pública, un proceso para el que, según las eléctricas, no hay tiempo material en los cinco días hábiles que le quedarán al año desde el próximo lunes.

Otras fuentes jurídicas conside-



ran que “siempre hay mecanismos jurídicos para plantear una audiencia exprés que permitiera que el nuevo procedimiento estuviera en el BOE el próximo 31 de diciembre, apurando la fecha máxima para que la nueva regulación para el período 2026-2031 entre en vigor en tiempo y forma.

De no ser así, lo que marca la ley es que se prologue la actual regulación, con una tasa de remuneración del 5,58% de las inversiones, que es muy inferior tanto a la nueva propuesta por la CNMC, que es del 6,46%, como del 7% que demandan las eléctricas.●



Un año en deuda por el apagón

● La CNMC retrasa, al menos hasta marzo, el pago de más de 40 millones a las centrales que levantaron el cero eléctrico de abril ● Aún no ha decidido el precio de la energía que inyectaron al sistema durante la crisis

PAULA MARÍA MADRID

«No tenemos noticias». Ocho meses después del peor apagón de la historia de España, las eléctricas y gasistas que entregaron su energía para levantar y mantener el sistema después del *blackout* todavía no han cobrado por este servicio. De hecho, en el sector nadie sabe aún a qué precio se les pagará la electricidad que inyectaron a la red en los tres días que duró la reposición. Según varias fuentes próximas al trámite, la deuda seguirá pendiente, al menos, hasta marzo del año que viene.

Salvo sorpresa de última hora, todas las compañías afectadas tendrán que asumir el *roto* en sus próximas cuentas anuales. Los días 28 y 29 de abril, Red Eléctrica, en calidad de operador del sistema eléctrico nacional, ordenó a empresas como Iberdrola, Endesa, Naturgy, Shell o EDP poner a pleno rendimiento sus centrales hidráulicas y de ciclo combinado (instalaciones que emplean gas y calor para producir electricidad). Se trata de las dos tecnologías

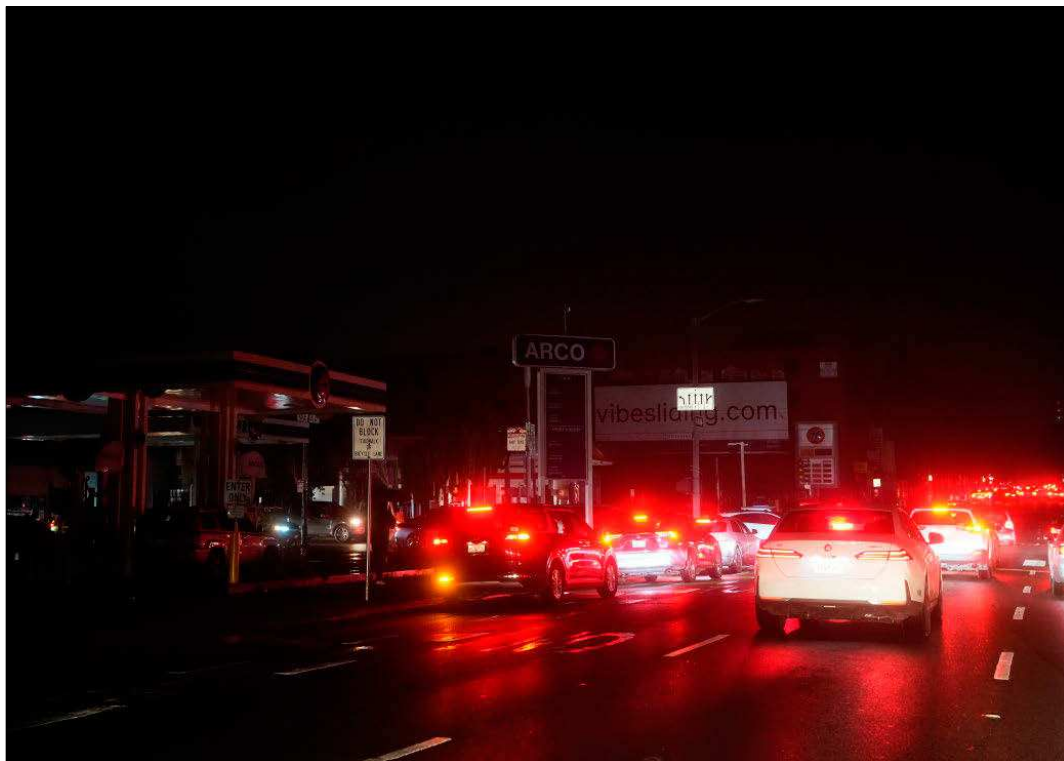
La CNMC no ha calculado el coste de la energía que levantó el sistema

Hay inquietud en el sector por la falta de avances 8 meses después

más rápidas, pues son capaces de pasar de cero a cien en cuestión de minutos tras una caída total como la que se produjo aquel lunes. A medida que sus máquinas despertaron volvió la luz a hogares, empresas, trenes, hospitales o semáforos.

Por ley, los generadores deben ser retribuidos por los costes en los que incurrieron en los tres días que se extendió el proceso de levantamiento del sistema. Solo en el caso del gas, fuentes del mercado estiman la partida en, al menos 40 millones, como avanzó EL MUNDO. La sensación general es que no se trata de sacar beneficio económico de una crisis nacional, pero tampoco de perder dinero. En definitiva, las empresas piden cubrir costes. La pelota lleva meses en el tejado de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que todavía no ha resuelto una situación sin precedentes.

La norma recoge que Red Eléctrica es la responsable de las liquidaciones, es decir, de hacer las cuentas del sistema eléctrico. Con ese proceso contable, el operador estatal señala todos los meses quién tiene que



Varios coches esperan en un cruce sin semáforos por el corte de luz este sábado en San Francisco. JEFF CHIU / AP

UN INCENDIO DEJA SIN LUZ A 130.000 RESIDENTES DE SAN FRANCISCO EN EEUU

La ciudad estadounidense de San Francisco se quedó a oscuras la noche del sábado por un apagón que dejó a 130.000 personas sin suministro eléctrico tras un incendio sufrido en una subestación cercana. Según la empresa responsable, Pacific Gas & Electric Company, gran parte de los afectados

recuperaron la electricidad ayer.

En pleno fin de semana de compras navideñas en una de las cunas tecnológicas de EEUU, en la que viven 800.000 habitantes, la afectación fue considerable, teniendo en cuenta que dejaron de funcionar semáforos y parte del transporte público, que sufrió

interrupciones durante todo el fin de semana.

«Sé que ha sido un día difícil», declaró el alcalde de San Francisco, Daniel Lurie, en un vídeo en redes sociales desde el centro de operaciones de emergencia de la ciudad. Lurie afirmó que agentes de la policía y bomberos salieron a pedirle a los residentes permanecer en casa en la medida de lo posible después de producirse un incendio en una subestación que,

según el alcalde de San Francisco, fue lo que originó el apagón.

Partes de la ciudad estaban cubiertas por neblina y muchos negocios debieron cerrar pese a ser el fin de semana previo a la Navidad, una fecha importante para el comercio. «La abrupta bajada en la cantidad de compradores antes de Navidad es devastadora» para el comercio, indicó al diario *San Francisco Chronicle* el gerente de la tienda de productos para el hogar Black & Gold.

es el organismo competente para fijar precios. Han pasado los meses y el organismo que preside Cani Fernández no ha comunicado el cálculo. Varias fuentes empresariales coinciden en que nadie del supervisor se ha puesto en contacto para pedir su estimación de costes.

En junio, fuentes de la CNMC indicaron a este diario que habían requerido a Red Eléctrica información sobre las tecnologías de generación que participaron en las fases de reposición, así como una estimación de los costes en los que habían incurrido. Señalaron que, tras recibir los datos y analizarlos, valorarían las posibles opciones de actuación.

Este medio se ha puesto en contacto nuevamente con el supervisor para actualizar la situación. Al cierre de esta edición, no ha habido respuesta. Desde el sector apuntan que el cálculo de los costes de las centrales de gas es más fácil, al contar con referencias de mercado, y que lo que podría estar retrasando el trámite es la estimación del precio hidráulico, pues el agua no cotiza en bolsa. Varias de las empresas afectadas tienen inversores internacionales en su capital. «Cuesta explicar por qué las centrales españolas no han cobrado aún por un servicio de emergencia».

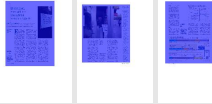
cobrar y quién debe pagar dentro de los agentes eléctricos por la energía que se ha generado, transportado y consumido. Algo así como una declaración de la renta del sistema.

La regla general, recogida en el Procedimiento de Operación 3.9 (PO 3.9), fija una ecuación para calcular el precio del megavatio de esas entregas de energía. «Serán los precios del mer-

cado diario de ese día multiplicados por un factor de 1,15». Es decir, las centrales cobrarían un 15% más que el valor de mercado de esa energía. Hay dos problemas. Un apagón general como el del 28 de abril no se había dado en España. Además, la norma es anterior a la entrada masiva de renovables que han hundido los precios del mercado diario (*pool*). En las tres

jornadas que siguieron al apagón, los precios medios del *pool* fueron menores a 20 €/MWh. Arrancar una central de ciclo combinado con niveles de rendimiento medios costó unos 131 €/MWh. En la hidráulica la brecha es menor, pero persiste.

Red Eléctrica entendió que la fórmula no valía para cubrir costes, por eso trasladó el caso a la CNMC, que



ENERGÍA

El sistema energético encara su mayor reajuste

kioskoymas#suscripciones@gba.es

ESPAÑA CONSOLIDA la descarbonización con cifras récord en las renovables, pero 2025 adelanta necesidades como el desarrollo del almacenamiento y de la capacidad de la red

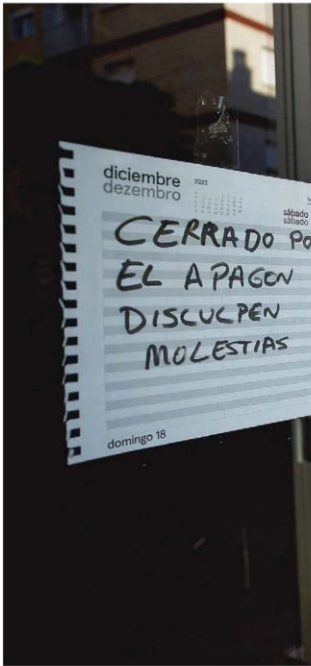
Jaime RODRÍGUEZ PARRONDO
Carlos PÉREZ RIVERO

El último Balance Energético elaborado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) –presentado en septiembre– dibuja un 2024 de avances para la transición de nuestro país. Frente a unas mayores necesidades de energía, con un aumento del 2,1% del consumo primario –que alcanza un total de 1.366 teravatios-hora (TWh)– y del 3,74% en la demanda final (hasta 972 TWh) respecto a 2023, también se observa una mayor eficiencia en la generación de fuentes renovables. De hecho, estas tuvieron un crecimiento superior al 6% en energía primaria, con una subida de dos dígitos (11,9%) en cuanto a generación eléctrica se refiere. En este sentido, la producción fotovoltaica e hidráulica se dispararon (23,7% y 37,6%, respectivamente), frente a retrocesos significativos en carbón y gas. Pero si bien los datos del pasado ejercicio conforman un balance positivo, 2025 no ha estado exento de retos para el sector.

José Donoso, director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf), defiende que el actual “es

un momento lleno de desafíos que será recordado por el apagón”. En este sentido, lamenta la derogación del Real Decreto 7/2025 –de medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico tras dicho episodio– así como la espera de la aprobación del decreto concerniente al autoconsumo. No obstante, Donoso califica el escenario como “ilusionante” para la fotovoltaica, que “está siendo el motor de una época de crecimiento gracias a su ventaja competitiva”, con una previsión de cifras récord en el desarrollo de parques solares. La lentitud de trámites, la insuficiente adaptación de la planificación de la red y “un sistema de fijación de precios poco adecuado para tecnologías sin coste marginal” podrían frenar su impulso. El experto cree que la solución pasa por planificar de forma dinámica la red eléctrica y acelerar el autoconsumo y las comunidades energéticas.

Esa falta de agilidad en la Administración se traslada también a la eólica que, con más de 32 gigavatios (GW) instalados y un 24% de cobertura de la demanda, “es la primera tecnología en el mix eléctrico desde 2021”, cifra Juan



Virgilio, director general de la Asociación Empresarial Eólica (AEE). En su opinión, regulaciones diferentes y poco afinadas chocan de lleno en el cumplimiento de los objetivos para 2030. A lo que suma “el impacto destructivo que la judicialización está teniendo en territorios como Galicia”, Oliverio Álvarez, socio responsable de Energía, Recursos e Industria en Deloitte, detalla que uno de los nudos que limita la electrificación es el acceso a la red: “No basta con más potencia renovable si la demanda no puede conectarse con agilidad”. Y corrobora que las medidas precisas requieren marcos normativos más eficientes en gestión de acceso y conexión, procesos de planificación y tramitación más ágiles, y modelos retributivos que atraigan inversión.

LA CIFRA

11,9%

es el crecimiento de la generación de electricidad renovable en 2024. Posiciona a España como líder europeo en capacidad instalada.



Retos ocultos en la transformación del sistema

► **Generación.** Según Alberto Ramos, doctor de la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía (UPM), el desarrollo renovable ha sido "extraordinario" y coloca a España entre los líderes europeos en descarbonización, demostrando su capacidad para "integrar nueva potencia a un ritmo muy elevado".

► **Infraestructura.** Sin embargo, este crecimiento conlleva costes adicionales para su integración, "obligando a realizar un esfuerzo equivalente en las infraestructuras eléctricas de transporte y distribución". Ramos apunta dos líneas de actuación: el despliegue masivo del almacenamiento energético para dar estabilidad y una normativa coherente para orientar las inversiones.

► **Demanda.** "No está evolucionando al mismo ritmo que la generación", declara Ramos, quien destaca que la electrificación choca hoy, por un lado, con la falta de puntos de conexión para dar respuesta a la industria. Y por otro, con la expansión masiva del "prosumer" (productor y consumidor) que cambia la forma de operar la red.

El apagón "mostró la urgencia de reforzar las redes, ganar flexibilidad y acelerar el despliegue del almacenamiento", describe Antonio Delgado, director ejecutivo de AleaSoft. Sin embargo, la reacción de Red Eléctrica ha implicado "mayores restricciones a la entrada de renovables y un incremento en la factura de los consumidores". En paralelo, señala una elevada penetración de fuentes limpias frente a un contexto en el que la demanda no está creciendo al nivel que se espera, lo que ha generado un aumento de las horas con precios cero y negativos respecto a 2024.

Para Delgado, esto ha incrementado la volatilidad e intensificado la preocupación de los desarrolladores, "especialmente por los precios extremadamente

Una tienda durante el apagón del pasado 28 de abril.

GETTYIMAGES

La fotovoltaica marca récords pese al retraso de conexiones y la volatilidad de precios

bajos de la solar fotovoltaica", lo que está tensionando la viabilidad de nuevos proyectos y perjudicando los modelos de negocio basados en ingresos de mercado. La respuesta más necesaria ante estas circunstancias concierne al mencionado almacenamiento energético, "esencial para garantizar la seguridad del suministro y reducir la dependencia de tecnologías fósiles".

Partiendo de esa necesidad, Víctor Ruiz, profesor de OBS Business School, aclara que, frente a los máximos de generación limpia alcanzados, la transformación del sistema eléctrico exige "garantizar que la red pueda gestionar un gran volumen de energía variable de manera estable". Además, y si

Continúa en la página 44 ▶▶▶



ENERGÍA

Viene de la página 43

bien Ruiz sitúa a España en una posición de privilegio en lo que al sector eólico y solar se refiere, advierte que sin inversiones en transporte y distribución la penetración renovable no podrá traducirse en electrificación real ni en independencia energética. Aunque dicho proceso de transición ya está en marcha –apoyado por una evolución de los costes en 2025 positiva comparada con la crisis de precios de años anteriores–, prevé que tendrá “un despliegue que se materializará de forma significativa en la próxima década”. Y estará condicionado por aspectos como los incentivos al vehículo eléctrico, la digitalización o la irrupción de nuevas demandas, como los centros de datos.

“En los últimos 25 años no ha habido un momento con tantos retos y oportunidades como ahora”, apunta Marta Sánchez, socia responsable de Energía de EY España. Destaca elementos aún poco explotados como los

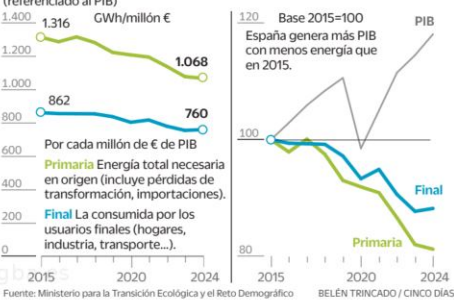
LA CIFRA

1,6

puntos es la brecha entre la evolución de la intensidad primaria y la intensidad final. Implica que el consumo mejora más despacio que la eficiencia del sistema.

España reduce su intensidad energética

Eficiencia con la que la economía utiliza la energía para generar riqueza (referenciado al PIB)



gases verdes. Países como Francia e Italia van por delante en este aspecto, defiende: “Nosotros tenemos que desarrollar la regulación y no poner trabas para que la contribución de los gases renovables al mix de energía fósil crezca considerablemente”. Teniendo presente que las redes serán igualmente decisivas para atraer inversión y sostener nueva demanda. Subraya además que,

junto a la evolución tecnológica y regulatoria, el sector energético se encuentra en un momento de cambio “en todo lo que afecta a las personas”. Como protagonista tradicional en la generación de empleo, “va a hacer una apuesta por el talento, por desarrollar capacidades en inteligencia artificial, en el despliegue de nuevas soluciones”. Eso sí, “si se dan los incentivos adecuados”, apuntilla.

Balance energético de España 2024

CONSUMO DE ENERGÍA PRIMARIA (GWh y % del total)

Cantidad de energía necesaria para satisfacer el consumo interno nacional



BELEN TRINCADO / CINCO DÍAS



TRIBUNA

Dar alas a la ectrificación favorece el desarrollo del país

Ignacio GALÁN

Presidente de Iberdrola

kiosk



El año 2025 nos deja abiertas grandes crisis, especialmente en lo geopolítico, pero no podemos negar ciertos avances hacia su resolución. Además, la escalada arancelaria parece comenzar a moderarse y la paulatina contención de la inflación es una señal para la esperanza. Ante estos signos tempranos de estabilización, el foco de los actores públicos y privados debe ser generar nuevas palancas de crecimiento y prosperidad para el conjunto de la población.

El mejor camino es la inversión en sectores que mejoren nuestra competitividad y dinamicen la economía y el empleo. El eléctrico es, sin duda, uno de ellos: la demanda de electricidad, clave para las industrias con mayor potencial de desarrollo, muestra por primera vez en décadas una tendencia ascendente en todas las regiones del mundo, desde las emergentes a las más desarrolladas.

Y los factores se repiten en todas ellas: el uso creciente de la electricidad en los hogares, especialmente para calefacción y refrigeración; la expansión constante de la movilidad eléctrica, acrecentada en los últimos tiempos por la irrupción de nuevos fabricantes; la electrificación de procesos industriales, y por último, la digitalización y la adopción masiva de soluciones de inteligencia artificial.

Sumados todos ellos han dado lugar al inicio de lo que

la Agencia Internacional de la Energía ha bautizado como la "era de la electricidad".

Está ya en marcha una carrera global por las infraestructuras necesarias para dar respuesta a esta nueva realidad. En el caso de Europa, este escenario constituye una oportunidad única para acelerar su productividad: frente a la dependencia energética a la que se vería abocada de perpetuarse el dominio de los combustibles fósiles, nuestro continente dispone de recursos renovables propios, complementados por un parque nuclear seguro y eficiente e infraestructuras de redes y almacenamiento, así como empresas punteras en toda la cadena de valor eléctrica.

Sabedora de ello, la Comisión Europea lleva años diseñando una política energética incenti-

vadora del uso de la electricidad. Primero a través del fomento de las renovables, ya plenamente competitivas, y después apostando por un incremento masivo en las inversiones en redes eléctricas, como hará con toda probabilidad el llamado "Paquete de Redes".

Mientras algunos dudan del potencial de estas políticas, China se ha situado ya a la cabeza de la electrificación después de tres décadas de crecimiento exponencial.

En este contexto, el reto de España –como del resto de los países europeos– será el de crear marcos que incentiven la inversión, especialmente en redes eléctricas. Por supuesto, para seguir mejorando nuestra capacidad para responder a eventos extremos o inesperados, pero sobre todo para hacer realidad los nuevos consumos y satisfacer la demanda latente de cientos de industrias que están hoy a la espera de ser conectadas a la red.

Hace apenas unos días tuve el placer de visitar la ampliación de una fábrica de Faramax, una empresa nacida de la colaboración público-privada que apostó por la electrificación y está suministrando por todo el mundo transformadores –esenciales para el despliegue de las redes eléctricas– fabricados en Malpartida de Plasencia (Cáceres). Iberdrola estuvo involucrada en su génesis y es, desde el principio, su principal cliente. Demos pues alas a todo el potencial de la electrificación para hacer florecer nuevos ejemplos de desarrollo económico y social en nuestro país.



Bruselas incentiva las renovables y apuesta por la inversión en redes



El reto de los países europeos es crear marcos para satisfacer consumos y nueva demanda



STEVEN FERNÁNDEZ DIRECTOR GENERAL DE MERCADOS FINANCIEROS Y DESARROLLO CORPORATIVO DE NATURGY

“Estimamos entradas de 1.100 millones gracias al aumento del capital flotante”

Por Isabel Blanco y Joaquín Gómez

Naturgy cerrará otro año de grandes variaciones en su estructura accionarial. En los últimos días se han acelerado los cambios en el núcleo duro. Sus acciones llevan un tiempo ajustándose a los giros en el capital: el aumento de posición del fondo australiano IFM, el desembarco fallido de la emiratí Taqa de la mano de Critería o la compra de GIP por parte de BlackRock en 2024, y en este 2025 la autoopa lanzada por Naturgy junto a varias colocaciones posteriores para elevar el capital libre en bolsa (*free float*) y, hace apenas unos días, la venta de un 7,1% de GIP con la que Critería ha elevado su peso al 26%, además de la reorganización de las acciones que tienen en común CVC y Alba para su posible venta. Todo esto ha afectado a la cotización. Steven Fernández, director general de Mercados Financieros y Desarrollo Corporativo de Naturgy, explica que la “falta de liquidez” no ha ayudado, pero esto ya ha cambiado gracias al mayor *free float*. El primer efecto positivo tras este baile ha sido volver a los índices MSCI. Y tras las últimas colocaciones, Steven Fernández está convencido de que “solo es cuestión de tiempo” que los títulos se recuperen en bolsa.

Tras los últimos cambios, el ‘free float’ ronda el 24%. ¿Ve factible que siga subiendo por más operaciones o se mantendrá sobre ese nivel?

No podemos contestar por nuestros accionistas. A futuro, si trabajamos con la hipótesis de que tarde o temprano por perfil de inversor van a querer salir, hay tres formas básicas. La primera es a mercado, cuya ventana se abrió gracias a las colocaciones de este año. Lo puedes hacer como GIP, con una colocación, o con venta al *menudeo*, pero tardarías muchísimo. La segunda forma es que aparezca un *Taqa de turno* y quiera comprar la participación. La alternativa número tres es una operación corporativa transformacional que diluya a los accionistas y que facilite su salida. A día de hoy no somos conscientes de que haya alguien interesado en comprar la participación de los fondos. Tampoco hay operaciones corporativas encima de la mesa. Por tanto, la opción si quisiesen seguir saliendo sería en colocaciones ordenadas en mercado a precios razonables, y para eso tiene que acompañar la cotización.

¿Qué perfil de inversor se ha incorporado en las colocaciones de Naturgy y en la de GIP?

Nuestras colocaciones son un poco diferentes a las de GIP porque este último ha hecho la suya en un momento donde ya hay más liquidez. En las colocaciones de agosto y de octubre entraron predominantemente fondos de Reino Unido. Y el perfil era, sobre todo, *hedge funds*. A medida que aumenta la liquidez, nos reunimos cada vez más con fondos de largo plazo, y estamos empezando a recibir también bastantes llamadas de inversores americanos. Inicialmente, los *hedge funds* jugaron a dos cosas: el



ANA MORALES

descuento y la *carta* de la entrada en los fondos en los índices MSCI. Compraron barato para eventualmente poder vender esas acciones a los *index trackers*, que deben comprar por la entrada a esos índices.

¿Y ese trasvase ya se ha producido?

Sí, sí, claramente. Cuando entramos en el índice en noviembre se produjo un volumen de en torno a 700 millones de euros.

¿Han cuantificado el capital que ha entrado?

En volumen, estimamos que la entrada de capital en la compañía con la inclusión de los índices MSCI fue en torno a 600-650 millones de euros. Además, hay un arrastre a otros índices. Ahora, en diciembre, con ajustes en los índices FTSE habrá un efecto positivo que calculamos en torno a 150 millones de entrada de fondos. Y luego hay otro efecto positivo derivado de la colocación de GIP, ya que sube el *free float* y la ponderación en los índices, y con eso estimamos en torno a 300 millones de eu-

ros más. En total, unos 1.100 millones.

¿Le preocupa que haya más colocaciones, como la de BlackRock, con descuento (24,75 euros), y que la acción tarde en remontar?

Que haya más colocaciones no nos preocupa nada. Sí que tenemos que estar preparados en ser muy activos en la presencia con inversores y con analistas, el poner de relieve cuáles son los atractivos de la compañía para que, si el día de mañana GIP o cualquier otro accionista decide salir en el mercado, los inversores estén familiarizados con la historia y sea más fácil tomar la decisión de invertir o no. Creo que es cuestión de tiempo que las acciones se recuperen. Los fundamentales no han cambiado, son exactamente los mismos. Lo único que ha cambiado es la percepción como inversor de si puedes comprar las acciones más baratas. Pero no nos olvidemos una cosa: en los últimos tres meses se han colocado casi 4.000 millones de euros de acciones de Naturgy en mercado. Detrás de un vendedor siempre hay un

comprador. No sabemos la velocidad de recuperación, pero sí que hay al menos un 16% del capital que ha comprado a precios donde creen que la acción vale más.

¿Por qué no se produjo una conversación previa con BlackRock antes de la autoopa para evitar una colocación posterior a un precio menor?

No puedo hablar por BlackRock. Yo entiendo que la decisión de vender en el momento de la autoopa probablemente no estuviese tomada. Ellos acudieron a la autoopa, lo que pasa que acudieron el resto de accionistas también.

¿En algún momento temieron salir del Ibex?

Era un tema que nos preocupaba particularmente, pero por capitalización no veíamos un riesgo elevado. Si la acción no hubiese recuperado, hubiese sido un tema no menor.

¿Qué no está viendo el mercado para que este año Naturgy no suba como el sector?

La falta de liquidez que tenía la acción no ayu-



da. El hecho de que hayamos estado haciendo colocaciones tiene un efecto positivo al restablecer el *free float* pero también se vende a descuento. La compañía empieza a estar bastante atractiva desde un punto de vista de valoración. Naturgy cotiza a 7,6 veces, según el *Enterprise Value/Equity* (EV/ebitda) tras las últimas caídas, con descuento respecto al sector, que está en 8,7 veces. Y por PER [veces que el beneficio está recogido en el precio] es exactamente el mismo argumento, de 11,5 veces frente a 16,6 veces del sector. Además, el rendimiento por dividendo está hoy en el 7%.

El problema es que el crecimiento...

No se trata de crecer por crecer, es crecer para generar valor. Hay muchos proyectos de renovables en mercado, pero hay que ser muy selectivo. En redes la capacidad de crecimiento orgánico que tenemos es limitada; España ya está *gasificada*. En redes eléctricas el potencial de crecimiento está limitado por el regulador, tendría que ser de forma inorgánica. El problema es que se paga muy bien.

En el plan estratégico hay comprometidos 6.400 millones de euros en capex hasta 2027. ¿Cree que se llegará a utilizar todo?

Hay una parte del capex en lo que se refiere a gases renovables donde estamos experimentando retrasos notables. Es verdad que el plan estratégico 2025-2027 contemplaba bastante capex en gases renovables, aunque empezaba más en la segunda mitad del 2027 y luego ya se iba al 2028. Probablemente hay una parte que se tenga que demorar porque no hay el desarrollo regulatorio suficiente para acelerarlo. Estamos muy activamente buscando oportunidades, pero lo hacemos con mucha disciplina. Estábamos licitando por un proyecto en

CREO QUE ES CUESTIÓN DE TIEMPO QUE LA ACCIÓN SE RECUPERE DE LAS CAÍDAS, TRAS COLOCARSE 4.000 MILLONES EN POCOS MESES

SABEMOS QUE AL MENOS UN 16% DEL CAPITAL HA COMPRADO A PRECIOS DONDE CREEN QUE LA ACCIÓN VALE MÁS

México, unas redes de distribución, y lo hemos perdido porque fijamos un precio que no estábamos dispuestos a superar. Pero estamos trabajando, por ejemplo, en la extensión de las concesiones en Brasil, que vencen ahora. Más adelante, en 2027, empezaremos a hablar de la extensión de las concesiones en Panamá y tenemos también alguna extensión de alguna concesión en Argentina. Ahora mismo tenemos encima de la mesa tres oportunidades en redes, razonables de inversión y de tamaño, que puedan salir adelante.

Naturgy es una de las firmas del Ibex que menos mujeres tiene en el consejo, y la CNMV obliga a un 40% en junio. ¿Llegarán a tiempo?

Somos plenamente conscientes. No tengo la menor duda de cumpliremos en junio. Estos cambios accionariales que ha habido probablemente sirvan de catalizador para cerrar ese capítulo. Por el principio de proporcionalidad de la legislación española, es razonable pensar que GIP perderá al menos un consejero.

POLÍTICA DE RETRIBUCIÓN AL ACCIONISTA

"El dividendo ofrece una rentabilidad del 7% que es única en el sector"

¿Cuánto margen hay para elevar la deuda, sin comprometer el 'rating'?

Tenemos ratios de apalancamiento muy bajos, y muchísima liquidez. Hoy, entre caja y líneas de crédito sin disponer, estamos en torno a 9.000 millones. La compañía puede hacer frente a inversiones importantes, pero siempre sin hacer locuras. Tenemos margen en función de la ratio que exige S&P, por poner una referencia: miran lo que se llama el *FFO Net Debt*, que deberíamos estar en torno al 18%. La compañía podría apalancarse bastante vía inversiones y mantener el *rating triple B*. Al final del plan el margen será más pequeño, pero sigue habiendo *colchón*.

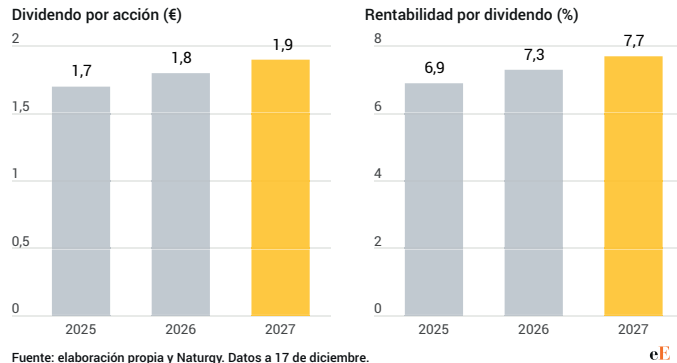
¿Entonces hay margen para más dividendo del que se ha comprometido en el plan?

Eso se tiene que discutir en el seno del consejo. El consejo reconoce a día de hoy una capacidad de apalancamiento importante, y eso da una opcionalidad: remuneración al accionista o inversiones. Se trata de encontrar un buen equilibrio. Hoy un dividendo de 1,7 euros con un *yield* del 7% es suficientemente atractivo como para atraer inversores sin tener que plantearse subirlo a un 8%.

¿Ve más apetito del inversor minorista?

Tenemos una base de 60.000 minoristas, tra-

La retribución comprometida hasta 2027



dicionalmente muy leales. De hecho, cuando hicimos la autoopa acudieron muy pocos. El porcentaje ahora mismo estará en torno a 4%. Entre los atractivos que tiene la compañía ahora es que no le va a dar sustos y el otro es el dividendo con una rentabilidad única en el sector (la media es del 4,4%), que además está sostenida por la presencia de Critería, para la que es importante para financiar la obra social. Hay un alineamiento

natural entre el minorista tradicional y el mayor accionista, Critería.

¿Y hay mucho fondo que busque dividendo?

Hasta ahora el fondo de dividendo no estaba o tenía una participación muy pequeña porque no teníamos liquidez. Ahora el perfil de inversor que vemos no es el que busca compañías de crecimiento, sino que quiere una *yieldco*.

LA PERCEPCIÓN DE LAS FIRMAS DE ANÁLISIS

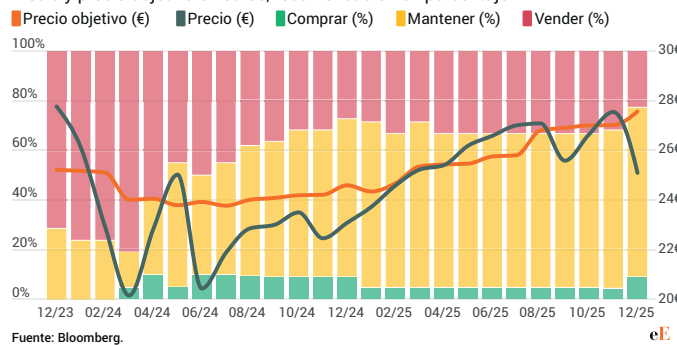
"Creo que los analistas empezarán a mejorar sus recomendaciones"

Algunos bancos de inversión están mejorando las recomendaciones y las valoraciones. ¿Espera que sigan cambiando de opinión?

En el momento en el que la compañía salió de los índices MSCI, en febrero de 2024, en torno a un 81% de los analistas recomendaba vender. Hoy seguimos teniendo recomendaciones de venta, pero están en el 23%. Hay un *efecto llamada* cuando tienes más liquidez, el analista empieza a prestar más atención a la compañía. Y eso también se traduce en el precio objetivo: en aquel momento era de 24 euros por acción y ahora 27,6 euros. El banco genera ingresos con las comisiones de *trading*, con un *free float* bajo, aunque al institucional le guste mucho la historia, no puede comprar por la liquidez. ¿Cuánto tiempo le vas a dedicar a Naturgy si sabes que no vas a generar comisiones? Si yo tengo que hacer una apuesta, y pienso que los analistas son coherentes, lo que debería pasar sería que empezarán a cambiar sus recomendaciones. Es verdad que el sector lo ha hecho muy bien este año. Yo creo que ahí hay un *momentum* positivo que puede jugar a favor. La parte negativa, es decir, por qué el analista puede tener miedo de cambiar su recomendación, es si espera que esta colocación de GIP sea solo la primera y que haya otras más adelante, por el *flow back*

La opinión de los bancos de inversión

Precio y precio objetivo en euros, recomendación en porcentaje



que se puede producir, por el riesgo de *overhang*.

¿Y ha percibido ya más interés de analistas?

Nos siguen en torno a 22 analistas, eso no ha cambiado. La clave es la atención que nos prestan; cuánto escriben, cuánto nos llaman; cuánto quieren saber... Un ejemplo. Entre septiembre y noviembre, el número de inversores y analistas que hemos visto ha supera-

do los 100. En otro momento, cuando no había tanto interés, habrían sido unos 20.

¿Cree que también mejorarán las previsiones?

Un claro ejemplo de lo que ha pasado se ve en las previsiones de ebitda. Hemos dado un *guidance* de 5.300 millones y el mercado ya está alineado, pero antes eso no pasaba; a principios de este año el consenso estaba en 5.100 millones.



SECTOR ENERGÉTICO

¿Energía? Cierren la puerta que no caben más problemas

Revisión de peajes de luz y gas, ampliación de Almaraz, despliegue de redes. Los frentes se acumulan. Se resuelve uno, y se crea otro. Como la ley de Murphy. Y todo en el último minuto, como la ley de Parkinson.

Miguel Á. Patiño, Madrid

En 2025, todo lo que podía ir mal en el sector energético español, fue mal. Y todo lo que podía ir bien, no terminó de ir bien.

Un apagón masivo en toda la España peninsular –algo que no ocurrió ni en la Guerra Civil– pasó el 27 de abril. El éxito que supuso restablecer el fluido eléctrico en menos de 24 horas –un hito a nivel mundial–, terminó empañándose por la trifulca desahogada en la que se enzarzaron Iberdrola, Endesa y Red Eléctrica para determinar quien tuvo la culpa del colapso eléctrico.

Ahí siguen, a golpes, como imagen de un sector que ha hecho de los problemas su *modus vivendi*. Esto hace presagiar un año 2026 cargado de problemas.

De hecho no caben más, porque se retroalimentan y crecen como hongos por la propia estructura del sector. Tocar una pieza supone desbaratar otras, porque todas están entrelazadas. Es la ley de Murphy aplicada a la energía. Todo siempre es susceptible de empeorar. Un ejemplo. España ha sido un modelo ejemplar a nivel mundial en cuanto a modelo de despliegue de fotovoltaicas. Pero precisamente este éxito es lo que ha metido al sector en un agujero.

Canibalización

La entrada masiva de renovables en el sistema ha hundido los precios de la electricidad por la canibalización que hacen unas instalaciones a otras a la hora de ofrecer contratos de suministro a largo plazo.

Esto ha hecho que los números de muchas de esas instalaciones ya operativas, o de los proyectos que se pudieran poner en marcha, no salgan, lo que a su vez provoca que se congelen inversiones o, en el peor de los casos, que haya empresas al borde de la quiebra. Esa espiral además, se intensifica si la deuda que contrajeron los proyectos, o las expectativas



Sara Aagesen, vicepresidenta tercera del Gobierno y ministra de Transición Ecológica.

Entre la de ley Murphy y la ley de Parkinson

El sector energético español en estos momentos se guía por dos leyes en la resolución de problemas: la de Murphy, y la de Parkinson. La Ley de Murphy, creada en la década de 1940 a partir de la experiencia del ingeniero Edward A. Murphy Jr., postula que "si algo puede salir mal, saldrá mal", refiriéndose a la tendencia de los eventos negativos a ocurrir en el peor momento posible y a

empeorar. Un apagón eléctrico general en un país como España era impensable. Hasta que ocurrió, el 28 de abril de 2025, justo en el peor momento, en pleno debate sobre las dolencias del sector. La Ley de Parkinson, enunciada por el británico Cyril Northcote Parkinson en 1957 en su análisis de la burocracia y las ineficiencias, afirma que "el trabajo se

expande hasta llenar el tiempo disponible para que se termine". Es decir, la Administración, o las empresas, tienden a agotar los tiempos para resolver los problemas, y a esperar hasta el último minuto para solucionarlos, lo que a su vez empeora la situación. Por eso hay tantos problemas que ahora se acumulan en el sector.

novables se ponen zancadillas, no es por culpa de las eléctricas. Es por culpa de la Administración, que no crea el marco adecuado para que haya un mayor despliegue de redes, que a su vez den cabida a más generación eléctrica y más demanda de luz que a su vez permita el despliegue de cientos de proyectos de gran consumo e inversión, como los centros de datos.

CNMC, otro problema

Centros de datos, hidrógeno, baterías, nucleares, peajes de redes, autoconsumo, pagos por capacidad. Da igual el hilo conductor que se siga sobre cualquier asunto. Al final la secuencia de cada problema lleva a las puertas del ministerio de Transición Ecológica.

O a las puertas de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC). Perdón. Eso es otro problema. En 2026 toca renovación de presidencia.

Curva de pato

El sector, en su intento de consuelo y de echar balones fuera, culpa como siempre a la regulación, por actuar de tapón. A la regulación se le

El problema es que todos los problemas se entrelazan, y si se resuelve uno se generan otros

carga con toda la culpa. Por una cosa y por la contraria. Si hay problemas de curva de pato (precios aplanados por exceso de generación eléctrica,

El Gobierno es el saco de boxeo de todas las empresas para estrellar sus frustraciones

ca, por exceso de renovables) la culpa es de la Administración por no desarrollar ya una regulación para las batallas. Si después del apagón

hay problemas de precios altos, es problema de la Administración por dejar que Red Eléctrica mantenga la operativa del sistema eléctrico en modo seguro, con más centrales de gas de soporte funcionando. Y si no hay más centrales de gas funcionando es por culpa de la Administración actual, que les tiene manía. Igual que a la nuclear. Y si entre nucleares, gas y re-



Amper se lleva un contrato de energía en Brasil por 130 millones

C.D. Madrid

La empresa española Amper, especializada en Defensa, tecnología y energía, impulsa su ofensiva de crecimiento internacional con la firma de un contrato en Brasil por 130 millones de euros.

El grupo que dirige Enrique López ha sido adjudicatario, a través de su filial Elinsa do Brasil, de un contrato por parte de Grupo Equatorial para la prestación de servicios de modernización y expansión de la red eléctrica en el

estado de Pará, en Brasil.

Este acuerdo, que es uno de los de mayor importe en la historia de la compañía española, tendrá una duración inicial de cuatro años, con un importe de 830 millones de reales (130 millones de euros), aunque se podrá extender cuatro años adicionales.

A través de este proyecto, se gestionarán y operarán las plantas e infraestructuras eléctricas en dicha región brasileña, dando servicio a 29 municipios desde cuatro ba-

ses diferentes de operación.

Elinsa do Brasil ha iniciado ya las actividades preparatorias, que incluyen la planificación de la movilización, la coordinación operativa con los equipos de Equatorial, así como la identificación de recursos y el equipamiento.

Amper indicó que con este proyecto refuerza su presencia industrial y operativa en Brasil, al tiempo que apunala su posicionamiento como socio estratégico en el sector energético en Latinoamérica.



La CNMC multa a Naturgy por abuso de dominio con los contadores

R. Esteller MADRID.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha sancionado a Naturgy con 5,08 millones por restringir la competencia en el mercado de instalación de determinados equipos de medida eléctrica entre mayo de 2018 y mayo de 2021. El regulador concluye que la distribuidora, en posición de dominio, realizó una “interpretación normativa indebida” que acabó traducéndose en requisitos no previstos por la regulación y en denegaciones o retrasos para instalar y activar equipos propiedad de terceros, incluidos clientes industriales.

Según la CNMC, UFD aplicó a ciertos contadores del segmento industrial (tipos 3 y 4) una obligación pensada para el ámbito doméstico: integrar los equipos en los sistemas de telegestión de la distribuidora. Esa lectura dificultó la entrada y la operativa de otras empresas de servicios de medida y limitó la capacidad de elección de clientes y operadores alternativos. Aunque la compañía corrigió internamente esa interpretación en mayo de 2021, el organismo cree que tuvo impacto “significativo”.



Multa de 5 millones a Naturgy de la CNMC

Miguel Á. Patiño. Madrid

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha multado con 5,08 millones a la distribuidora eléctrica del grupo Naturgy (UFD Distribución Electricidad) por restringir la competencia en el mercado de instalación de contadores eléctricos entre mayo de 2018 y mayo de 2021.

UFD tendrá prohibido contratar con el sector público en todo el territorio nacional por una duración de cuatro meses. Es una prohibición que afecta a contratos de obras,

suministros y servicios vinculados al mercado de instalación de equipos de medida eléctrica y su puesta a disposición en puntos de suministro de baja tensión afectados por la conducta, salvo cuando UFD esté obligado a hacer esos trabajos por normativa.

Denuncia de Axon y Enerlin

Contra esta resolución podrá interponerse un recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional. La investigación se inició a partir de una denuncia de Axon Time y Enerlin Ingenieros.



El tsunami de Naturgy avanza en un núcleo duro español bajo el puño de hierro de Fainé

Tras años de bloqueo, el futuro de uno de los grupos españoles más estratégicos se va fraguando entre bambalinas ► La reordenación del capital reúne a la flor y nata de la élite política, empresarial y financiera

DANIEL TOLEDO QUER /
JUAN CRUZ PEÑA
MADRID

Lunes, 15 de diciembre. Se celebra un evento ya convertido en tradición en el mundo corporativo madrileño. Fundación La Caixa organiza en el Auditorio Nacional de Madrid, en la calle Príncipe de Vergara, un concierto de *El Mesías* de Händel. Un evento que, de alguna forma, sirve para dar por cerrado el ejercicio y arrancar los festejos navideños. Como todos los años, preside el acontecimiento Isidro Fainé y, a su vera, desfila lo más granado del sector empresarial, patronales incluidas. En este caso, allí estaban Antonio Garamendi, presidente de CEOE, y Francisco Reynés, presidente de Naturgy, para dar fe.

Sin embargo, una presencia inusual llamó la atención de los presentes. Javier de Jaime, cabeza visible del fondo CVC, que se prodiga poco en actos públicos –y aún menos ante los medios de comunicación–, compareció en el gran día del timonel de La Caixa, con quien comparte accionariado en Naturgy. Días después empezaría el tsunami en el capital de la gasista. Una revolución que avanza en la dirección de reforzar el control de La Caixa y de formar un núcleo nacional en la gestión de una empresa estratégica.

El primero en mover ficha fue BlackRock. El 17 de diciembre anunciaba la venta de un 7% de Naturgy y bajaba su participación al 12%. Este jueves, CVC desligaba su participación en la firma de Corporación Financiera Alba, el vehículo de la familia March. Se quedaba en un 13%. Mientras, Critería aprovechaba en el mercado para reforzar su cuota (pasa de un 24% a un 26%) y los March quedan con manos libres para su 5%. El encuentro entre De Jaime y Fainé, anecdótico pero que demuestra la buena sintonía entre quienes también compartieron intereses en Aberitis, aflora los dos mundos que han habitado el capital



Isidro Fainé, presidente de la Fundación La Caixa. ALBERT GARCÍA

BlackRock ha anunciado la venta de un 7% de la energética

Critería refuerza su cuota y CVC desliga su participación en la firma de Alba

de la antigua Gas Natural. Por un lado, el financiero, deseo de maximizar su inversión, apostando por el troceo de la compañía si es preciso. Por otro, la visión industrial, de largo plazo, la esencia de un proyecto como el Fundación La Caixa, que tiene en la generación de dividendos para nutrir la obra social su principal hoja de ruta.

Por primera vez, esta semana se ha escenificado esa diferencia de objetivos, con la posibilidad de pasar de las musas al teatro. Los fondos CVC y BlackRock han encontrado la puerta de salida que llevaban años buscando. La cruzarían con jugosas plusvalías. Ahora tocar mirar hacia adelante. En ese punto, a falta de conocer alguna participación adicional que pueda surgir fruto de las desinversiones pasadas y futuras, lo que haga Alba es relevante. Por la mera titularidad de las acciones, Critería y los March sumarán un porcentaje más que relevante, capaz de superar el bloqueo del consejo ejercido por los fondos en

cuestiones relevantes. “La nueva estructura permite a ambos socios una mayor flexibilidad sin alterar la gobernanza ni los objetivos conjuntos de su inversión en Naturgy”, afirmaba para buen entendedor el hecho relevante remitido a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) en el que figuran las intenciones de Corporación Financiera Alba.

Los March

El imperio de los March, ya en su cuarta generación tras haber cumplido un siglo desde la fundación del banco en 1926, entronca con la historia corporativa e industrial española, como demuestran inversiones actuales como Viscofan, CIE Automotive o Acerinox. Pese a unos resultados sin mácula, los analistas Naturgy han lamentado la escasez de presentaciones, la ausencia de un caso inversor y una cierta parálisis en la firma.

La salida de los accionistas financieros debería reforzar la hoja de ruta industrial.

Ese escenario tiene sentido dentro del *masterplan* que, a la fuerza, el Gobierno nunca ha abandonado para Naturgy. Con Endesa en las manos italianas de Enel e Iberdrola, cuyo principal accionista es Qatar, muy diversificada geográficamente, el control de la firma es estratégico para el Ejecutivo, urgente incluso después del apagón del 28 de abril.

Lo dejó claro Teresa Ribera, al frenar la escisión de la compañía; lo deslizaba *sotto voce* a quien quería escucharle Iván Redondo cuando estaba al frente de la Oficina Económica de Presidencia, y se ha plasmado con el peso del gas y los ciclos en la operación reforzada puesta en marcha tras el cero energético.

Diferentes fuentes conocedoras consultadas durante los últimos meses aseguran que la relación de Moncloa con Fainé, que parecía de absoluta sintonía en el arranque de la legislatura –con intereses conjuntos plasmados, por ejemplo, en Telefónica–, y que en los mentide-

ros de la capital se decía en horas bajas tras la abrupta salida de José María Álvarez Pallete de la operadora y el no menos traumático adiós de Ángel Simón como cabeza visible de Critería, nunca ha perdido un ápice de tracción.

En Naturgy, la convergencia de intereses no puede ser mayor y parece ganar brío. Si acaso, la incógnita a día de hoy más difícil de descifrar es qué papel quiere jugar ahora IFM, que se ha convertido en segundo máximo accionista de la compañía energética con el 15,17% del capital tras desahacerse el consorcio CVC-March.

El peso de IFM

El fondo liderado en España por Jaime Siles siempre ha manifestado su vocación de permanencia a largo plazo y su intención de ser un accionista de referencia con participación destacada en el consejo (cuenta actualmente con dos consejeros). En el mercado se especula con que pueda seguir comprando acciones, ya que su objetivo desde 2021 era alcanzar el 22,68% del capital.

Como fondo australiano, el Gobierno le impuso una serie de condiciones destinadas, en gran medida, a preservar la españolidad y el interés público. Unas condiciones que también pesan sobre la estadounidense BlackRock y que IFM siempre aceptó, al menos en público, de buen grado. Su compromiso con España se visibilizó en el año 2023, cuando los responsables oceánicos estrecharon la mano del presidente, Pedro Sánchez, en el Palacio de la Moncloa. Pero la relación con la Critería Caixa de Fainé ya nacieron de forma poco amistosa. Unas diferencias que, aunque se han apaciguado, siguen latentes entre las partes.

La evolución entre los máximos accionistas, con el Gobierno de fondo, será otra de las claves en el devenir de la empresa considerada más estratégica para España.



Repsol, Naturgy y Moeve golpean con la multienergía a Iberdrola y Endesa

REVOLUCIÓN COMERCIAL/ La oferta combinada de luz, gas y carburantes, impensable hace tiempo, arrasa. En seis meses, los segundones en electricidad arrebatan 400.000 clientes a los dos grandes líderes.

40 MILLONES

El mercado español de electricidad y gas está a punto de alcanzar 40 millones de contratos (**30,5 millones en luz y 8 millones en gas**).

Miguel Á. Patiño, Madrid

Repsol por un lado, y Naturgy y Moeve, por otro, han conseguido en apenas seis meses 400.000 nuevos clientes con sus agresivas campañas comerciales de multienergía, en las que combinan ofertas de luz, gas y carburantes. Así se desprende de los datos analizados por EXPANSIÓN sobre los movimientos comerciales que se están produciendo desde junio. Ese mes, Naturgy, la primera gasista en España y tercera eléctrica, se alió con Moeve (antigua Cepsa) para comercializar ofertas combinadas de luz, gas y carburantes, bautizadas como *Plan Multienergía*. Los beneficiarios pueden ahorrar 10 céntimos por litro al repostar en gasolineras de Moeve si tienen un contrato de luz o gas con Naturgy. Añadiendo otros servicios, los ahorros pueden llegar a 30 céntimos por litro.

Las 'Big 5'

Era una alianza sin precedentes porque unía, por primera vez, a dos de las cinco mayores energéticas españolas, las denominadas *Big 5*: Iberdrola, Endesa, Naturgy, Repsol y Moeve. Hasta ese momento, sólo había habido alianzas de éstas con empresas de otros sectores (seguros, banca, telefonía) para ofertas cruzadas.

La alianza Naturgy-Moeve ha conseguido, en apenas seis meses, 100.000 clientes. Es una cifra muy superior a lo que inicialmente se preveía para un acuerdo que tenía más de experimento comercial que de apuesta firme.

La positiva evolución ha hecho que la alianza se consolide y aliente lo que ya se considera como una revolución. Combinar ofertas de luz, gas y carburantes por parte de Naturgy y Moeve se interpretó en un primer momento como una ofensiva contra Repsol, que lleva más de siete años con una estrategia comercial de multienergía. Progresivamente ha ido implantando su

La red de gasolineras se ha convertido en el gran canal de ventas de luz y gas en España



Josu Jon Imaz es consejero delegado de Repsol.

Repsol, la fuerza de Waylet, una 'app' con 10 millones de usuarios

Repsol, la primera petrolera en España, entró de lleno en la comercialización de servicios de luz y gas en 2018. Desde entonces ha ido batiendo objetivos. Una de sus grandes armas ha sido la aplicación ('app') de móvil Waylet, que tiene 10,4 millones de suscriptores. Waylet permite pagar en gasolineras y obtener descuentos y ofertas de multienergía.

modelo en el mercado y obteniendo resultados.

Repsol bate objetivos

Este año, Repsol se propuso batir los tres millones de

clientes de luz y gas. Según datos a los que ha tenido acceso este periódico, a fecha de hoy lleva 3,033 millones, después de haber sumado 300.000 en los últimos seis



Francisco Reynés es presidente de Naturgy.

Naturgy, el poder de ocho millones de clientes de luz y gas

Naturgy siempre ha sido considerada la tercera eléctrica, con 4,32 millones de clientes, muy por detrás de Iberdrola (9,983 millones) y Endesa (9,576 millones). Pero si se le suma el gas, donde es primera distribuidora en España, con 3,4 millones de clientes, su poder comercial se dispara a cerca de ocho millones de contratos en total.

meses. La batalla comercial de la multienergía trasciende así el frente Repsol y Naturgy-Moeve. Afecta a todo el sector. En la práctica, es un golpe a las dos grandes eléctricas,



Maarten Wetselaar es consejero delegado de Moeve.

Moeve reinventa el dinosaurio con 'low cost', Ballenoi y alianzas

Cepsa era la segunda petrolera en España y la más clásica. En 2022 lanzó su plan *Positive Motion* para dar un giro estratégico, reducir negocio petrolífero y cambiar de imagen. Compró la *low cost* Ballenoi y lanzó su nueva marca Moeve, con un anuncio de dinosaurios (de donde viene el petróleo), diciéndoles adiós. Todo un símbolo de lo que fue Cepsa.

Iberdrola y Endesa. Estas se mantienen aferradas a los contratos de luz como su gran apuesta comercial. En todo caso suman ofertas duales (luz y gas), pero no hidrocar-

buros, como Repsol y el tándem Naturgy-Moeve.

Estos tres grupos eran considerados los "patitos feos" de la luz, frente a las dos grandes eléctricas, Iberdrola y Endesa. Repsol, aunque es la primera petrolera, solo es la cuarta eléctrica. Naturgy, aunque es la primera gasista, es la tercera eléctrica. Y Moeve -segunda petrolera- nunca consiguió hacerse un hueco ni en luz ni en gas.

Ahora, Repsol y Naturgy-Moeve están reinventando la venta de energía y -más relevante- también los canales comerciales. Repsol está aprovechando la fuerza de su red de más de 3.500 gasolineras como un batallón comercial perfectamente adiestrado. Moeve usa su red y la de Ballenoi, de 1.700 puntos. Repsol, además, ha desarrollado la *app* de pago Waylet de enorme éxito (diez millones de usuarios). Y Moeve su *app* Gow (tres millones).

La Llave / Página 2

Expansion.com

Más información en la Newsletter EXPANSIÓN Energía, en www.expansion.com



IBEROAMÉRICA EMPRESARIAL

La deficitaria red eléctrica pone en riesgo la ambición ‘verde’ de Brasil

ENERGÍA/ Brasil tiene un enorme potencial en generación de energías renovables, pero su producción choca con la ineficiencia de una red eléctrica insuficiente.

Beatriz Langella/Michael Pooler. Financial Times

Tras el auge de la energía eólica y solar durante la última década, la expansión de la energía verde en Brasil se ha topado con un obstáculo: la red de cables que transporta la electricidad no consigue seguir el ritmo.

La deficitaria infraestructura eléctrica complica el equilibrio entre la oferta y la demanda y muchas plantas de energías renovables del país se han visto obligadas a suspender la producción de forma temporal, según los representantes del sector, que afirman que este problema amenaza la construcción de nuevos proyectos.

Las grandes presas hidroeléctricas han sido durante décadas la columna vertebral del suministro eléctrico de la mayor economía de América Latina, que cuenta con una de las redes eléctricas más limpias del mundo. Las energías eólica y la solar son una parte cada vez más importante del mix energético, ya que han pasado de representar solo el 4% de la capacidad total de generación de Brasil en 2015 a dos quintas partes (99 Gigawatts) este año, según datos de la consultora Aurora Energy Research. Esta firma calcula que se han invertido cerca de 78.000 millones de dólares durante ese periodo.

La naturaleza intermitente de la energía solar y eólica implica picos y valles en la producción. Por lo tanto, para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico, cuando hay un exceso de energía que no puede absorberse, los operadores de la red detienen la generación de ciertas instalaciones, lo que en la jerga del sector se conoce como *restricción*. Entre enero y octubre, los generadores eólicos y solares de Brasil tuvieron que reducir su producción en un 20,4%, según la consultora Volt Robotics. Eso supuso más del triple que en el mismo periodo del año pasado.

Las pérdidas financieras derivadas de este desperdicio de energía han superado los 6.000 millones de reales brasileños (1.100 millones de dólares) desde 2024, según Au-



La energía eólica es una de las principales fuentes de energía renovable en Brasil.

LAS CIFRAS DE LA ENERGÍA EN BRASIL

● Las energías eólica y solar representan dos quintas partes del mix energético de Brasil, según la firma Aurora Energy Research.

● El sistema de transmisión eléctrica del país necesita inversiones de 7.400 millones de dólares hasta 2039 para construir nuevas líneas.

● Las pérdidas financieras derivadas del desperdicio de energía ascendieron el año pasado hasta los 1.100 millones de dólares.

rorra. Las empresas y los grupos industriales afirman que esto está generando incertidumbre sobre la rentabilidad en un sector en el que las inversiones iniciales tardan años en amortizarse. “Tenemos miembros que han visto reducida su producción en un 70% al comienzo de la temporada. Eso es fatal”, afirma Talita Porto, miembro de la asociación de energía solar ABSolar. “Algunos empresarios están abandonando Brasil”, añade.

El grupo de energía limpia Auren, que cotiza en la bolsa de São Paulo, mencionó el aumento de las restricciones como una de las razones por las que decidió devolver las licencias de cinco parques eólicos que tenía previsto poner en marcha a principios de este año. “Los proyectos actualmente en funcionamiento están en peligro. Nadie está dispuesto a invertir”, afirma Elbia Gannoum, directora del

grupo de presión del sector eólico ABEEólica.

Un factor que explica este problema es la enorme extensión del territorio brasileño. Mientras que más de la mitad del consumo eléctrico del país se concentra en el suroeste, una región más poblada y desarrollada, donde se encuentran metrópolis como São Paulo y Río de Janeiro, la mayoría de las plantas de energías renovables afectadas por los recortes se encuentran en la región noreste, más pobre.

Restricción

La industria de la energía solar estima que la infraestructura inadecuada –líneas de transmisión y subestaciones insuficientes– son la causa de aproximadamente la mitad de los incidentes de restricción. “Existe un desajuste entre la infraestructura de transmisión y la capacidad renovable instalada”, explica

Matheus Dias, investigador asociado sénior de Aurora. Añade que construir una nueva línea lleva, de media, cinco años más que poner en marcha una planta de energía renovable.

Otro factor clave es el crecimiento de la denominada generación distribuida que son, por ejemplo, los paneles solares instalados en hogares o fábricas. Su uso reduce la demanda de energía de la red. “El sistema comienza a tener un excedente de energía, de 8:00 a 16:00 y el operador nos dice que lo apaguemos todos los días”, comenta Gannoum.

Los políticos de Brasilia son conscientes del problema y, en octubre, los legisladores aprobaron una reforma del sector eléctrico que proporcionará una compensación parcial a los generadores que se enfrenten a restricciones. La nueva ley también otorga un mayor margen al regulador para reducir las tarifas de

Los generadores de energía eólica y solar de Brasil están teniendo que reducir su producción

El mayor consumo se lleva a cabo en el sur del país, pero las plantas generadoras están en el norte

los servicios públicos cuando la electricidad sea abundante, con el fin de estimular la demanda.

A pesar de la preocupación que existe en algunos sectores industriales por una eventual subida de la factura eléctrica, la asociación que representa a los clientes industriales, Abrace, sostiene que el coste es aceptable. “Aceptamos perder entre 3000 y 4000 millones de reales [entre 555 y 740 millones de dólares] para aliviar a los generadores”, afirmó el director del grupo, Victor Iocca.

El Ministerio de Minas y Energía asegura que las nuevas medidas minimizarían las pérdidas de generación, pero que “no habrá ningún aumento” en las facturas de los consumidores. En paralelo, se requieren significativas inversiones en infraestructura para abordar las causas del problema. Según estimaciones de la oficina federal de investigación energética, el sistema de transmisión del país necesitará casi 40.000 millones de reales (7.400 millones de dólares) para 2039 con el fin de construir 8400 km de nuevas líneas. A medida que mejora la tecnología de almacenamiento de electricidad, las baterías son otra solución potencial y el gobierno brasileño ha programado su primera subasta de almacenamiento de baterías para abril.

Tras presumir ante el mundo de sus credenciales en materia de energía verde al acoger las negociaciones anuales de la ONU sobre el clima el mes pasado, Brasil tendrá que abordar los retos del sistema eléctrico si quiere aprovechar todo su potencial en energías renovables



Existen dudas en el sector eléctrico sobre el consumo en nuestro país // REUTERS

La demanda eléctrica en España sigue en niveles previos a la pandemia

► La eficiencia y el autoconsumo explican las cifras, pero el gran problema es que la industria no acaba de recuperar toda su capacidad productiva

RAÚL MASA
MADRID



Algo sucede con la luz en España. Desde hace años, tanto las empresas eléctricas como el Gobierno se han lanzado en una carrera por fomentar la demanda. Pero algo no acaba de cuajar. Según los datos provisionales de Red Eléctrica al terminar 2025, el consumo está en niveles previos a la pandemia. Eficiencia y autoconsumo son señalados como responsables. La peligrosa realidad que acompaña esta situación es que la industria flojea a nivel productivo.

En concreto, según las estimaciones del operador del mercado, con datos disponibles a 16 de diciembre, el consumo eléctrico en el país crecería por segundo año consecutivo. El aumento se situaría en un 2,6% con respecto a 2024 y, si se tienen en cuenta los efectos de la laboralidad y las temperaturas, sería del 1,4%. En cómputo, la demanda as-

cendería aproximadamente a 256 TWh.

Desde la compañía que preside Beatriz Corredor lanzan un mensaje de optimismo y aseguran que «si se añade la estimación de la energía generada por instalaciones de autoconsumo, la demanda alcanzaría valores similares a los registrados en los años anteriores a la pandemia del Covid». Pero la realidad y los datos son algo más tozudos.

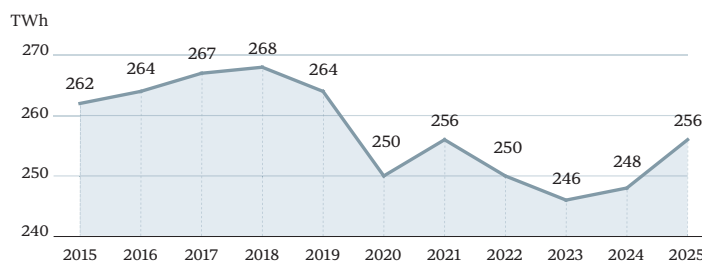
En 2019 el consumo fue de 264 TWh; y el ejercicio previo fue de 268 TWh. Es

decir, el valor sigue lejos. Aunque se añadan en la demanda los 10 TWh de autoconsumo que –más o menos– determina el sector, se vería una situación estancada. Sobre todo, porque no se trataría de nuevos puntos de acceso, sino personas, empresas o industrias que han cambiado cómo se enchufan.

El objetivo político y empresarial es la descarbonización de la economía. El camino más rápido es la electrificación, pese a que algunas compañías energé-

Las empresas eléctricas, junto al Gobierno, llevan años intentando elevar el consumo, pero de momento no están siendo capaces

Evolución de la demanda eléctrica en los últimos 10 años



Fuente: Red Eléctrica

ABC

256 TWh

Red Eléctrica prevé un crecimiento de la demanda eléctrica en 2025 frente al año pasado, pero la cifra sigue sin aumentar con respecto a una década

ticas relacionadas con el sector del gas y el petróleo advierten de que no es la única vía. Pese a todo, como la velocidad importa mucho en esta materia, esa vía rápida de usar más la electricidad sería clave. Pero diversos factores han provocado dicho parón.

Según explican fuentes del sector energético, algunas de las claves de este estancamiento de la demanda son la instalación de autoconsumo, la reducción de la demanda por el alto precio y la destrucción de demanda en general juntos a la reducción de demanda por el desarrollo de la eficiencia energética.

Aunque lo más peligroso, añaden, es que esto se debe bien a que haya algunas grandes actividades empresariales e industriales que aún no han reiniciado, o bien porque se han tomado medidas de eficiencia energética durante estos últimos 2-3 años, o precisamente porque no se termina de volver a los mismos picos de producción. Por eso, insisten las fuentes consultadas, esta situación de la demanda no se puede explicar solo por la eficiencia y autoconsumo. Es multifactorial. Asumen que se debe incluir la caída en la demanda industrial, muy acusada en ciertos sectores como la metalurgia y sectores electrointensivos, la coyuntura económica y la conciencia social tras los precios récord de 2022, que ha provocado una reticencia al gasto.

Cómo se consume

Con respecto al consumo, en los datos de Red Eléctrica se explica que la generación procedente de fuentes renovables subiría un 1,6% y con una previsión de más de 151 TWh, volvería a superar los valores registrados en 2024, que ya fue récord. En este sentido, la cuota de producción renovable se situaría cerca del 56%, cifra que se vería incrementada al 57% si se tiene en cuenta el impacto del autoconsumo. España culminaría este ejercicio con una cuota cercana al 75% en cuanto a producción libre de emisiones.

Con la información provisional disponible, señala el operador del sistema, la eólica lideraría un año más el mix energético nacional (22%). Tras ella, los primeros puestos de la estructura de generación los completarían la nuclear y la solar fotovoltaica, en ese orden y con cuotas cercanas al 19%. Esta última tecnología marca un nuevo máximo anual. Por detrás, estarían el ciclo combinado, con casi el 17% del total, la hidráulica (12%) y la cogeneración (casi un 6%).

Las previsiones de Red Eléctrica también contemplan que las tecnologías de almacenamiento, como centrales de bombeo o baterías conectadas a la red, habrían permitido este año la integración de en torno a los 9,4 TWh en el sistema eléctrico español, optimizando así el uso de las renovables.



Mibgas acelera los derivados y abre la batalla por el control del riesgo en el gas

La negociación crece un 55%, pero la CNMC alerta de que aún falta profundidad

Rubén Esteller MADRID.

El mercado español del gas está empezando a mover su centro de gravedad desde el precio del día a día hacia la gestión del riesgo. Ese es el mensaje que deja el último análisis de la CNMC: mientras el spot ya cotiza muy cerca del TTF, el reto para que el sistema gane robustez para empresas e inversores es construir un mercado a plazo con profundidad suficiente para cubrirse.

Los números apuntan a un cambio de etapa. MIBGAS Derivatives negoció 10.015 GWh en 2024, un 55% más que el año anterior, impulsado por productos con entrega física en el Punto Virtual de Balance (PVB), contratos vinculados a plantas de GNL y operaciones en almacenamientos. El operador, además, incorporó contratos indexados al precio diario de MIBGAS (LPI), con entrega física en el PVB y cotización por diferencial frente al índice, un formato diseñado para facilitar estrategias de cobertura más finas que el “precio fijo”.

En esa pugna por el control del riesgo, la CNMC pone el foco en dos frentes que avanzan a ritmos distintos. El primero es la necesidad de “músculo” en el mercado organizado. Aunque MIBGAS ganó peso en 2024 —con 134.976 GWh negociados en el spot, el 43,3% de la demanda nacional—, el regulador insiste en que España sigue lejos de los objetivos de liquidez del Gas Target Model europeo: no basta con converger en precio, también hace falta profundidad, estrechamiento de spreads y un mayor número de transacciones para que la cobertura sea eficiente y repetible.

El segundo frente es el dominio del bilateral, que condiciona cómo se cubre el riesgo en la práctica. Las transacciones OTC notificadas a la plataforma MS-ATR de Enagás sumaron 855,08 TWh en 2024 (2,7



Un buque metanero. ISTOCK

Los pactos bilaterales fuera del mercado mueven 2,7 veces la demanda

veces la demanda anual), con una concentración muy marcada en el tanque virtual de GNL (57,7%) y en el PVB (42,1%). Ese volumen, muy superior al del mercado organizado, revela que buena parte de la gestión de riesgo y aprovisionamiento sigue resolviéndose fuera del “escaparate” de MIBGAS, con efectos directos sobre la transparencia y sobre la capacidad del mercado para

generar referencias a plazo sólidas.

La compensación central también deja señales mixtas. El volumen compensado y liquidado en cámaras como OMIClear, ECC y BME Clearing cayó un 18% en 2024, hasta 91.389 GWh en contratos de gas en PVB, un dato relevante porque el clearing es una de las infraestructuras clave para reducir riesgo de contraparte cuando se generalizan coberturas y carteras a plazo.

Con ese diagnóstico, la CNMC plantea como prioridad reforzar la profundidad de MIBGAS Derivatives para mejorar la cobertura de riesgos y consolidar también la negociación de productos de GNL en el mercado organizado. El supervisor cuantifica, además, el empuje de los mecanismos de fomento de

liquidez aplicados en 2024 —acciones de balance, compras de gas de operación y actividad de creadores de mercado—, que aportaron 14.025 GWh de negociación.

La carrera por el control del riesgo tiene, además, un calendario inmediato. La CNMC anticipa que en 2025 el volumen negociado está repuntando: hasta octubre se habían cruzado 149,5 TWh con un crecimiento del 17,9% respecto a todo 2024, en un contexto de fuerte aumento de la demanda para ciclos combinados. En paralelo, MIBGAS Derivatives creció un 26,9% en ese periodo, con especial protagonismo de los productos de GNL. En el trasfondo asoma un elemento de negocio que puede influir en la participación y, por tanto, en la capacidad.



Milei avanza en la privatización de cuatro centrales hidroeléctricas

Están en la región de Comahue y su valor asciende a 700 millones

Agencias MADRID.

El Gobierno argentino del presidente Javier Milei preadjudicó el paquete accionario de cuatro centrales hidroeléctricas de la región sureña del Comahue por un monto superior a los 700 millones de dólares, como parte del proceso de pri-

vatización de activos de las empresas estatales Energía Argentina S.A. (ENARSA) y Nucleoeléctrica Argentina S.A. (NASA).

El ministro de Economía, Luis Caputo, aprobó -a través de una resolución publicada en el Boletín Oficial- la segunda etapa del concurso público para la venta del cien por ciento del capital accionario de las sociedades operadoras de los complejos Alicurá, El Chocón, Cerros Colorados y Piedra del Águila.

La central Piedra del Águila fue

preadjudicada a la empresa Central Puerto S.A., que presentó una oferta de 245 millones de dólares, mientras que el complejo El Chocón quedó en manos de un consorcio encabezado por BML Inversora S.A.U. y MSU Energy, con una propuesta de 235.671.294 dólares.

El grupo integrado por Edison Inversiones S.A.U. y el Consorcio de Empresas Mendocinas para Potrerillos resultó preadjudicatario de las centrales Alicurá y Cerros Colorados, con ofertas de 162.040.002 dó-

lares y 64.174.002 dólares, respectivamente.

El Ministerio de Economía también fijó para el próximo 22 de diciembre el acto de firma de los contratos de concesión y transferencia con las empresas preadjudicadas, que se realizará en la ciudad de Cipolletti, dentro de la provincia de Río Negro.

Los contratos entrarán en vigencia una vez publicada la resolución de adjudicación definitiva en el Boletín Oficial.

Las concesiones de estas cuatro centrales otorgadas en 1993 vencieron en agosto de 2023 y desde entonces el Estado argentino las ha prorrogado en forma provisional a los fines de preparar un llamado a licitación.

Hasta ahora la central de Alicurá es operada por la empresa estadounidense AES; El Chocón está en manos del grupo italiano ENEL; Piedra del Águila está bajo concesión Central Puerto; y Cerros Colorados es operada por Orazul.

Las comunidades energéticas, el futuro de la energía en España

- Las comunidades energéticas están viviendo un boom sin precedentes en España. Lo que empezó como iniciativas locales pioneras y experimentos aislados se ha convertido en una tendencia imparable que está redefiniendo el mapa eléctrico nacional. Con cientos de proyectos en marcha en municipios de todos los...



<https://www.mundoenergia.com/2025/12/19/las-comunidades-energeticas-el-futuro-de-la-energia-en-espana/>

Mundoenergía Agencias

Viernes, 19 diciembre 2025

Las comunidades energéticas están viviendo un boom sin precedentes en España. Lo que empezó como iniciativas locales pioneras y experimentos aislados se ha convertido en una tendencia imparable que está redefiniendo el mapa eléctrico nacional. Con cientos de proyectos en marcha en municipios de todos los tamaños, desde aldeas de montaña hasta barrios metropolitanos, el paradigma energético está cambiando de un modelo centralizado a uno distribuido y participativo.

Pero, ¿qué hay realmente detrás de este crecimiento exponencial y por qué cada vez más ayuntamientos, pymes y vecinos apuestan por ellas como su principal estrategia de futuro?

¿Qué define a una comunidad energética y por qué su marco legal es clave?

Una comunidad energética es una entidad jurídica formada por ciudadanos, pymes, ayuntamientos o asociaciones que se unen para producir, consumir y gestionar su propia energía renovable, principalmente mediante tecnología solar fotovoltaica. El objetivo trasciende el mero ahorro económico: se busca reducir la dependencia de las grandes corporaciones eléctricas, mitigar la huella de carbono y recuperar la soberanía sobre un bien esencial.

La normativa ha sido el gran catalizador. El Real Decreto 244/2019 supuso un antes y un después, pero han sido las actualizaciones posteriores y las directivas europeas las que han permitido que el autoconsumo compartido alcance su madurez. Uno de los cambios más significativos ha sido la ampliación del radio de acción para el autoconsumo compartido en tejados, que ha pasado de los 500 metros iniciales hasta los 2.000 metros actuales.

Este cambio técnico permite que una sola instalación en el tejado de un polideportivo municipal pueda suministrar energía limpia a cientos de hogares y pequeños comercios en un radio de dos kilómetros, democratizando el acceso a la energía incluso para quienes viven en bloques de pisos sin tejado propio. Según datos del IDAE, a finales de 2025 España cuenta con más de 400 comunidades energéticas registradas, lo que supone un incremento del 150 % respecto a las cifras de 2023, consolidando al país como un referente en el sur de Europa.

Modelos de organización y el principio de inclusividad social

La flexibilidad es una de las mayores virtudes de estas comunidades. Cualquier ciudadano o entidad puede participar sin necesidad de realizar una gran inversión individual. Lo más habitual es constituirse bajo la forma de cooperativa o asociación sin ánimo de lucro, donde la gobernanza es democrática: cada socio tiene un voto, independientemente del capital aportado o de los paneles asignados. El modelo es profundamente inclusivo; permite que personas que viven en régimen de alquiler o familias que habitan en plantas bajas o sótanos se beneficien de la energía solar generada en un edificio cercano.

Además, las comunidades energéticas están actuando como un potente mecanismo de lucha contra la pobreza energética. Muchos ayuntamientos reservan una cuota de la energía generada en edificios públicos para repartirla de forma gratuita o subvencionada entre familias en situación de vulnerabilidad. Este enfoque social no solo alivia el bolsillo de los vecinos, sino que fortalece la cohesión de la comunidad. Las instalaciones suelen oscilar entre los 50 y los 500 kW, y cada vez es más común la incorporación de baterías físicas colectivas, que permiten almacenar el excedente del mediodía para utilizarlo durante la noche, maximizando así la independencia de la red general.

El valor estratégico de la gestión profesional y los servicios energéticos

Para que una comunidad energética sea viable, rentable y duradera (recordemos que las placas solares tienen una vida útil superior a los 25 años), no basta con instalar paneles; es imprescindible una gestión técnica y administrativa impecable. Aquí es donde entra en juego el papel fundamental de las empresas de servicios energéticos, que actúan como socios estratégicos para garantizar que el sistema funcione a pleno rendimiento desde el primer día. En esta guía se detalla cómo estos servicios energéticos contribuyen al éxito y la sostenibilidad de las comunidades energéticas.

Estos profesionales no solo se encargan del diseño técnico y la ejecución de la obra, sino que gestionan la complejidad de los coeficientes de reparto dinámicos. Estos coeficientes permiten optimizar la energía: si un vecino no está en casa durante el día, su cuota de energía puede ser aprovechada automáticamente por otro socio que sí la necesite, evitando desperdiciar ni un solo vatio. Además, las empresas de servicios energéticos gestionan la burocracia ante las distribuidoras, aseguran el cumplimiento de la normativa de seguridad y realizan mantenimientos preventivos mediante la monitorización remota. Sin este apoyo técnico, muchas comunidades se verían sobrepasadas por la gestión de facturas, los cambios legales o las averías técnicas menores que podrían lastrar la rentabilidad del proyecto.

Desafíos, ejemplos de éxito y perspectivas hacia 2030

A pesar del éxito, el camino no está libre de obstáculos. La burocracia administrativa y la lentitud de algunas distribuidoras para conceder los puntos de conexión siguen siendo las principales quejas del sector. Sin embargo, la presión social y el apoyo de fondos europeos como los Next Generation EU están agilizando los procesos.

Existen ya referentes claros que marcan el camino. En Crevillent (Alicante), la iniciativa «Comunitat d'Energia» ha logrado ahorros masivos mediante una gestión inteligente y la participación masiva del

pueblo. En el ámbito rural, municipios de la «España Vacía» están utilizando estas comunidades para atraer industria y fijar población gracias a los bajos costes eléctricos. El Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO) estima que, si se mantiene el ritmo actual, estas iniciativas podrían cubrir hasta el 10% del consumo eléctrico nacional para el año 2030.

El regulador alemán considera tarifas variables de la red eléctrica determinadas por la carga

- Un documento de BNetzA explica cómo podrían introducirse estas tarifas dinámicas de red, en virtud de las cuales los usuarios pagarían más cuando su red local se encuentre con cuellos de botella.



El regulador alemán considera tarifas variables de la red eléctrica determinadas por la carga

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-regulador-aleman-considera-tarifas-variables-de-la-red-electrica-determi...>

José A. Roca

Lunes, 22 diciembre 2025

Un documento de BNetzA explica cómo podrían introducirse estas tarifas dinámicas de red, en virtud de las cuales los usuarios pagarían más cuando su red local se encuentre con cuellos de botella

Las tarifas por el uso de la red eléctrica alemana podrían variar dinámicamente en el futuro en función de su capacidad disponible para transportar electricidad, según un documento de debate del regulador de la red, **BNetzA**. El documento explica cómo podrían introducirse estas tarifas dinámicas de red, en virtud de las cuales los usuarios pagarían más cuando su red local se encuentre con cuellos de botella.

Las tarifas de red se añaden a las facturas de electricidad para garantizar que los operadores de la red puedan gestionar el transporte de energía y cubrir los costes de inversión para la expansión y modernización de la infraestructura. Dado que la congestión de la red y los denominados costes de redespacho tienden al alza, las futuras tarifas de red no solo deberían servir para cubrir costes, sino también para orientar las decisiones sobre el consumo de electricidad, la inyección a la red y la inversión.

La propuesta “tiene el potencial de remediar una falla fundamental en el diseño del mercado eléctrico alemán: la separación del mercado y la física”, dijo Philipp Godron, líder del programa de

energía en el grupo de expertos en energía **Agora Energiewende** .

El documento de debate de BNetzA sugiere aplicar tarifas dinámicas de red a los consumidores y productores de electricidad. Esto podría significar, por ejemplo, que los proyectos solares fotovoltaicos paguen tarifas más altas para inyectar energía a la red al mediodía en días soleados, cuando hay sobreoferta. Al mismo tiempo, también se posibilitarían los pagos negativos, es decir, que los operadores de red paguen a los usuarios para aliviar los cuellos de botella.

Inicialmente, las tarifas dinámicas de red solo se aplicarían a la red de transmisión, y posteriormente, el consumo y la inyección a la red se fijarían dinámicamente en la red de distribución. Las tarifas se determinarían en función de la capacidad de la red en 22 regiones y se establecerían en intervalos de quince minutos.

Tarifas dinámicas

Como primer paso, BNetzA propuso la aplicación de tarifas de red dinámicas a las grandes instalaciones de almacenamiento independientes, ya que estas pueden reaccionar fácilmente a las señales de precios. Sin embargo, el regulador prevé una implementación gradual a partir de 2029 como muy pronto.

“Aunque solo se aplicara a las baterías grandes, esta sería una reforma notable”, declaró Lion Hirth, profesor de política energética en la Hertie School, en LinkedIn . “Si esto realmente se aplicara a todos los productores y consumidores, sería, en mi humilde opinión, la mayor reforma del mercado eléctrico alemán desde la liberalización”.

Uso flexible

Garantizar que el uso flexible de la electricidad se tenga en cuenta en la reforma de las tarifas de la red eléctrica alemana podría permitir facturas de electricidad más bajas, según un grupo de proveedores de energía y servicios de movilidad que ofrecen contratos dinámicos.

Las tarifas de la red eléctrica representan actualmente una parte significativa de las facturas de electricidad, y su minimización podría ser posible examinando la rentabilidad, la capacidad de respuesta a los costes y los factores que influyen en el coste en función del tiempo y el lugar de uso de la red eléctrica, afirmaron.

BNetzA planea discutir el documento con las partes interesadas en enero de 2026.



CEOE rompe con los sindicatos y rechaza negociar las subidas salariales hasta 2028

La patronal acusa una pérdida de confianza en CCOO y UGT por apoyar los anuncios de Díaz

Los empresarios consideran que traicionaron el pacto en vigor al exigir la jornada de 37,5 horas

Noelia Casado MADRID.

Los empresarios consideran que las medidas impulsadas por la ministra de Trabajo, Yolanda Díaz, han deteriorado la confianza con los sindicatos hasta el punto de que CEOE no tiene interés en iniciar las conversaciones para renovar el pacto que guía la negociación colectiva por tres años y caduca este mes. Las fuentes empresariales consultadas consideran que no tiene sentido llegar a un consenso con CCOO y UGT para que estos después acudan al Gobierno para conseguir los puntos que hayan quedado pendientes.

Los dirigentes de CEOE sitúan el inicio del deterioro de esta relación en el acuerdo que alcanzaron con Trabajo para reducir la jornada laboral a 37,5 horas a la semana. Esta materia no formó parte de los puntos acordados a mediados de 2023 en el último Acuerdo para el Empleo y la Negociación Colectiva (AENC) y después, los contactos llevados a cabo para abordar el recorte de jornada de forma específica tampoco tuvieron éxito.

A este choque respecto a la iniciativa impulsada por el Ministerio de Trabajo y que fue frenada por Vox, PP y Juntos en el Congreso de los Diputados con una enmienda a la totalidad se le suman una serie de cambios que los sindicatos quieren impulsar junto al Gobierno en el próximo año y a los que CEOE se opone de forma rotunda. La indemnización por despido improcedente es la modificación de mayor calado en este cronograma y la que para los empresarios impugna la reforma laboral que pactaron en 2021, pero por el momento parece parada.

Sin embargo, las organizaciones empresariales expresan una honda preocupación por los cambios que Yolanda Díaz busca introducir en el texto que acompañará a la subida del Salario Mínimo Interprofesional (SMI). Trabajo busca evitar en este real decreto que las empresas puedan recortar o eliminar los pluses salariales de los trabajadores para ajustar los salarios al SMI, de forma que todos los trabajadores que tengan un salario base más bajo que el nuevo SMI se vean afectados.

CEOE ya ha advertido que recurrirá a los tribunales este reglamento, tal y como adelantó este periódico, por entender que los cambios planteados chocan con las licencias que concede a las empresas el Estatuto de los Trabajadores y las sentencias del Tribunal Supremo, por



El presidente de CEOE, A.Garamendi y los secretarios generales de CCOO, U. Sordo y UGT, P. Álvarez. EP

Los pactos para extender permisos y cambiar la ley de riesgos laborales tensan la relación

lo que tendrían que ser cambiadas por ley y no con un real decreto. Además, entienden que este paso supone romper la negociación colectiva en tanto que acaba con la estructura salarial que han consensuado durante décadas empresas y trabajadores en los convenios.

Además, en las últimas semanas el Gobierno ha acordado solo con los sindicatos la reforma de la Ley de Prevención de Riesgos Laborales –que introducirá nuevas obliga-

ciones para las empresas en materia de salud mental– y ampliar los permisos por fallecimiento hasta 10 días, crear un nuevo permiso por cuidados paliativos y para acompañar a una persona que se someta a una eutanasia.

En el primer caso, CEOE defiende que las empresas no tienen por qué hacerse cargo de los problemas psicosociales, que entienden que surgen fuera del trabajo y en el segundo, señalan que las ampliaciones de permisos llevadas a cabo hace dos años han generado muchos problemas e incertidumbre entre las empresas que consideran que deberían abordarse primero. Al mismo tiempo, denunciaron que la propuesta de Trabajo no estaba madura, al no detallar por ejemplo si el permiso que ahora llaman de duelo se sumaba al de fallecimiento.

Esta serie de pasos llevados a cabo por el Gobierno en sintonía con los sindicatos han asentado en la cúpula de CEOE un clima de desconfianza hacia CCOO y UGT que se ha verbalizado en las últimas reuniones de los órganos directivos de la patronal. Los empresarios ya deslizaron que no estaban dispuestos a abordar el acuerdo sobre las subidas salariales de los tres próximos años mientras no se despejase la incógnita de la reducción de jornada, si bien, con esta variable ya al margen del debate tampoco han mostrado interés en poner fecha al inicio de las conversaciones con los sindicatos.

Por el contrario, es habitual que los representantes de los trabajadores hagan referencia a esta mesa que entienden que se debe abrir cuanto antes y a la que quieren trasladar

tanto el problema de la vivienda como variable a tener en cuenta para la propuesta de subidas salariales, como el calendario para reducir la jornada laboral en el marco de la negociación colectiva. Según ha podido saber este periódico, CCOO y UGT liman los últimos detalles de la propuesta conjunta que presentarán a mediados de enero para instar a CEOE y Cepyme a debatirla. No obstante, reconocen dificultades para empezar a plantearlo.

Lo cierto es que el malestar no es exclusivo de los empresarios situada en Diego de León, 50. Los representantes de los sindicatos se muestran muy críticos con la posición adoptada por la patronal en las últimas mesas de negociación y reprochan –como también hace el Gobierno– que las organizaciones empresariales se están moviendo solo por intereses políticos y bloqueando acuerdos que creen que en otro momento de la legislatura sí habrían salido adelante, como es el caso de la norma de prevención de riesgos que negociaron por 20 meses.

Si CEOE piensa que los sindicatos acuden al Ejecutivo cada vez que no consiguen algo a través de la negociación colectiva, CCOO y UGT creen que los empresarios esperan

Los sindicatos ultiman una propuesta conjunta que presentarán en el mes de enero

a que gobierne el PP y les solucionen los problemas. El que dista de ser el clima idóneo para iniciar las conversaciones de un acuerdo que no solo aborda los porcentajes de subida salarial, sino recomendaciones en materia de teletrabajo, el tratamiento de las bajas por incapacidad o garantías para los contratos fijos discontinuos.

Este diciembre caduca la referencia pactada para 2025, por lo que las fuentes del diálogo social consultadas consideran aconsejable empezar cuanto antes estas conversaciones, ya que habrá mesas de negociación de convenios que esperen estas guías para firmar pactos. El último AENC se firmó después de dos años sin un marco, por la pandemia y la crisis de precios, y esta tampoco sería la primera vez que se cerraría con el año avanzado.



de Economía, Comercio y Empresa



El ministro de Economía, Carlos Cuerpo, junto a la secretaria de Estado de Comercio, Amparo López, y el presidente del ICO, Manuel Illueca. EL MUNDO

El Gobierno triplica el capital del ICO y catapulta su poder

● Bruselas autoriza el uso de 10.000 millones de fondos europeos para reforzar antes del verano el brazo financiero del Estado ● El Instituto se convertirá en el cuarto banco del país por delante del Sabadell

CARLOS SEGOVIA MADRID

El Gobierno catapultará al Instituto de Crédito Oficial (ICO) hacia un gran banco de promoción pública, según se desprende del nuevo Plan de Recuperación remitido a la Comisión Europea.

El Ejecutivo ha logrado *luz verde* de Bruselas para una nueva inversión en el plan que consiste en inyectar cerca de 10.000 millones de euros en el ICO catapultando su potencial como banco público.

Esta colosal aportación supone triplicar el capital actual del brazo financiero del Estado y lo convierte en el cuarto banco del país en fondos propios. Pasará de los 5.700 millones actuales a más de 15.000 millones, superando, por primera vez

al Banco Sabadell, que está por debajo de ese listón. Sólo CaixaBank, Banco Santander y BBVA estarán por encima del nuevo ICO en este indicador, que es el que permite calibrar la capacidad de crédito de una institución. Con esta inyección de capital, el instituto crediticio podrá movilizar más de 100.000 millones, un potencial sin precedentes en esta entidad estatal fundada en 1971.

Este refuerzo del capital se producirá antes del próximo verano, según la hoja de ruta comprometida con la Comisión Europea.

¿Competirá este rearmado ICO con la banca privada, como defiende el partido minoritario en la coalición, Sumar? No es ése el objetivo que figura en el nuevo Plan de Recupera-

ción, que lo centra en cubrir necesidades del país que no puede cubrir la banca privada. «Esta medida tiene como objetivo apoyar el potencial de crecimiento de la economía española mediante el ajuste estructural del nivel de apoyo público disponible para abordar los fallos de mercado y las ineficiencias dentro de la economía». La cifra comprometida son 9.662 millones y podrán utilizarse fondos europeos para esta inyección de capital.

El movimiento no ha pasado inadvertido a la gran banca privada en España, según fuentes consultadas, aunque esperan que esto no suponga convertir el ICO en un rival público.

«En España el 75% de la financiación es bancaria, según datos de 2024,

más de 400.000 millones de euros. Entendemos que el ICO complementa la actividad del sector y esta inyección de capital se puede destinar a avales para amplificar la capacidad

El ICO pasará de 5.700 millones a más de 15.000 con la inyección

La operación multiplica su capacidad crediticia

crediticia, o a *private equity* para inversiones innovadoras», señalan fuentes autorizadas del sector bancario privado. Resaltan que este nuevo ICO puede ser útil para «empresas con poco o nulo historial crediticio y sin activos tangibles. Es ahí donde tiene sentido que actúe el ICO para complementar la actividad del sector bancario», recalcan. En el sector se recuerda aún el ruinoso intento del ICO de hacer banca directa en la etapa de Zapatero. Está en marcha un nuevo intento actualmente, llamado ICO Crecimiento, pero, según el Ministerio, con muchos más controles que entonces para evitar créditos fallidos.

Manuel Illueca, que fue nombrado presidente del ICO en agosto de 2024, tiene reputación profesional y sus



mensajes hasta ahora son de ceñir la actuación de la institución a donde no llegue el sector privado o, en todo caso, actuar en colaboración con él.

El ministro de Economía, Carlos Cuerpo, presenta esta inyección en el ICO como una solución ante la renuncia a 60.000 millones de la parte de préstamos a los fondos europeos. Cuerpo defiende que esta medida presenta la ventaja de que el ICO reforzará su capacidad crediticia y podrá activarla más allá de 2026 que es cuando habría que ejecutar los mencionados préstamos.

La renuncia implica también reconocer que otra medida acordada con Bruselas en el Plan de Recuperación anterior, completar la llamada Línea de préstamos ICO para el impulso de

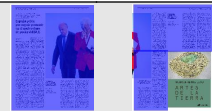
La banca privada espera que el ICO se centre en llenar vacíos crediticios

El Ministerio admite «falta de demanda» al ICO en vivienda social

la vivienda social, «ya no es alcanzable». La razón es «falta de demanda», según el argumento ofrecido por el Gobierno, tal y como revela la Comisión Europea en su veredicto sobre el nuevo Plan de Recuperación. El fracaso de esta línea era la crónica de una muerte anunciada ante la cautela de la banca para financiar promociones de vivienda social en alquiler con la actual inseguridad jurídica que existe en España. El ICO apenas ha podido anunciar algunas iniciativas este año financiadas por el Banco Santander de modo limitado. La vivienda, no obstante, deberá formar parte del nuevo plan estratégico del ICO que el acuerdo con la Comisión Europea implica, pero la experiencia reciente demuestra que no basta con financiación pública si no se resuelven otros problemas con el sector promotor para la construcción de viviendas.

En todo caso, «España deberá remitir un informe, a más tardar el 31 de agosto de 2026, en el que se detallen las actuaciones llevadas a cabo por el ICO para implementar la política de inversión. Dicho informe incluirá las medidas adoptadas para la puesta en marcha de los productos financieros que se espera que el capital adicional apoye inicialmente, así como las actuaciones previstas para seguir desarrollando dichos productos».

El informe deberá acreditar que «el ICO adoptará una nueva política de inversión para el uso del capital adicional». Para ello, «el ICO utilizará para el capital adicional el mismo sistema de auditoría y control que fue evaluado positivamente por la Comisión Europea», figura en el documento aprobado por Bruselas. Lo que sí tiene prohibido expresamente es financiar sectores industriales contaminantes.



Entre 2026 y 2027, el guardián del euro debe elegir a cuatro de los seis miembros del Comité Ejecutivo

España pelea por seguir presente en el núcleo duro de poder del BCE

AMANDA MARS
Madrid

Hablar de *Juego de Tronos* sería recurrir a un cliché manido o, peor aún, quedarse corto. El Banco Central Europeo (BCE) se dispone a renovar cuatro de los seis puestos de su Comité Ejecutivo, incluida la presidencia y vicepresidencia, y la carrera se presume más competitiva que nunca. En una Europa fracturada por las tensiones políticas internas y un proyecto de integración que no acaba de culminar, el BCE se erige en algo más que el guardián del euro: se ha consolidado como uno de los grandes poderes comunes, con amplias responsabilidades con el paso de los años (crisis de deuda soberana y covid mediante) y una independencia blindada por tratado. España pelea por asegurar su presencia en el núcleo duro con la duda de dar la gran batalla, la de la presidencia, o amarrar alguno de los otros puestos en danza.

“Se trata de nombramientos políticos y los Gobiernos son muy importantes. Alemania va a ir a por todas esta vez, tiene el mayor peso en el capital y tampoco ha tenido nunca la presidencia. Y lo va a negociar con Francia, si es que no lo están haciendo ya. España debería entrar ya en esas conversaciones y en esa ecuación”, afirma un alto cargo de la institución con sede en Fráncfort. “Se van a mover muchas piezas a la vez y Madrid debería cerrar algo ahora, antes de que empiece el baile”, afirma otro directivo. “Cualquier cosa que no sea estar en el consejo es un gran fracaso, no va a ser fácil: la presidencia va a estar muy cara y cunde la sensación de que le toca a algún país del Este entrar con consejero”, advierte otro banquero central.

Entre la casi decena de fuentes consultadas para este reportaje —altos cargos del Banco, banqueros centrales y exconsejeros—, ninguna duda de que las conversaciones han comenzado ni de la fortaleza de las candidaturas. La lista crecerá. El BCE es algo más que el órgano que decide la política monetaria de toda la zona euro —y no es poco—, se

ha convertido en un instrumento de salvamento de países en crisis y su poder ha crecido a raíz de la Gran Recesión o la pandemia. Ahora afronta un período de grave incertidumbre y los socios del euro preparan su estrategia.

El fin del mandato del español Luis de Guindos en la vicepresidencia, en mayo de 2026, da el pistoletazo de salida al proceso escalonado de renovación y, aunque el resto de cargos no se eligen hasta 2027, el encaje de bolillos comienza ya, pues en la configuración se intenta buscar un triple equilibrio (de origen geográfico, de posición más ortodoxa o flexible y de género), al margen del currículum adecuado. La primera ficha del dominó condiciona al resto. En el Consejo de Gobierno del BCE están representados todos los gobernadores de países de la moneda común, con voto rotatorio, más seis miembros del Comité Ejecutivo: presidente, vicepresidente y cuatro consejeros más, por ocho años no prorrogables.

Como el actual vicepresidente es español, de facto resulta imposible que otro lo reemplace y el perfil de quien finalmente lo haga puede condicionar el del número uno, el sustituto de la francesa Christine Lagarde, actual presidenta, en octubre de 2027. También salen el economista jefe, el irlandés Philip Lane (en mayo del 27), y la consejera responsable de Mercados, la alemana Isabel Schnabel (a finales del 27). Continúan en sus puestos el italiano Piero Cipolletti y el holandés Frank Elderson, que completan el grupo de seis.

Así se reparten las cartas: para suceder a Guindos, a finales de mayo del 26, ya se ha postulado Olli Rehn, gobernador del Banco de Finlandia y viejo conocido en Bruselas, tres veces comisario europeo y otrora mano dura de las reglas fiscales, si bien ahora ha mutado en paloma, es decir, más propenso a la flexibilidad en política monetaria. Croacia, uno de los socios más recientes del euro, estudia presentar a su gobernador, Boris Vujcic; desde Grecia ha sonado como opción su subgobernadora, Christina Papaconstantinou y han llegado mensajes contradictorios sobre



“Alemania va a por todo”, afirman fuentes que conocen las dinámicas del BCE

Para suceder a Guindos ya se ha postulado el finlandés Olli Rehn

la posibilidad de que el exgobernador portugués Mario Centeno también acuda al concurso.

¿A qué debe jugar España? El perfil del elegido condiciona con quién forma tándem y qué perfil debe tener el presidente, en la búsqueda de esos citados equilibrios. Las interconexiones entre los nombramientos van más allá de Fráncfort, sede del Banco. Eso explica que España, por ejemplo, haya renunciado a competir de nuevo por la presidencia del Eurogrupo. El ministro griego de Finanzas, Kyriakos Pierrakakis, ha sido elegido, lo que puede restar puntos a candidaturas griegas a otros puestos.

La caza mayor, la presidencia del BCE, es esta vez prioritaria para Berlín, según coinciden todas las fuentes consultadas. En 25 años de historia, el BCE ha tenido dos presidentes franceses (Jean-Claude Trichet y Christi-

ne Lagarde), un italiano (Mario Draghi) y un holandés (el primero, Wim Duisenberg). Nunca un alemán, tampoco un español. Klaas Knot, exgobernador del Banco de Holanda y veterano del Fondo Monetario Internacional (FMI), ha sido uno de los primeros nombres en salir a la palestra, y la suya, coinciden las fuentes conocedoras de los entresijos de este proceso, constituye unas de las candidaturas más sólidas, por su habilidad técnica y capacidad de comunicación. Halcón suavizado con los años, no ha confirmado ni negado nada públicamente.

Pero Alemania está ahí. Tradicionalmente se ha dicho que Berlín había apostado a medio gas por ese puesto, al tener la sede de la institución en su territorio, por sentirse con las manos libres para influir —y criticar— desde fuera, y para priorizar



El vicepresidente del BCE, Luis de Guindos, y su presidenta, Christine Lagarde, en Fráncfort en junio. THOMAS LOHNES (GETTY)

plazas en otros organismos. “Eso es antiguo, Berlín va a por todo”, afirma una fuente en Fráncfort. El gobernador del Bundesbank, Joachim Nagel, figura como un candidato plausible. Socialdemócrata y de perfil moderado, Nagel es percibido como un gran pragmático, capaz de fraguar acuerdos, y ha suavizado sus posturas más ortodoxas. La propia Schnabel, también germana, es, asimismo, aspirante más que razonable a la silla de Lagarde. La semana pasada, en una entrevista con Bloomberg, lo dijo abiertamente. “Si me lo pidieran, estaría preparada”, respondió sobre si podría ser esa

primera alemana en presidir el Banco. Muy respetada, conocida obviamente en Fráncfort y de perfil más ortodoxo que Nagel, se enfrenta a la barrera de proceder precisamente de un puesto ejecutivo. Fuentes conocedoras de las conversaciones en Fráncfort apuntan también a la posibilidad de Jörg Kukies, exministro del gobierno de Scholz. Los gobernadores de cada país suelen ser candidatos naturales, como Fabio Panetta (Italia) o François Villeroy (Francia), si bien este último ya se presentó para suceder a Draghi, sin éxito. Alemania ocupa la presidencia de la Comisión Europea (Von der Leyen), y la supervisión bancaria (Claudia Buch), lo que puede jugar en su contra. España, por su parte, está en la vicepresidencia de la Comisión (Teresa Ribera) y la presidencia del Banco Europeo de Inversiones (Nadia Calviño), pero en enero perderá la presidencia de la Autoridad Bancaria Europea (EBA), con la salida de José Manuel Campa, y la vicepresidencia de Guindos. Se abre ahora, por otra parte, una oportunidad con la Autoridad Europea de Valores y Mercados (ESMA), cuya presidenta, Verena Ross, termina en octubre de 2026. Rodrigo Buenaventura, expresidente de la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV), encarna un candidato claro a sucederla.

Nadie en la cúpula

En el BCE, como mínimo hasta que se renueve el puesto de economista jefe, en un año, España no tendrá a nadie en la cúpula, situación que no se daba desde el periodo 2012-2018, cuando terminó el mandato de José Manuel Páramo y el Gobierno de Rajoy presentó como candidato a Antonio Sáinz de Vicuña, jefe de los servicios jurídicos del BCE, y perdió. “Presentaremos candidatura. Cuando lo hagamos será potente, competente, vamos a empujar para que España siga presente en el consejo”, dijo el ministro de Economía, Carlos Cuerpo, la semana pasada al llegar a la reunión del Eurogrupo en Bruselas, en la que estaba previsto precisamente poner en marcha el proceso para reemplazar a Guindos. “España es una cantera enorme de candidatos y candidatas para estos grandes puestos a nivel europeo”, añadió. El exgobernador Pablo Hernández de Cos siempre ha figurado en las quinielas españolas para el Eurobanco. Reputado, con talante pactista y muy bien conectado en Fráncfort. El *Financial Times*, por ejemplo, lo señaló en una terna de candidatos sólidos para el puesto, si bien el pasado julio asumió la presidencia del Banco de Pagos Internacional (BPI), en Basilea, y ese cargo puede interpretarse tanto como acicate como freno. “No puede ser mejor”, dijo Cuerpo acerca de Cos. “Es un referente en España y a nivel internacional, pero no solo está el exgobernador”, agregó.

Los equilibrios geográficos y de talante en el seno del BCE son decisivos

“España tiene cantera”, ha asegurado el ministro Carlos Cuerpo

Tampoco está claro que España pueje por la presidencia o prefiera asegurarse los otros dos puestos relevantes, el de responsable de Mercados o el economista jefe, muy destacados, pues son los que sientan el marco de análisis y hacen las propuestas de política monetaria. En esa cantera de nombres aparecen necesariamente el gobernador del Banco de España, José Luis Escrivá, o el propio ministro Cuerpo, si bien este último se ha autodescartado, según fuentes cercanas al Gobierno. Nadia Calviño, con gran predicamento en Europa, constituye también una de esas candidaturas que Madrid considera fuertes. No es extraño que muchos de los nombres que fuentes financieras señalaban en el pasado para dirigir el Banco de España sean ahora también los que se mencionan para el Eurobanco, como es el caso del citado Campa o el economista Ángel Ubide, experto en política monetaria y mercados, ahora en el fondo Citadel. En el área de análisis económico España cuenta también con Óscar Arce, director general de Economía del BCE, lo que da cuenta de sus credenciales,

si bien, al mismo tiempo, otras fuentes advierten de que formar parte del *staff* puede resultar un obstáculo. La decisión es eminentemente política, pero para lograr consensos ningún país puede errar en las capacidades y calidad de los candidatos que presenta. Una dificultad añadida en esta ocasión a la hora de tejer alianzas es que varios de los países miembros afrontan elecciones y no está muy claro cuál es el Gobierno que acabará apoyando a un aspirante en cada caso. Si Mario Draghi debió lidiar con la crisis de la deuda soberana y la Gran Recesión, a Christine Lagarde le cayó en suerte la mayor escalada inflacionista en cuatro décadas. El nuevo BCE afronta retos monumentales, también apasionantes, como la incertidumbre convertida en escenario base, el impacto de la tecnología en la estabilidad financiera y, probablemente, si Europa sigue la estela de Estados Unidos, una ola populista que también ponga en duda su legitimidad. Por eso las discusiones que ahora empiezan resultan cruciales para futuro del euro (y mucho más).



Personal aeroportuario descarga un cargamento de material sanitario durante la pandemia del Covid // EFE

Hacienda detecta irregularidades en más de mil contratos públicos

- Denuncias de los afectados permiten corregir cientos de adjudicaciones que se habían resuelto inadecuadamente
- La arbitrariedad de las valoraciones, las bajas temerarias y las dudas sobre la solvencia de los elegidos, grandes focos

BRUNO PÉREZ
MADRID



La investigación policial y judicial sobre las maniobras de la ya conocida como la 'fontanera' del PSOE, Leire Díez, y la presunta trama delictiva que habría montado junto al expresidente de la SEPI, Vicente Fernández, y al empresario Antxón Alonso, cercano a Santos Cerdán, ha vuelto a poner en el foco el binomio de corrupción y contratación pública. El presunto cobro de mordidas a cambio de privilegios a la hora de acceder a contratos millonarios con la Administración está lejos de ser un 'modus operandi' desconocido en la política española y vuelve a poner en solfa la capacidad del sector público para garantizar procesos abiertos, transparentes, competitivos y limpios a la hora de contratar bienes y servicios con proveedores.

¿Cómo no ha sido posible detectar esas irregularidades en un proceso que en principio es tan garantista?, se pregunta en su blog 'Global Politics and Law' el catedrático de Derecho Administrativo de la Universidad Complutense, Julio González. «En un procedimiento de contratación de un ministerio hay informes de funcionarios de valoración y de admisión de candidaturas, mesa de contratación (con la presencia de la Abogacía del Estado y la Intervención del Ministerio de Hacienda), hay intervención previa del gasto, control 'a posteriori' del Tribunal de Cuentas; y al mismo tiempo otros licitadores pueden recurrir al Tribunal Administrativo de Recursos Contractuales competente. Parece que, cuando hablamos de contratación y corrupción, cuatro ojos no ven más que dos», aseguraba.

La contratación pública continúa siendo un campo abonado para prácticas irregulares o, en el peor de los casos, corruptas, y así lo sugieren las cifras que maneja el propio Ministerio de Hacienda, recientemente actualizadas.

LAGUNAS EN LOS CONTRATOS PÚBLICOS

Más de 5.000 denuncias

Los órganos de control del Ministerio de Hacienda y las comunidades recibieron más de 5.000 denuncias por anomalías en los procedimientos de contratación en 2024. De ellas fueron estimadas de forma parcial o total más de 1.300.

Anomalías de todo tipo

El abanico de irregularidades es amplio, desde la arbitrariedad en los criterios de adjudicación, la aceptación de ofertas con precios anormalmente bajos, la falta de garantías sobre la solvencia técnica o económica y las dudas sobre los medios necesarios de los adjudicatarios para cumplir el servicio contratado.

Problema estructural

Las patronales de los sectores más vinculados a la contratación pública consideran que esta adolece de problemas estructurales que no solo crean inseguridad jurídica a los potenciales aspirantes sino que abren resquicios a la corrupción. El catedrático de Derecho Administrativo Julio González entiende que se necesitan medidas legales, administrativas y un cambio de cultura.

Los órganos de control de Hacienda y comunidades autónomas, que actúan como primera barrera de contención contra las irregularidades, detectaron más de 1.300 tramitaciones y adjudicaciones anómalas de contratos públicos en 2024, que fueron desveladas gracias a que proveedores afectados decidieron acudir a los tribunales administrativos de recursos contractuales para defender sus derechos y sus intereses.

Y es muy posible que esa cifra infravalore el porcentaje total de contrataciones anómalas, si se tiene en cuenta que más de una tercera parte de la contratación pública se resuelve en un procedimiento no competitivo, con una candidatura y que una parte no irrelevante de las más de 5.000 denuncias que se presentaron en 2024 se rechazan de partida por motivos formales, por incumplimientos de plazos o por la falta de legitimación de los denunciantes.

Abanico de irregularidades

Los expedientes revocados de forma total o parcial por los órganos de control revelan el amplio abanico de irregularidades que pueden colarse en la tramitación administrativa de los contratos públicos y determinar en última instancia una adjudicación indebida o, nuevamente, en el peor de los casos, dirigida: utilización de valoraciones o criterios de adjudicación inadecuados, irregularidades en la redacción de los pliegos de contratación, aceptación de ofertas anormalmente bajas, las también llamadas bajas temerarias; incum-



plimiento de las garantías sobre la solvencia técnica o económica de los adjudicatarios; y en casos puntuales, adjudicaciones a empresas sobre las que pesa una prohibición de contratar, ignorancia de la ausencia de medios suficientes para desempeñar el servicio contratado e incluso falta de motivación suficiente de la adjudicación.

En 2024 las denuncias de los competidores permitieron detectar y corregir más de 1.300 expedientes con estas lagunas y quién sabe si impedir alguna maniobra corrupta. Según la Oficina Independiente de Regulación y Supervisión de la Contratación (Oirescon), dependiente del Ministerio de Hacienda, lo que revela esto es que «la motivación de la valoración y aplicación de los criterios de adjudicación» asoma como la principal zona de riesgo y, además, la que tiene un mayor porcentaje de admisiones por los órganos de control.

Las patronales de los sectores que más se mueven en el ámbito de la contratación pública han puesto de manifiesto las debilidades de un sistema que permite licitar contratos que en algunos casos ignoran el marco regulatorio vigente, establecer precios de partida incompatibles con la prestación con calidad del servicio y salpicar los criterios de adjudicación de valoraciones subjetivas y arbitrarias. Una zona gris que, según fuentes consultadas por ABC, no solo genera una tremenda inseguridad jurídica a las empresas, sino que facilita un terreno de juego más amplio de lo deseable a las adjudicaciones dirigidas y a las prácticas de corrupción.

«El órgano de contratación (que no suele ser el Ministro) firma la adjudicación después de muchos informes motivadísimos que acreditan que la solución propuesta es la mejor, pero, casualidades de la vida, la solución suele coincidir con la del 2%, el 3%» o los preferidos de la trama de turno, señala Julio González. «A la vista de lo ocurrido parece claro que faltan medidas (legislativas, pero también administrativas y de gestión) y falta cultura», remacha.



Yolanda Díaz, vicepresidenta segunda y ministra de Trabajo. CHEMA MOYA / EFE

Inquietud por el retraso del Salario Mínimo, «sobre todo en las pymes»

El Gobierno no tiene previsto aprobar su incremento retroactivo hasta finales de enero

ALEJANDRA OLCESE MADRID Alrededor de dos millones de trabajadores en España se beneficiarán el próximo año de un incremento del Salario Mínimo Interprofesional (SMI), pero ni ellos ni las empresas que les pagan la nómina saben todavía de cuánto será el aumento —que se traducirá en más ganancias para los primeros y más costes para los segundos— ni cuándo se aplicará, aunque se haga con efecto retroactivo desde el 1 de enero. La falta de certeza genera incertidumbre, sobre todo en las pequeñas y medianas empresas y, en especial, en aquellas con muy pocos empleados o para las que los salarios suponen el coste principal.

El Ministerio de Trabajo se ha reunido varios días con los sindicatos UGT y CCOO y las patronales CEOE y Cepyme para conocer la posición de las partes. La última cita tuvo lugar después de que la comisión de expertos de la ministra Yolanda Díaz hubiera presentado su informe de recomendaciones, en el que fijaban que el Salario Mínimo debía subir un 3,1% si seguía exento de tributación en el IRPF o un 4,7% si empezaba a tributar. Dado que fuentes del Ministerio de Hacienda

admiten que están abiertos a ampliar la deducción en el IRPF para que los perceptores del SMI no tengan que pagar el impuesto sobre la renta, todo parece apuntar a que el incremento será más cercano al 3,1%.

Con los sindicatos el acuerdo parece asegurado, ya que ellos habían planteado un alza del 7,5% pero si tributaba y, además, el Ejecutivo ha recogido su exigencia de prohibir que las empresas puedan absorber o compensar el incremento en los comple-

mentos y está preparando un real decreto separado para aprobar el cambio. Con las patronales, sin embargo, se da por imposible, ya que CEOE y Cepyme proponían un incremento del 1,5% y siempre que no se quitara a la negociación colectiva la capacidad de permitir esas compensaciones y absorciones.

Aunque las posiciones están claras y sólo falta que el Ejecutivo informe a la mesa de la cifra definitiva para cerrar el pacto con los sin-

dicatos, parece que el Ministerio prefiere esperar a enero para aprobar la subida. Esto supone que 2026 empezará con el SMI en el nivel actual, de 1.184 euros, los trabajadores no sabrán a cuánto va a subir su sueldo y las empresas no podrán hacer una planificación de costes. Por ejemplo, si un bar de Palencia que paga a sus tres camareros el SMI quiere ajustar los precios en función del aumento de costes laborales para mantener su rentabilidad, por ahora no

podrá hacerlo.

«Hemos podido constatar que el retraso en la concreción del incremento del Salario Mínimo Interprofesional genera a gran parte de las empresas un reto adicional al consabido aumento de costes: una incertidumbre respecto a su cuantificación y alcance temporal. Fundamentalmente, son tres los aspectos sobre los que descansa la desazón de las empresas a este respecto, es-

No saber cuánto ni cuándo subirá afecta a la gestión presupuestaria

Las empresas que están negociando sus convenios prefieren esperar

pecialmente tras el anuncio dirigido por el Ministerio en estos últimos días. En primer término, las empresas habrán de comenzar el año sin conocer, desde una óptica de gestión presupuestaria, la dimensión e impacto económico del incremento. Sin género de dudas, haber finalizado el ejercicio con dicho dato en firme y confirmado hubiese facilitado la adaptación de las empresas», explica Alfredo Aspra, socio del despacho Labormatters, en declaraciones a EL MUNDO.

En segundo lugar, apunta, si finalmente se confirmase el carácter retroactivo del incremento, «supondría un coste acumulado inesperado para las organizaciones empresariales (es decir, fuera de toda previsión, y más dañino en la medida en que probablemente no pueda fraccionarse su abono mensualmente). «Por último, y como tercer aspecto, este retraso puede condicionar la negociación colectiva y el diálogo social. Parece obvio que organizaciones que se encuentren negociando convenios de empresa, o la actualización salarial de sus tablas, demorarán dicho pacto —e incluso lo mitigarán por la incertidumbre— a la espera de conocer el impacto exacto y dimensión del incremento del SMI, así como la posible existencia de atrasos a abonar».

«En definitiva, en las últimas semanas se ha revelado un nerviosismo justificado por parte de las empresas, ante la expectativa de comenzar el año con un panorama de costes laborales inespere y vacilante», concluye.

Carlos de la Torre, socio de Laboral en Andersen, coincide en que «hay gran inquietud en las empresas, especialmente las pymes, por la hiperregulación laboral que crea cada vez más obligaciones y por el incremento de costes» y recuerda que el SMI se ha elevado un 61% desde 2019. «Lo que es difícil de medir es si la subida del SMI en 2026 y la norma anti-absorción y anti-compensación afectará al empleo», admite a este periódico.

LA PROHIBICIÓN DE USAR LOS COMPLEMENTOS AFECTARÁ MÁS QUE EL AUMENTO EN SÍ

La novedad de la subida del SMI este año está en la intención del Ejecutivo de prohibir su absorción y compensación con los pluses. Juan Granjel, of counsel de Laboral en Baker McKenzie, señala a este periódico que «se trata de una cuestión estratégica

que afecta no solo a los derechos de los trabajadores, sino también a la competitividad de las empresas (...) Por la importancia de la reforma, debería abordarse con una visión 360 e instrumentalizarse mediante una norma

de rango legal, que refleje un consenso real. No estamos ante un debate meramente técnico o político, sino ante una decisión que impacta directamente en el equilibrio de las relaciones laborales, con unos efectos significativos tanto para los trabajadores, como para la productividad de nuestras empresas y la economía del país».

En la misma línea se pronuncia Eloy

Castañer, socio responsable de Laboral en Garrigues, quien reconoce que la compensación con los complementos salariales permitiría que el alza del SMI «en muchos casos se neutralizara». La novedad anunciada, avisa, afectará directamente a los costes laborales de las empresas, «lo cual está siendo objeto de consideración a la hora de calcular sus costes».



Desde la izquierda, la primera ministra danesa, Mette Frederiksen; António Costa y Úrsula von der Leyen, ayer al final del Consejo Europeo en Bruselas. O. HOSLET (EFE)

La UE acuerda emitir eurobonos para financiar a Ucrania

La Unión desbloquea un salvavidas financiero de 90.000 millones para Kiev pero fracasa en movilizar los activos rusos congelados

CLAUDI PÉREZ
MARÍA R. SAHUQUILLO
Bruselas

Italia 2-Alemania 0. La cumbre europea más decisiva de los últimos tiempos terminó en la madrugada de ayer, con un significativo acuerdo político para Ucrania y una patada hacia adelante en el pacto con Mercosur. Tras más de

16 horas de conversaciones, los jefes de Estado y de Gobierno de la UE, reunidos en Bruselas, pactaron emitir eurobonos por importe de 90.000 millones de euros para financiar las necesidades de Kiev. Sin ese dinero —que solo tendrá que devolver a sus socios europeos cuando Rusia pague por los daños causados en su guerra imperialista— el país invadido podría

quedarse sin fondos en marzo del año próximo. Es una solución rápida. Se trata de dar respuesta a lo más urgente. A la larga, los líderes acuerdan seguir explorando el “préstamo de reconstrucción” usando los activos rusos congelados por las sanciones en la UE. El rechazo de Bélgica, el país donde se custodia la mayoría de esas reservas, y las dudas del resto de so-

cios para ofrecerle el cheque en blanco que el Gobierno belga requería para mutualizar el riesgo de la operación, descarrilaron la medida.

El canciller alemán, Friedrich Merz, sale como claro perdedor de esa reunión; también la presidenta de la Comisión Europea, la conservadora Ursula von der Leyen: Europa, claramente, está

cambiando. Y los gobiernos nacionalpopulistas se salen con la suya. Berlín patrocinaba el uso de los activos rusos como palanca para asegurar la financiación de Ucrania, en contra de los deseos de la Hungría del ultra Viktor Orbán y de la Bélgica del nacionalista flamenco Bart de Wever. Y Berlín quería cerrar el pacto comercial con América Latina. Finalmente, ese acuerdo con los países del Mercosur (Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay) se pospone para enero, y será el contribuyente europeo, y no los activos rusos, quien asegure que Ucrania puede seguir guerreando en el frente.

“No habrá eurobonos mientras yo viva”, dijo la excanciller Angela Merkel hace unos años. “El objetivo es usar los activos rusos” y no emitir deuda común, ha repetido



en los últimos días el conservador Merz. No será así: la UE acude a los eurobonos por segunda vez en menos de un lustro. La primera vez fue con la pandemia. Ahora, con ese riesgo existencial que suponía la quiebra de Ucrania, su derrota en el campo de batalla a manos de la Rusia de Putin.

La cumbre se prolongó a lo largo de todo el jueves. Con Bruselas paralizada por los agricultores, Francia y Polonia se oponían a Mercosur, pero fue finalmente la italiana Giorgia Meloni la que presionó para retrasar el acuerdo hasta enero. Meloni habló con Luiz Inácio Lula da Silva, le aseguró que está de acuerdo en apoyar Mercosur, pero le pidió unos días, un plazo máximo de un mes, para ahogar las presiones internas contra ese acuerdo. “Después de casi 26 años de negociación, creo que un retraso de tres semanas es tolerable”, justificó Von der Leyen,

“

Mantendremos
inmovilizados los activos
rusos hasta que Rusia
pague”

António Costa

Presidente del Consejo Europeo

que tiene las competencias comerciales de la Unión.

Pero el plato fuerte del día era Ucrania. Kiev tendrá su dinero, pero no todo el simbolismo que se pretendía: que quisiera o no, sería Rusia quien pagara por los daños causados. La UE no ha logrado movilizar los activos del Banco Central de Rusia que permanecen congelados en la UE por las sanciones. Sin embargo, los Estados miembros pedirán un préstamo de 90.000 millones de euros en los mercados de capitales, garantizado con el margen presupuestario de la UE, para financiar a Ucrania durante los próximos dos años.

Los caballos de Troya del Kremlin, además, logran una salida y no participarán en ese esquema financiero. El plan “no tendrá ninguna obligación financiera de la República Checa, Hungría y Es-

lovaquia”, acordaron los líderes.

Ucrania tendrá los fondos. Evita la bancarrota. Pero la cumbre de antes de las fiestas, la última reunión de un año extremadamente difícil para la UE, en la que ha despertado a un nuevo mundo en el que el EE UU de Donald Trump ya no es el aliado que era, acaba con un cierto sabor agrí dulce. El objetivo claro de la mayoría de los socios era crear ese simbólico salvavidas financiero con las reservas rusas inmovilizadas por las sanciones en la UE. Y, aunque afirman que se seguirá trabajando en ello, no se ha logrado.

“Hemos cumplido con el compromiso de financiar a Ucrania para los próximos dos años con 90.000 millones de euros, y acordado que Ucrania solo devolverá ese dinero cuando Rusia pague por los daños causados por la guerra. Además, mantendremos inmovilizados los activos rusos hasta que Rusia pague”, remarcó el presidente del Consejo Europeo, António Costa, en una rueda de prensa, de madrugada, junto a Von der Leyen. La alemana también habló del deber cumplido.

Como Merz. “Creo que esta es una solución pragmática y buena que tiene el mismo efecto que la solución que discutimos durante mucho tiempo [movilizar los activos rusos], pero que claramente es demasiado complicada”, lanzó el canciller.

En otra sala del Consejo Europeo, mientras, el belga De Wever aseguraba que la UE había evitado el “caos y la división” al apostar por la deuda común para ayudar a Ucrania, es decir, los eurobonos, en lugar de recurrir a los activos congelados rusos. “Hemos permanecido unidos”, declaró el nacionalista flamenco, que se enroscó al máximo en su negativa y en sus peticiones de garantías “ilimitadas” al resto de socios para que compartieran el riesgo de la operación: la inmensa mayoría de los activos soberanos rusos congelados en la UE se encuentran en Euroclear, en Bruselas.

La UE cumple con lo prometido, no deja caer a Ucrania. Y envía a Estados Unidos el mensaje de que se seguirá haciendo cargo de la factura. “La ausencia de una decisión habría sido un desastre”, resumió el presidente francés, Emmanuel Macron, tras la cumbre.



Reindustrialización

INVERSIONES

Últimos proyectos cancelados en Europa

ICL La multinacional israelí en alianza con Dynanonic pretendían reindustrializar un antiguo complejo minero en el Bages, en Catalunya, con una planta de componentes de baterías. La inversión era de 285 millones.

ACC Esta alianza empresarial ha

frenado sus planes para construir una gigafactoría en Termoli, en Italia, y otra en Kaiserslautern, en Alemania. Aunque la decisión todavía no es oficial, y se espera una comunicación de la empresa a principios de 2026. Stellantis, principal impulsor de la *joint venture*, habría encontrado una

alternativa para producir las baterías en Europa.

BASF El gigante alemán tiene en pausa su proyecto de planta de reciclaje de baterías en Tarragona, pese a contar con financiación europea para ello. La inversión asciende a más de 500 millones

de euros.

SVOLT El fabricante chino de baterías eléctricas paralizó a finales del año pasado sus planes de crecimiento en Europa, con dos gigafactorías en el Sarre, y otra en Brandemburgo, en Alemania. La principal razón es la



Las dudas del vehículo eléctrico frenan grandes inversiones industriales

ICL y BASF han parado proyectos millonarios vinculados a baterías en Catalunya

GABRIEL TRINDADE
Barcelona

La primera señal de alarma en Catalunya de que la reindustrialización hacia el vehículo eléctrico no marchaba tan bien como se esperaba la dio BASF el año pasado, cuando paralizó una inversión millonaria para una planta de reciclaje de baterías eléctricas en Tarragona. La confirmación ha llegado esta semana con la cancelación por parte de ICL de su planta de componentes para baterías eléctricas en Sallent. El mercado del vehículo eléctrico no acaba de despegar en Europa y la gran industria está frenando algunos proyectos de reconversión a la espera de tener una perspectiva más clara de futuro.

ICL, que pretendía invertir 285 millones de euros junto a un socio chino, explicó en un comunicado que la razón para abandonar el proyecto se debe a la decisión de EE.UU. de cancelar las subvenciones a una planta similar en San

Los proyectos de ICL y BASF suponían una inversión agregada de 800 millones de euros en Catalunya

Luis (Misuri) pero también apuntó a la falta de apoyo financiero del programa europeo Innovation Fund y las malas previsiones del sector en el continente. Por su parte, la multinacional química alemana pretendía invertir 500 millones en La Canonja y, de hecho, contaba con 100 millones del Innovation Fund, pero la evolución de la venta de eléctricos por debajo de lo previsto llevó a congelar el proyecto. BASF todavía no ha confirmado la cancelación definitiva.

Las decisiones de ICL y BASF no son casos aislados en Europa. Automotive Cells Company, la alianza entre Stellantis, Mercedes-Benz, y TotalEnergies, tiene paralizados sus planes de fábricas



El complejo químico de BASF en Tarragona debía acoger una nueva planta de reciclaje de baterías de vehículos eléctricos

Más allá del vehículo eléctrico

■ **Molins tiene un proyecto conjunto con Enagás para invertir 590 millones de euros en una iniciativa de descarbonización para la captura, transporte y almacenamiento de CO₂. Se trata de la iniciativa MO-SUSOL NetCO₂, que prevé la captura de un millón de toneladas de CO₂ anuales de la planta de Molins en Sant Vicenç dels Horts (Barcelona) y su posterior transporte por la gasista para su almacenamiento en Tarragona.**

El objetivo poder elaborar biocombustibles. El proyecto está sujeto a lograr financiación del Innovation Fund. Aunque la compañía no ha sido seleccionada en la última convocatoria, sigue evaluando distintas alternativas y escenarios. Otro proyecto millonario en fase de desarrollo es un almacén de CO₂ de Repsol frente a la costa tarraconense, que cuenta ya con 200 millones de financiación europea.

de baterías eléctricas en Italia y Alemania. La china SVOLT canceló sus planes de construir una fábrica de baterías en Alemania, mientras que la sueca Northvolt, la gran esperanza europea del sector, se encuentra en bancarrota. Otras empresas que han cancelado inversiones en esta década son Farasis, Britishvolt y Varta.

El profesor del departamento de operaciones, innovación y gestión de la tecnología de Esade, Miguel Saiz, explica que Europa está intentando competir en un mercado claramente dominado por empresas chinas, con una cuota de más del 50%, y Tesla. "Muchas de estas empresas están ya integradas en las cadenas de producción del vehículo eléctrico, por lo

que sus inversiones en plantas de baterías están más aseguradas que otras independientes", señala. Por otra parte, apunta que muchas de este tipo inversiones necesitan periodos de más de 15 años para garantizar su viabilidad y apunta que el actual entorno legislativo dificulta la viabilidad.

En este sentido, afirma que la cancelación del proyecto de ICL es especialmente negativa porque iba a suponer la primera planta refinada de fosfatos para cátodos en Europa. "Tenemos cierto conocimiento en el sector de los fertilizantes, pero era la primera vez que se iba a entrar en la industria del automóvil", lamenta. El problema va más allá del sector del automóvil. El conocimiento sobre



débil demanda de vehículos en el continente.

Northvolt La gran esperanza europea en baterías ha quedado en nada. La startup sueca presentó la suspensión de pagos en su país y dejó en la calle a los 5.000 empleados de la planta de Skellefteå.

la fabricación de baterías se extiende a otros sectores como la electrónica de consumo o el energético.

La decisión de la Comisión Europea (CE) de flexibilizar la producción de vehículos de combustión más allá de 2035 puede empeorar todavía más la situación. “Estos cambios provocan inseguridad jurídica. El contexto normativo requiere un tiempo de asimilación. Las empresas que ya estaban ahora adaptándose a la nueva realidad o las propias familias que ha comprado un vehículo eléctrico pueden pensar que han hecho un esfuerzo para nada”, explica el secretario general del Col·legi d'Economistes de Catalunya, Àngel Hermosilla. El economista, además, sugiere que dotar de más tiempo para adoptar una tecnología puede generar todavía más incertidumbre porque cada vez aparecen nuevas en menos tiempo.

La paralización de estos proyectos es una mala noticia para los planes de reindustrialización de Catalunya, aunque es cierto que el sector del automóvil ha impulsado algunos de las grandes inversiones de la década. El grupo Volkswagen ha ejecutado prácticamente la totalidad de los 3.000 millones que destinó a España para reconvertir sus factorías en Martorell y Lambadén y la construcción de la planta de baterías en Sagunt. Por su parte, el grupo surcoreano Lotte avanza según el calendario previsto para levantar

Volkswagen casi ha completado su plan de 3.000 millones, mientras que Lotte sigue adelante

una fábrica de componentes para baterías eléctricas en Mont-roig del Camp y confía en tenerla en funcionamiento en 2027. En total, la inversión estimada es de 1.200 millones.

En este sentido, fuentes del Departament d'Empresa señalan que Acció, la agencia para la competitividad de la empresa, sigue trabajando para la captación de inversiones extranjeras que complementen la cadena local y que sirven para apoyar la transición del sector a la movilidad eléctrica. Entre las prioridades, se encuentran captar inversiones de proveedores de componentes y fabricantes de Asia o ayudar a los fabricantes como Seat o Ebro a que sus proveedores se localicen aquí.●



Madrid aprueba el presupuesto más alto de su historia, con gasto récord en 2026

Las Cuentas superan los 30.663 millones, un 7% más, con foco social y en empleo y bajadas fiscales

LUZ VERDE/ En contraste con el Gobierno central, que lleva con las Cuentas prorrogadas desde 2023, o el bloqueo que sufren otras CCAA, el Ejecutivo de Ayuso saca adelante sus terceros presupuestos en 3 años.

J. Díaz. Madrid

En tiempos de gran fragmentación política y máxima polarización, se convierte en excepción lo que debería ser habitual: la aprobación de presupuestos. De hecho, el bloqueo de las Cuentas públicas ha sido lo que ha llevado a los gobiernos de los populares en Extremadura y Aragón a adelantar sus comicios, en un intento de reforzar sus posiciones en las urnas y sacudir el yugo de las presiones, exigencias y vetos de la oposición. Solo quien cuenta con mayoría absoluta tiene garantizada la aprobación de sus Cuentas, como es el caso de la Comunidad de Madrid, que, gracias a la mayoría absoluta cosechada en 2023 por el PP regional que lidera Isabel Díaz Ayuso, recibió ayer luz verde de la Asamblea madrileña a los presupuestos de 2026, los terceros consecutivos en lo que va de legislatura.

En este contexto, en el que los propios Presupuestos Generales del Estado (PGE) siguen en el dique seco, gobernando Pedro Sánchez con las Cuentas prorrogadas de 2023 y sin visos de lograr sacar adelante unas nuevas en lo que resta de legislatura, tener mayoría absoluta no es, sin embargo, sinónimo de un camino de rosas. Los presupuestos madrileños para 2026 han sido aprobados este viernes tras un pleno parlamentario maratónico que comenzó el

jueves y culminó ayer en la Asamblea regional, aderezado entre medias por la interrupción temporal de las votaciones como consecuencia del desvanecimiento de un diputado del PSOE, y con representantes de UGT y CCOO concentrados a las puertas del Parlamento autonómico para mostrar su rechazo a las Cuentas esgrimiendo que “con estos presupuestos no hay quien viva”.

A pesar de todo ello, las Cuentas vieron la luz, incorporando un total de 25 enmiendas (de un total de 3.000 presentadas), de las que la mayoría, 22, correspondían a iniciativas de los grupos de la oposición: PSOE, Más Madrid y Vox. Avalados por la Aíref, los presupuestos con los que Madrid estrenará 2026 contemplan un gasto récord de 30.663 millones de euros, casi un 7% más que en 2025, y que, además de ser el más alto en la historia de la región, pone el énfasis en las políticas sociales, a las que se destinarán 23.996 millones o, si se prefiere, 9 de cada 10 euros de gasto. Se hará a través de significativos aumentos de la inversión en Sanidad, que crece en 549,8 millones de euros; Educación, que se refuerza con 259,4 millones, y Familia, Juventud y Asuntos Sociales, cuya dotación se incrementa en 209,9 millones.

Además del aumento de las partidas destinadas a Educa-



La presidenta de Madrid, Isabel Díaz Ayuso, ayer en la Asamblea regional.

ción y Sanidad, que aglutinarán 18.000 millones, el 58,6% del total, las Cuentas pondrán el foco también en el crecimiento económico de la región y en el empleo.

Más alivio fiscal

Así, el gobierno de Díaz Ayuso seguirá ahondando en su política de progresivo alivio fiscal a los contribuyentes madrileños con una nueva bonificación de hasta el 95% en el Impuesto de Transmisiones Patrimoniales y Actos Jurídicos Documentados pa-

ra comercios y establecimientos de hostelería con más de 50 años de existencia. Además, 2026 será el primer año completo con la nueva bonificación del Impuesto de Sucesiones y Donaciones entre hermanos y entre tíos y sobrinos, que este año se ha elevado del 25% al 50%. Nuevos acicates fiscales que se suman a los 34 recortes de impuestos aprobados por Ayuso desde 2019.

En materia laboral, Madrid destinará más de 696 millones de euros al impulso de sus

políticas de empleo, un 3,5% más que este año y prestará especial atención al colectivo de desempleados mayores de 45 años, ámbito en el que continuará desarrollando su *Plan de Empleo Senior*, en el que invertirá 135 millones en los próximos dos años, con especial énfasis en el reciclaje y la recualificación profesional de los trabajadores en esa situación. Aunque Madrid lidera la creación de empleo en España y su tasa de paro se sitúa claramente por debajo del promedio nacional (en el

7,98% frente al 10,45% de la media española, según la EPA correspondiente al tercer trimestre de este año), el objetivo del gobierno autonómico es alcanzar el pleno empleo, una meta que se fijó al inicio de la legislatura y que cada vez está más cerca, ya que técnicamente se considera que se ha alcanzado ese hito con un paro de alrededor del 6%.

Vivienda

El presupuesto autonómico no descuidará una cuestión altamente sensible tanto desde el prisma político como social: el acceso a la vivienda. Así, en el marco del *Plan Vive* culminará el año que viene 3.200 viviendas de alquiler asequible en trece municipios, con especial énfasis en los menores de 35 años. Además, las Cuentas regionales incluyen un fuerte incremento de las ayudas para rehabilitación de inmuebles, que en 2026 alcanzarán los 40,6 millones de euros, un 75% más, y para la construcción de vivienda social, cuyo presupuesto se disparará un 42,1%, hasta rebasar los 116,6 millones con el objetivo de entregar 704 nuevas viviendas.

En 2026, el Ejecutivo regional proseguirá con el despliegue y desarrollo de grandes infraestructuras estratégicas públicas, entre las que sobresalen la ampliación de la Línea 11 de Metro; el desarrollo de la nueva Ciudad de la Justicia o de la Ciudad de la Salud, proyectos para los que los presupuestos del año que viene recogen una inversión superior a los 1.500 millones.



Seguridad Social recaudará un 42% más de los sueldos más altos el año próximo

El Ministerio prevé ingresar por la 'cotización de solidaridad' 547 millones de euros en 2026

Las alzas de cuotas aprobadas en la reforma de pensiones generarán un 22% más de recursos

Blanca Martínez Mingo MADRID.

La segunda pata de la reforma de pensiones, aprobada en 2023, introdujo una serie de medidas para reforzar los ingresos de la Seguridad Social de cara a la jubilación del baby boom. La implementación de estas —cuota de solidaridad, MEI y aumento de las bases máximas de cotización— es gradual y conlleva un incremento todos los años. Aunque la recaudación crecerá de forma generalizada, los ingresos por la cotización adicional de solidaridad serán los que más escalen en 2026, con un incremento del 42% hasta los 567 millones de euros de los sueldos más altos.

Los recursos generados por el Mecanismo de Equidad Intergeneracional (que entró en funcionamiento en 2023), por su parte, ascenderán hasta los 5.298 millones de euros, un 20% más que en 2025 y un 93% más que lo recaudado en su primer año de aplicación.

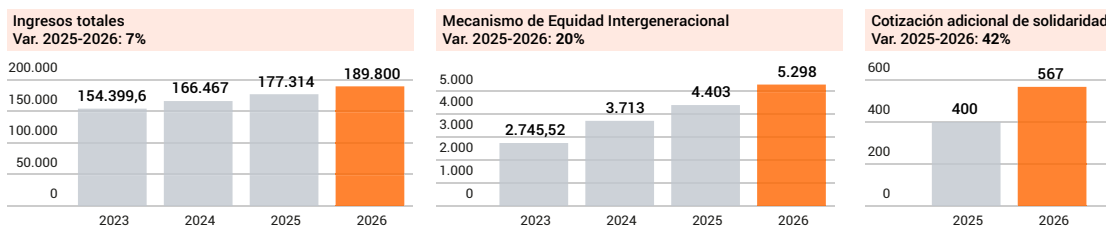
En conjunto, las dos cotizaciones adicionales de la última reforma de pensiones sumarán 5.865 millones de euros, un 22% más que este año. Estas estimaciones incluyen, según explica el Ministerio de Seguridad Social en la memoria de impactos de las normas legales de cotización de 2026, la evolución del empleo y los salarios "de acuerdo con las previsiones económicas más recientes", además de contar con la subida de cuotas programada para enero del próximo año.

La reforma de pensiones impulsada por el exministro de Seguridad Social y actual gobernador del Banco de España, José Luis Escrivá, incluyó una subida anual del MEI hasta alcanzar el 1,2% en 2030. En enero, esta cuota crecerá 0,1 puntos porcentuales hasta el 0,9%, la mayoría (un 0,8%) pagada por las empresas. El funcionamiento de la cotización adicional de solidaridad es similar, pero esta no entró en vigor hasta este 2025 y su despliegue llega hasta 2045. Esta cuota se aplica solo a aquellos sueldos que superen la base máxima de cotización (es decir, que excedan los 5.100 euros mensuales en 2026). La cotización aumentará 0,23 puntos en el primer tramo; 0,25 puntos en el segundo, y 0,29 en el tercero.

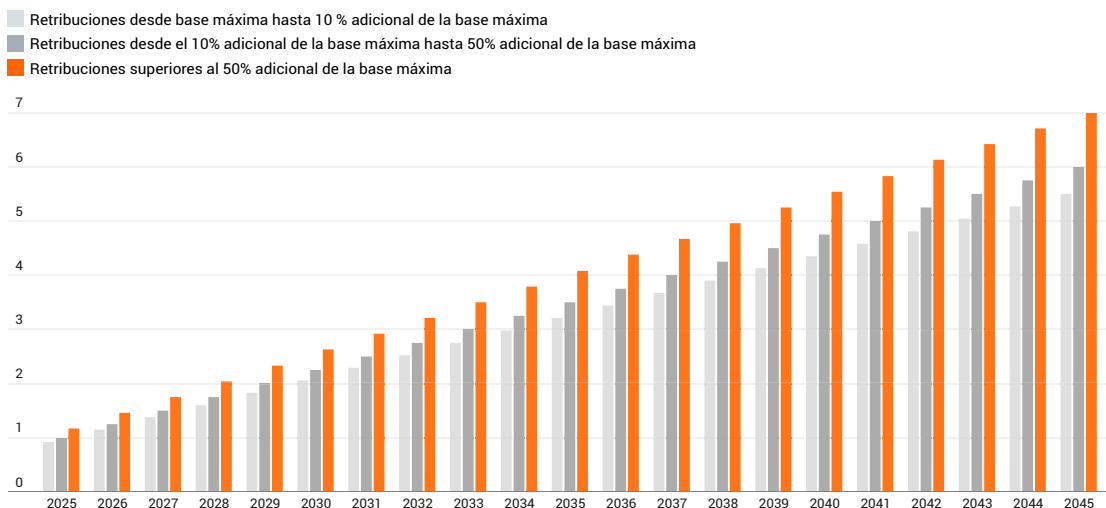
Estos ingresos adicionales, explica el investigador del Instituto Valenciano de Investigaciones Económicas (IVIE), Enrique Devesa, no suponen una mejora en la pensión de los cotizantes. "Mejoran la sos-

La recaudación por cuotas crecerá hasta el 10,8% del PIB

Previsiones oficiales de Seguridad Social para 2025 y 2026, en millones de euros



Evolución de la cuota de solidaridad hasta 2045, en porcentaje



Fuente: Ministerio de Inclusión, Seguridad Social y Migraciones, BOE.

El MEI y la 'cuota de solidaridad' recaudan hasta octubre 4.388 millones de euros

tenibilidad del sistema, pero son cotizaciones finalistas, no generan derechos y, por tanto, no repercuten en una mayor prestación para el cotizante", explica Devesa.

En el caso del MEI, los ingresos entran en la 'hucha de las pensiones', un fondo en el que la Seguridad Social ahorra para el momento de mayor tensión demográfica y que no se podrá utilizar hasta el año 2033. Por otro lado, el objetivo de la cuota de solidaridad es mejorar la sostenibilidad del sistema y "re-

forzar el carácter redistributivo" de este —según trasladó el Gobierno a Bruselas en 2023—.

Efecto del empleo

En total, la Seguridad Social estima que ingresará 189.800 millones de euros en 2026. La expectativa del Ejecutivo es recaudar un 7% más que en 2025 y aumentar la participación de las cotizaciones en el PIB dos décimas hasta el 10,8%.

"El aumento en los ingresos se debe, además de al incremento en las cuotas, al crecimiento del empleo y los salarios", explica el investigador del IVIE. Las previsiones para 2026 apuntan que el empleo crecerá un 1,7% (con cerca de 350.000 ocupados más) y la retribución de los trabajadores se incrementará un 3%, según el consenso de Funcas (que realiza la media de los centros de proyecciones econó-

micas). Otros organismos oficiales como el Gobierno y la Airef son más optimistas en términos de empleo y prevén que el número de ocupados crezca un 2,1% y un 2,2%, respectivamente. Sus proyecciones respecto a los salarios, no obstante, son del 2,9% y 2,7% respectivamente, por debajo del consenso.

"Nuestras estimaciones son positivas, el dinamismo se mantiene, pero poco a poco se va a producir una ralentización en consonancia con la evolución de la economía y por un debilitamiento del fenómeno migratorio", resume el director de Coyuntura de Funcas, Raymond Torres, respecto a las previsiones de empleo.

En este sentido, fuentes del Ministerio de Seguridad Social apuntan al aumento del empleo previsto para 2026, que, aseguran, "impulsará los ingresos por cotizacio-

nes". A diferencia de la memoria de análisis de impactos publicada a finales de 2024, la de 2025 no incluye un desglose de los ingresos generados por el incremento de la base máxima de cotización y por el cambio en las cuotas de autónomos. Ambos conceptos sumarían, según las previsiones del Gobierno, 996 millones de euros al sistema en 2025.

Este año, los ingresos reales por cotizaciones se aproximan a las previsiones realizadas por el Ministerio hace doce meses. Hasta octubre —últimos datos disponibles—, la Cartera dirigida por Elma Saiz había recaudado 4.053,35 millones de euros por el MEI, cerca de los 4.403 millones estimados y a dos meses de finalizar el año. Por su parte, con la cuota de solidaridad se han ingresado hasta este mismo mes 334,7 millones de euros, cerca de los 400 proyectados para todo el periodo.