

Resumen de Prensa

Sector Energético



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Endesa, Iberdrola y EDP recortan sus 2.800 millones de inversión extra para redes

eleconomista.es, 12 enero de 2026

- *La reducción responde a la baja retribución fijada por la CNMC, que las eléctricas llevarán a los tribunales*
- *La escasa de inversión agrava la situación de una red de distribución con el 88% de su capacidad saturada*
- *La polémica decisión del regulador se aprobó con una fuerte división interna y el rechazo de cuatro consejeros*



Endesa, Iberdrola y EDP recortarán sus planes de inversión extra en redes de distribución eléctrica entre 2.600 y 2.800 millones de euros durante los próximos tres años.

Las compañías eléctricas, siguiendo los planes del Ministerio de Transición Ecológica -que pretende acelerar la electrificación- pusieron sobre la mesa inversiones adicionales a las planteadas en sus planes de negocio si la retribución que se aprobaba por parte de la Comisión

Nacional de Mercados y Competencia (CNMC) permitía lograr una tasa de retribución financiera entre el 7 y 8 por ciento, en línea con la mayor parte de los países europeos.

Tras meses de debate y discusiones en el sector, la institución que preside Cani Fernández aprobó el pasado diciembre una Tasa del 6,58% muy alejada de las cifras que manejaban las eléctricas y una metodología de retribución que tampoco resolvía los problemas de fondo para la inversión.

Esta situación ha provocado una fuerte tensión entre las compañías y el regulador y se espera que en las próximas semanas las Circulares aprobadas acaben recurridas en los tribunales.

En todo caso, lo que si que ya confirman abiertamente las empresas es que las cantidades adicionales que pensaban dedicar a nuestro país, finalmente, irán a otros destinos o negocios con mejores retornos. Se trata por ejemplo del caso de Endesa, que explicó que cerca de 2.000 millones adicionales que podrían dedicarse a redes no se invertirán. En todo caso, la compañía está preparando la actualización de su Plan de Negocios que espera dar a conocer el 24 de febrero -un día después que Enel- y será ahí donde concrete las cantidades definitivas.

En la misma línea ha reaccionado Iberdrola. La eléctrica, que cuenta con un plan para invertir 4.000 millones en las redes españolas, preveía ampliar en 500 millones adicionales si la retribución era suficiente. Ahora, tras conocerse las cifras definitivas la compañía aparcará estas cantidades opcionales y es posible que también otros 200 millones por el modelo retributivo que penaliza los esfuerzos en electrificación en los pequeños municipios.

La misma senda la recorrerá EDP. La eléctrica portuguesa planeaba destinar 900 millones a las redes españolas y tenía la posibilidad de incrementar esta cifra en 300 millones más. Ahora, este dinero también se espera que busque un nuevo destino o que pueda quedarse en Portugal cuya tasa si supera el 7%.

En el caso de Naturgy, la compañía mantendrá lo previsto en su plan estratégico, ya que la empresa no había anunciado ninguna opcionalidad de inversión adicional por la retribución de las redes.

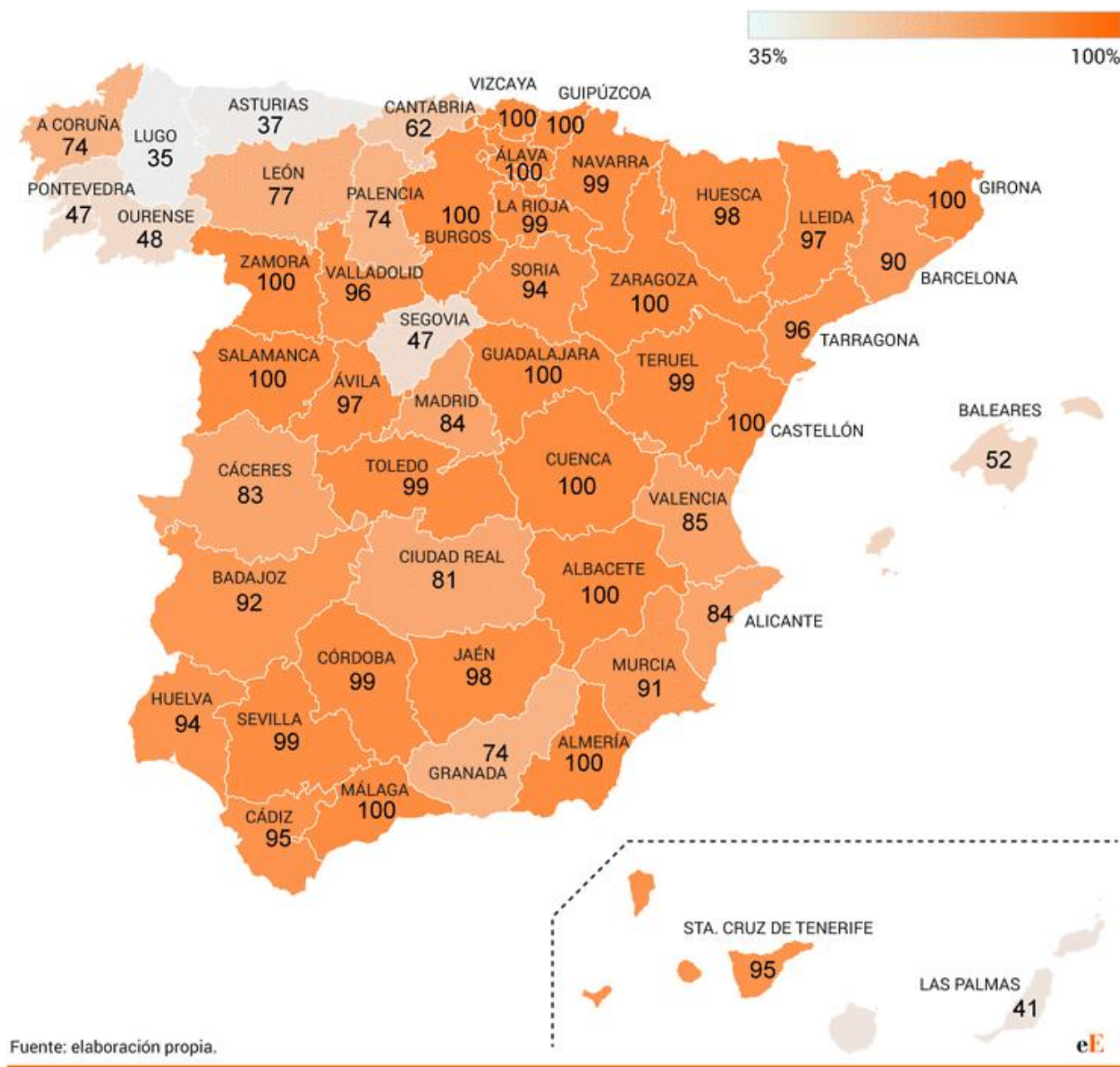
Al borde del colapso

La red de distribución eléctrica en España se encuentra prácticamente sin capacidad y la situación parece que no va a poder arreglarse en un breve espacio de tiempo.

La aprobación por parte de la [Comisión Nacional de Mercados y Competencia de las Circulares con la Tasa de retribución financiera](#) y con la metodología, se ha topado con una dura oposición encabezada por las eléctricas, pero también por **una parte importante del consejo del organismo que ha presentado hasta cuatro votos particulares** en los que en tres se alerta de los riesgos para el sistema de esta decisión.

Colapso en los nudos de capacidad

Enero 2026. En porcentaje



Según datos de Aelec, en 2025 se han solicitado en torno a 40 GW de acceso y conexión, de los cuales **solo un 12% (4,5 GW) ha sido concedido**, el 66% (25 GW) no han podido ser atendidos, mientras que el 22% restante (8,5 GW) continúa en tramitación.

La falta de capacidad en la red española de distribución sigue siendo una barrera que impide a nuevos proyectos implantarse allí donde realmente lo necesitan, obligándolos a desplazarse a zonas que, aun contando con capacidad disponible, no siempre responden a criterios industriales, logísticos o económicos adecuados.

De hecho, la patronal de logística, UNO, ha alertado de que **importantes inversiones en naves logísticas están en riesgo** con el actual marco retributivo de las redes eléctricas aprobado sin unanimidad por la CNMC, por lo que esperan su reconsideración urgente.

Según ha declarado su presidente, Francisco Aranda, el sector logístico tiene enormes oportunidades de crecer en nuestro país pero, si no se le garantiza seguridad jurídica en el acceso a la red eléctrica, **los inversores optarán por otros países y se perderán muchas oportunidades** de generar miles de empleos. Una advertencia similar ha sido realizada por más de 70 asociaciones empresariales.

División en la CNMC

En esta misma línea **se pronuncian tres de los votos particulares** presentados por parte de los consejeros de la CNMC.

Los votos particulares formulados en el seno de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia **reflejan una profunda división interna en torno al nuevo marco retributivo** para el periodo 2026-2031.

En el ámbito de la retribución de la distribución eléctrica, el consejero Josep Maria Salas expresa un desacuerdo de fondo con la propuesta de circular al considerar que no garantiza de forma efectiva el derecho de acceso a las redes, un servicio esencial para el desarrollo económico y, en particular, para la electrificación de la industria. Su voto alerta de que **la metodología propuesta no envía una señal suficientemente expansiva para incentivar las inversiones necesarias** en redes de distribución en un contexto de crecimiento esperado de la demanda eléctrica. A su juicio, el diseño del modelo TOTEX adolece de fallos técnicos relevantes, al penalizar de forma excesiva las eficiencias en OPEX, generar un sesgo hacia el CAPEX y eliminar incentivos para un mayor aprovechamiento de las redes existentes. Salas defiende una planificación anual más activa de las inversiones, ajustes en los parámetros de eficiencia y un tratamiento más coherente del riesgo regulatorio para evitar tensiones innecesarias sobre los peajes que pagan los consumidores.

En una línea parcialmente coincidente, la consejera María Jesús Martín -antigua directora de Energía de la CNMC cuando se hicieron las anteriores circulares- discrepa del proyecto por la forma en que se introducen los ajustes de eficiencia en los costes de operación. Aunque comparte los objetivos generales del modelo TOTEX y la vinculación de la retribución al crecimiento de la demanda como mecanismo para acompasar inversiones y electrificación, considera que la acumulación de recortes sobre el OPEX —con ajustes iniciales, factores anuales y mecanismos de reparto de eficiencias— resulta desproporcionada e incoherente con un cambio de modelo de esta magnitud. Advierte de que **esta superposición de ajustes puede eliminar los incentivos reales a la eficiencia**, introducir una elevada incertidumbre regulatoria y penalizar a las empresas que ya han contribuido a mejorar la eficiencia del sistema en periodos anteriores.

El desacuerdo de Josep Maria Salas se extiende también a la circular que define la tasa de retribución financiera. En este caso, el consejero **denuncia un tratamiento discriminatorio entre las actividades de transporte y distribución eléctrica**. Mientras la distribución asume un incremento de riesgo significativo por el paso al modelo TOTEX y por la vinculación parcial de su retribución a la evolución de la demanda, el transporte mantiene un esquema continuista y más predecible. Salas considera incoherente que ambos negocios compartan el mismo nivel de riesgo regulatorio a efectos del cálculo de la beta y reclama una diferenciación explícita en la tasa de retorno financiero que refleje esta asimetría.

Por su parte, el consejero Carlos Aguilar Paredes centra su voto particular en una crítica severa a la metodología utilizada para fijar la tasa de retribución financiera. A su entender, la CNMC ha sobreestimado

de forma injustificada parámetros clave como la tasa libre de riesgo, el impacto del quantitative easing y el coste de la deuda, rompiendo la coherencia metodológica con la circular vigente y con el principio de corrección cíclica entre periodos regulatorios. El resultado, según Aguilar, es **una tasa de retribución artificialmente elevada que trasladará un coste innecesario a los consumidores** domésticos e industriales sin aportar beneficios equivalentes en términos de estabilidad o desarrollo del sistema energético o dicho de otro modo cree que las eléctricas recibirá demasiado por su inversión en las redes.

Finalmente, el vicepresidente de la CNMC, Ángel García Castillejo, formula un voto particularmente crítico desde el punto de vista jurídico y procedimental contra la circular de retribución. Denuncia irregularidades en la tramitación, falta de tiempo para el análisis de la documentación y el rechazo a abrir un nuevo trámite de audiencia pública pese a las observaciones esenciales formuladas por el Consejo de Estado. En el fondo, cuestiona que la metodología aprobada garantice la suficiencia retributiva y la rentabilidad adecuada de una actividad de bajo riesgo, y **advierte de un serio riesgo de inseguridad jurídica y de posible nulidad** por invasión de competencias del Gobierno en materia de planificación y límites de inversión.

En el caso del vicepresidente de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia **su voto particular no aparece en la web del organismo regulador, sino que ha sido publicado por el mismo en sus redes sociales**, lo que se interpreta como una muestra más de la profunda división existente en el organismo.

En conjunto, **los votos particulares dibujan un escenario de fuerte controversia regulatoria**, en el que se confrontan la necesidad de impulsar inversiones en redes para sostener la transición energética con la obligación de proteger al consumidor, preservar la seguridad jurídica y mantener una coherencia metodológica estricta en la regulación de actividades esenciales para el sistema energético español.

La CNMC ha iniciado la convocatoria para buscar a un nuevo subdirector de regulación económico financiera y precios regulados tras la salida del cargo del anterior responsable de este área clave.

Neoenergía (Iberdrola) finaliza las obras de su gran proyecto de transporte eléctrico en Brasil

okdiario.com, 10 enero de 2026



El presidente de Iberdrola, Ignacio Galán.

Las obras se finalizaron con más de 15 meses de antelación respecto al plazo fijado

Neoenergía, filial de **Iberdrola**, ha finalizado la energización del último tramo de su **proyecto Alto Paranaíba**, en **Brasil**, concluyendo de esta forma las obras de una de las mayores iniciativas de **transporte eléctrico** del país sudamericano, lo cual permite ya incrementar de forma muy significativa la capacidad de transmisión de energía entre el norte del estado de Minas Gerais y **São Paulo**, según ha informado la compañía a través de un **comunicado**.

Las obras se finalizaron con más de 15 meses de antelación respecto al plazo fijado por **Aneel** y supusieron una inversión próxima a los 4.200 millones de reales, lo que equivale a unos 669 millones de euros.

El lote Alto Paranaíba fue adjudicado a la compañía en la subasta 001/2022 de la **Agencia Nacional de Energía Eléctrica** (Aneel) y engloba una infraestructura de gran dimensión. El proyecto incluye 1.600 kilómetros de **líneas de transporte**, 3.250 torres y seis subestaciones, lo que lo consolida como el mayor desarrollo de estas características llevado a cabo por Neoenergía.

Iberdrola destacó que ha entregado el último tramo de este proyecto de Brasil «con gran satisfacción, contando con equipos altamente cualificados y comprometidos con la excelencia en cada etapa» y subrayó que este logro ha reflejado «el compromiso con el desarrollo y la solidez del **sector eléctrico brasileño**».

Iberdrola en Brasil

Neoenergía suministra electricidad a cerca de 40 millones de brasileños a través de cinco distribuidoras en los estados de Bahia, Rio Grande do Norte, Pernambuco, São Paulo, Mato Grosso do Sul y **Brasilia** y de 18 líneas de transporte, lo que la convierte en el primer grupo de distribución del país por número de clientes.

La compañía, que está presente en 18 estados y el **Distrito Federal**, tiene más de 725.000 kilómetros de líneas de distribución eléctrica y 8.000 kilómetros de líneas de transporte y cuenta con 3.800 megavatios (MW) de generación renovable, principalmente hidroeléctrica.

A nivel global, Iberdrola cuenta ya con 1.400.000 kilómetros de líneas de transporte y distribución eléctrica en los **Estados Unidos**, el **Reino Unido**, Brasil y **España**.

El pasado mes de septiembre, Iberdrola lanzó su nuevo plan estratégico 2025-2028, periodo en el que prevé unas inversiones de 58.000 millones para impulsar, principalmente, el desarrollo de redes eléctricas.

El foco estará puesto de manera principal en los mercados de Reino Unido y Estados Unidos, en los que se invertirán 20.000 millones y 16.000 millones, respectivamente. A estas áreas le siguen la **Península Ibérica**, con 9.000 millones de euros, Brasil, con 7.000 millones de euros, y otros países de la UE y Australia, con 5.000 millones.

Endesa se prepara para hibridar cuatro plantas solares en Extremadura con 133 MW de baterías

eleconomista.es, 12 enero de 2026

- **Su filial de renovables ha obtenido autorización sobre cuatro plantas fotovoltaicas**
- **Endesa y Masdar cierran el acuerdo de 184 millones sobre 446 MW fotovoltaicos firmado en marzo**
- **Endesa avanza en un proyecto híbrido renovable de 600 millones en Portugal**



Operarios de Endesa y Enel en la plata híbrida de San Bartolomé de Tirajana (Gran Canaria)

Endesa avanza en la hibridación de sus activos solares. La compañía dirigida por José Bogas ha recibido en las últimas semanas cuatro autorizaciones administrativas previas para hibridar cuatro plantas fotovoltaicas en Extremadura con una potencia conjunta de 133 megavatios (MW).

Las autorizaciones, concedidas a **Enel Green Power**, filial de renovables de la compañía eléctrica, servirán para complementar con baterías las plantas Hernán Cortés, de 42 MW, Zurbarán, de 17,5 MW, Quijote, de 38,5 MW, y Apicio, de 42 MW, ubicándose las tres primeras en Cáceres y la última en Badajoz.

Además de estos proyectos, la energética prepara otras hibridaciones en la Península Ibérica: **la hibridación de dos plantas solares con baterías de 80 MW en Teruel**, la de una fotovoltaica flotante en el embalse de Alto do Rabagão (**Portugal**) con 49 MW de baterías, o la **del proyecto híbrido de Pego**, también en el país vecino, que contará con una gigantesca batería de **168 MW**.

A mediados de 2024, Endesa **acordó la venta del 49,99% de una gran cartera solar de 2.000 MW** de capacidad al fondo de renovables emiratí **Masdar** por 817 millones de euros. Un acuerdo que, además de incluir contratos de compraventa de energía (PPA) durante 15 años, también contemplaba la posibilidad de estudiar la hibridación de plantas con **hasta 500 MW adicionales de baterías**.

A día de hoy, Endesa cuenta, según los datos publicados por la filial en su propia web, con 32,7 MW de potencia de almacenamiento mediante baterías.

Su último hito en este campo fue la inauguración en octubre de su primera planta solar hibridada con baterías de litio. Integrada en la central térmica Barranco de Tirajana, la planta solar de El Matorral, en **San Bartolomé de Tirajana** (Gran Canaria), cuenta ya con 4,2 MW de baterías operativas.

Cabe señalar que en su último **plan estratégico 2025-2027**, presentado en noviembre de 2024, Endesa previó contar con una capacidad neta para el próximo año de 0,1 gigavatios (GW) procedentes de baterías e hidrógeno.

Iberdrola celebra sus 125 años con un amplio programa de actividades a lo largo de 2026

elperiodicodelaenergia.com, 12 enero de 2026

Desde su fundación en 1901, Iberdrola ha recorrido un largo camino para convertirse en la primera eléctrica europea por capitalización bursátil y una de las dos mayores del mundo

Iberdrola ha presentado un extenso programa para celebrar sus 125 años con el conjunto de la sociedad, que incluye exposiciones de tecnología y arte, festivales, eventos sociales, iluminaciones de edificios singulares y otras iniciativas por toda la geografía española, informó la compañía.

Bajo el lema '125 años luz', que evoca la transformación de la eléctrica a lo largo de su historia y también sus perspectivas de futuro, la empresa **desplegará por toda España esta intensa actividad estos doce meses**.



En concreto, dentro del amplio calendario de iniciativas previstas para celebrar el 125 aniversario, el Museo de Bellas Artes de Bilbao acogerá, a partir de abril y coincidiendo con su reapertura tras las obras de ampliación, una muestra con obras de la colección Iberdrola ligadas a su evolución en el tiempo, con un paseo por la historia de la compañía en imágenes.

El gran acto institucional para conmemorar el nacimiento de la empresa tendrá lugar en junio, en Torre Iberdrola (Bilbao), donde se presentará el libro del 125 aniversario, en una jornada que contará con la participación de la Orquesta Sinfónica y la Sociedad Coral de Bilbao.

Además, se ofrecerá un espectáculo de luces y actuaciones musicales abierto al público, con la participación de artistas de prestigio nacional e internacional. La música tendrá un papel protagonista en otros dos grandes festivales que se celebrarán en el espacio **Iberdrola Music**, en Madrid, en junio, con las **actuaciones de Lenny Kravitz, Manuel Carrasco y Ana Mena**, entre otros; y en el Roig Arena, en Valencia, en noviembre, cuyo cartel se anunciará próximamente. Con la compra de las entradas, que se pondrán a la venta en breve, se contribuirá a proyectos sociales.

Asimismo, el Roig Arena será también sede de un foro que abordará el impacto social y el efecto tractor de la actividad de Iberdrola en todo el mundo, a lo largo de estos 125 años, con mesas de diálogo y ponencias de expertos internacionales.

La muestra interactiva de Iberdrola

En línea con el espíritu abierto y participativo de las actividades organizadas por la compañía para celebrar sus 125 años luz, **Iberdrola** pondrá a disposición del público una muestra interactiva sobre la evolución de

la tecnología eléctrica, con objetos históricos, maquetas, vídeos, fotografías, realidad virtual, pantallas 360° y juegos familiares que acercarán la energía a todas las edades. La exposición tendrá lugar en el espacio CentroCentro, en Madrid, entre septiembre y octubre.

Además, se iluminará cada mes de 2026 un edificio emblemático en distintos puntos del país mediante tecnología de vanguardia y sostenible para poner en valor el valioso patrimonio artístico y cultural de España. El primero de ellos será la Capilla Real del Palacio Real (Madrid), seguido de la Torre del Miguelete (Valencia), coincidiendo con el 600 aniversario de su construcción, para terminar el año con el alumbrado del teatro y anfiteatro Mérida (Extremadura) y la catedral de Bilbao.

La energética pondrá próximamente a disposición del público la [página web](#), accesible también a través de la web corporativa, en la que se podrá consultar toda la información sobre la agenda de eventos relacionados con el 125 aniversario.

Primera eléctrica europea

Desde su fundación como Hidroeléctrica Ibérica en Bilbao el 19 de julio de 1901, Iberdrola ha recorrido un largo camino para convertirse en la primera eléctrica europea por capitalización bursátil y una de las dos mayores del mundo.

En los últimos 25 años, su crecimiento y su expansión internacional la han consolidado como un grupo global que da servicio a 100 millones de personas e impulsa la internacionalización de cientos de empresas españolas. Hoy, sus inversiones y compras sostienen 120.000 empleos en España y más de medio millón en todo el mundo.

EDP pone en marcha su primer proyecto híbrido en el mundo que combina energía hidroeléctrica con solar

elperiodicodelaenergia.com, 12 enero de 2026

El nuevo complejo de 89 MW combina 90.000 paneles solares con la central hidroeléctrica de Pracana, situada en el centro de Portugal

EDP ha puesto en marcha un proyecto de generación híbrida que combina energía hidroeléctrica y solar terrestre, el primero del grupo en el mundo con esta combinación de tecnologías renovables. El complejo de Pracana, situado en el centro de **Portugal**, proporcionará una capacidad de **89 MW**, lo que supone otro paso importante para el sector energético y refuerza el compromiso de la compañía con la transición energética.

El nuevo parque híbrido se ubica en los municipios de Mação y Proença-a-Nova, en los distritos de Santarém y Castelo Branco, respectivamente, y generará energía suficiente para abastecer a unos 51.800 hogares anualmente, evitando la emisión de aproximadamente 35.000 toneladas de CO2 al año.

Combina una planta solar fotovoltaica, con 90.000 paneles y una capacidad de 48 MW, con la infraestructura hidroeléctrica existente en la presa de Pracana, inaugurada en 1951 en el río Ocreza y con una capacidad de 41 MW. Esta infraestructura histórica combina su legado con la innovación multitecnológica, un ámbito en el que EDP ha sido pionera.



EDP pone en marcha su primer proyecto híbrido en el mundo que combina energía hidroeléctrica con solar.

La inversión del grupo en hibridación permite aumentar la producción de energía renovable a través de infraestructuras existentes, en particular redes de distribución, reduciendo los costes operativos y minimizando el impacto medioambiental. Al mismo tiempo, refuerza la capacidad de generación en un contexto de largos procesos de concesión de licencias.

La hibridación para EDP

“Pracana es otro hito en nuestra estrategia: al combinar la energía hidroeléctrica y la energía solar terrestre, reforzamos la estabilidad del sistema, aceleramos la **transición energética** y reducimos el impacto en el territorio. Se trata del primer proyecto de este tipo de EDP en el mundo y demuestra que la innovación y la eficiencia pueden ir de la mano”, afirma **Pedro Vasconcelos**, CEO de EDP en Iberia.

La construcción de la nueva planta solar, integrada en la presa, comenzó en enero de 2025 y se estima que generará 87 GWh anualmente. El proyecto también destaca por sus altos estándares de seguridad y responsabilidad social: se registraron más de 30.000 horas de trabajo sin accidentes, con un pico de 150 trabajadores involucrados durante la fase de construcción.

Pracana es el sexto proyecto híbrido de EDP en Portugal, el undécimo en la Península Ibérica y, junto con el parque híbrido de Golancz en Polonia, eleva a 12 el número total de proyectos multitecnológicos del grupo en Europa.

En 2025, EDP también puso en marcha dos parques híbridos eólicos-solares: Charneca das Lebres, en Aljezur (Portugal), y Las Lomillas, en Cuenca (España). En Portugal, EDP también opera dos proyectos que combinan energía hidroeléctrica y solar flotante: Alto Rabagão en Montalegre y Alqueva en Moura.

Luz verde a trámites ambientales exprés para construir la red eléctrica y el almacenamiento que necesitan las renovables

eleconomista.es, 12 enero de 2026

Bruselas busca acabar con los cuellos de botella en la red que retrasan hasta 17 años la transición verde

La clave: crear zonas con trámites ambientales agilizados para desplegar redes y almacenamiento de energía

Se agilizarán permisos, pero con una condición: no provocar impactos ambientales significativos en el entorno



Un tendido eléctrico

La Comisión Europea ha publicado **nuevas orientaciones para acelerar el despliegue de infraestructuras eléctricas y de almacenamiento** necesarias para **integrar el fuerte crecimiento de las energías renovables** en el sistema eléctrico europeo. El documento, hecho público en el Diario Oficial de la Unión Europea, desarrolla la Directiva de Energías Renovables revisada y ofrece a los Estados miembros un marco común para designar áreas específicas en las que estos proyectos puedan beneficiarse de procedimientos ambientales simplificados, siempre que no se prevean impactos significativos sobre el medio ambiente.

La iniciativa responde a uno de los principales cuellos de botella de la transición energética: **la lentitud en la concesión de permisos para redes eléctricas y almacenamiento**, que en algunos casos puede alargarse entre dos y hasta diecisiete años. Bruselas subraya que, para cumplir los objetivos climáticos y energéticos de 2030 y avanzar hacia la neutralidad climática en 2050, será necesario instalar alrededor de 100 gigavatios de nueva capacidad renovable cada año, un ritmo que exige infraestructuras capaces de absorber esa producción adicional y llevarla hasta los centros de consumo.

Las orientaciones animan a los Estados miembros a identificar corredores, zonas o perímetros donde el refuerzo y la ampliación de redes de transporte y distribución, así como el despliegue de activos de almacenamiento eléctrico, puedan tramitarse con mayor agilidad administrativa. En estas áreas, los **proyectos podrán quedar exentos de determinadas evaluaciones ambientales**, como la evaluación de impacto ambiental o la evaluación adecuada en espacios Natura 2000, siempre que se demuestre que los efectos pueden evitarse, mitigarse o, en último término, compensarse adecuadamente.

El documento insiste en que **esta flexibilización no es automática ni obligatoria**. Cada Estado miembro deberá justificar las exenciones caso por caso y garantizar que no se producen impactos ambientales significativos, especialmente cuando existan posibles efectos transfronterizos. Además, se mantiene la exclusión de los espacios Natura 2000 para los proyectos de almacenamiento y se limita de forma estricta la posibilidad de atravesar estas zonas en el caso de nuevas infraestructuras de red.

Bruselas plantea que **la designación de estas áreas debe coordinarse estrechamente** con los planes nacionales de desarrollo de redes, los planes de energía y clima y las zonas de aceleración de energías renovables ya previstas en la normativa comunitaria. El objetivo es asegurar coherencia entre la planificación de la generación renovable, la electrificación de la industria y el transporte, y las inversiones en redes y flexibilidad, incluyendo baterías y otras soluciones de almacenamiento.

Las orientaciones también ponen el foco en la **cooperación transfronteriza, clave para completar el mercado interior de la electricidad** y reforzar la seguridad de suministro. La Comisión anima a los Estados miembros a coordinarse en la designación de áreas cercanas a las fronteras para facilitar proyectos de interconexión, con requisitos armonizados y procedimientos más previsibles para los promotores.

Desde el punto de vista social y territorial, el documento destaca **la importancia de la participación pública temprana** para reducir la conflictividad y los retrasos derivados de la oposición local. La Comisión cita ejemplos de buenas prácticas en países como Francia y Alemania, donde la planificación anticipada y la integración de las infraestructuras energéticas en la ordenación del territorio han permitido avanzar con mayor rapidez.

Con estas orientaciones, la Comisión Europea busca convertir la expansión de las redes y del almacenamiento en un aliado, y no en un freno, del despliegue renovable. El mensaje de fondo es claro: sin una red eléctrica más robusta, digitalizada y flexible, **la ambición climática europea corre el riesgo de quedarse atrapada** en los trámites administrativos y en la falta de capacidad para integrar la nueva generación limpia.

El regalo a Extremadura del 125 aniversario de Iberdrola: iluminará el Teatro Romano de Mérida

elperiodicoextremadura.com, 12 enero de 2026

La compañía celebra en 2026 sus 125 años con exposiciones, conciertos, festivales e iluminaciones singulares, bajo el lema "125 años luz"



El Teatro Romano de Mérida, el pasado verano, durante la representación de 'Electra'

Iberdrola ha presentado un amplio programa de actividades para celebrar en 2026 sus 125 años de historia con el conjunto de la sociedad española. **Bajo el lema '125 años luz'**, la compañía desplegará durante todo el año iniciativas culturales, musicales y sociales por toda la geografía nacional, con el objetivo de acercar su legado a la ciudadanía y poner en valor su contribución al desarrollo y al progreso a través de la electrificación.

Dentro del calendario de celebraciones, **Extremadura** contará con un papel destacado mediante la iluminación ornamental

del **Teatro Romano de Mérida**, uno de los monumentos más emblemáticos del patrimonio histórico de la región, que formará parte del recorrido nacional de edificios singulares iluminados con tecnología sostenible y de vanguardia.

El antecedente de Guadalupe

Esta actuación recuerda a la ya acometida por Iberdrola en la región en 2020: la **iluminación ornamental exterior del Real Monasterio de Santa María de Guadalupe**, declarada Patrimonio de la Humanidad por la Unesco. La actuación, inaugurada con la presencia del presidente de la compañía, Ignacio Galán, y del entonces **presidente de la Junta** de Extremadura, **Guillermo Fernández Vara**, permitió **poner en valor el conjunto arquitectónico** del monasterio mediante tecnología LED de última generación, mejorar la **eficiencia energética en un 60%** y evitar la emisión de **5,3 toneladas de CO₂ al año**, en una intervención que la empresa enmarcó en su compromiso con la **conservación del patrimonio histórico**, el impulso del **turismo de calidad** y el **desarrollo económico y social** de una comunidad en la que está desarrollando su mayor estrategia de renovables.

El Puente Romano

Otra de las actuaciones más significativas de la compañía en la región fue la **renovación del sistema de iluminación del Puente Romano de Alcántara**, una intervención que permitió realzar este monumento bimilenario mediante la instalación de **36 luminarias LED** de bajo consumo. El proyecto supuso una inversión cercana a los **100.000 euros** y redujo el consumo energético en más de un **80%**, al tiempo que mejoró la percepción nocturna del viaducto y minimizó la contaminación lumínica. La actuación, inaugurada por el presidente de la Junta de Extremadura y el presidente de Iberdrola, se enmarcó en el programa de iluminaciones patrimoniales de la compañía y reforzó la proyección turística de uno de los símbolos históricos más reconocibles de la región, vinculado además a la propia historia energética de la empresa.

Ahora le llega el turno a un monumento especialmente significativo de la historia y el patrimonio extremeño. El Teatro Romano de Mérida cuentan en la actualidad con iluminación ornamental exterior basada en tecnología LED. El sistema está diseñado para resaltar volúmenes, arcos, graderíos y recorridos, sin deslumbramientos ni impactos visuales agresivos. Durante el Festival de Mérida y otras representaciones, se añade una iluminación escénica temporal que no altera el sistema fijo del monumento. La nueva actuación realzará su iluminación ornamental y pretende estar lista a final de 2026.

Un recorrido por 125 años de historia

Desde su fundación como Hidroeléctrica Ibérica en Bilbao el 19 de julio de 1901, Iberdrola ha evolucionado hasta convertirse en la primera eléctrica europea por capitalización bursátil y una de las mayores del mundo. En los últimos 25 años, su expansión internacional la ha consolidado como un grupo global que presta servicio a 100 millones de personas y sostiene 120.000 empleos en España.

El programa del 125 aniversario incluye exposiciones de tecnología y arte, festivales de música, eventos sociales y grandes actos institucionales. El principal de ellos se celebrará en junio en Torre Iberdrola, donde se presentará el libro del 125 aniversario y se ofrecerá un espectáculo de luces y actuaciones musicales abiertas al público.

La música tendrá un papel protagonista con festivales en Madrid y Valencia, además de un foro internacional sobre el impacto social de la actividad de Iberdrola y una exposición interactiva sobre la evolución de la tecnología eléctrica dirigida a todos los públicos.

Iluminación de edificios emblemáticos

A lo largo de 2026, Iberdrola iluminará mensualmente edificios emblemáticos en distintos puntos del país, comenzando por la Capilla Real del Palacio Real de Madrid y finalizando con el alumbrado del Teatro y el Anfiteatro Romano de Mérida, junto a otros enclaves de alto valor patrimonial.

La red eléctrica de EEUU no soporta tantos centros de datos así que han tenido una idea: desconectarlos para evitar apagones

xataka.com, 11 enero de 2026

- *Los operadores de red quieren apagar los centros de datos en momentos de alta demanda*
- *Las empresas califican la medida de discriminatoria*



Un tercio de todos los centros de datos del mundo **están en EEUU** y eso está suponiendo una enorme carga para la red eléctrica. Una de las consecuencias que los consumidores están notando son las **subidas de precio en la factura**, pero los operadores eléctricos ya prevén otro problema: apagones.

Qué está pasando. Lo cuentan en **WSJ**. La red eléctrica estadounidense está empezando a tensionarse y los operadores de red prevén que se produzcan apagones durante los periodos de alta

demanda. La solución que proponen para evitarlo es hacer que los centros de datos se desconecten de la red y usen sus propias reservas energéticas temporalmente. A las tecnológicas no les ha hecho ninguna gracia y hablan de "medidas discriminatorias".

Por qué es importante. En 2023 los centros de datos ya consumían el 4% de toda la electricidad del país y las previsiones es que **para 2028 ese porcentaje aumente hasta el 12%**. La red eléctrica no está preparada para soportar tanta demanda y, aunque ya se está ampliando, el ritmo de construcción de nuevos centros de datos va más rápido. Los operadores de red se enfrentan a un dilema de difícil solución: dar energía a los centros de datos y a la vez mantener el suministro a los consumidores.

'Kill switch'. **PJM Interconnection** es la organización que supervisa el mercado energético en el medio oeste, donde ya han sufrido el problema de las subidas de precios. La preocupación de que se produzcan apagones está sobre la mesa y PJM ha propuesto que las tecnológicas creen sus propias fuentes de energía o acepten que se les corte el suministro si la red se satura demasiado.

No son los únicos que han planteado algo así. Ante la previsión de que la demanda se duplique para 2035, [Texas se aprobó una ley](#) el año pasado que contempla un 'interruptor de apagado' que permita desconectar a grandes consumidores, como los centros de datos, en momentos en los que la red esté bajo un "estrés extremo".

Qué dicen las tecnológicas. Como decíamos, a las empresas propietarias de estos centros de datos no les ha hecho mucha gracia la propuesta. La [Coalición de Centros de Datos](#), de la que forman parte empresas como Google, Microsoft y AWS, han afirmado que la propuesta es discriminatoria ya que los centros de datos necesitan una red fiable y estable. También alertan que el hecho de depender de sus propias reservas energéticas podría tener un impacto medioambiental negativo, al obligarles a usar soluciones como generadores diésel.

Tiempos de espera. Hay un escenario intermedio en el que las tecnológicas pueden obtener beneficios si aceptan estas condiciones. Como la infraestructura eléctrica no soporta tanta demanda, los centros de datos tienen que esperar varios años a ser conectados a la red, normalmente entre 3 y 5 años, aunque [ha habido casos de hasta 8 años](#). Southwest Power Pool, el operador de red en Texas, ha propuesto a los centros de datos un trato: darles acceso a la red más pronto a cambio de aceptar ser desconectados en momentos de alta demanda.

Según un [estudio reciente](#) financiado por Google, los centros de datos que tienen conexiones más flexibles (es decir, aquellos que construyen sus propias fuentes de energía y aceptan las desconexiones temporales) suelen conectarse a la red varios años más rápido que aquellos que no lo hacen.

Traiga su propia energía. A pesar de la reticencia ante ese botón de apagado, generar su propia energía es la solución más realista y hacia la que parece que se va a mover la industria. [Google compró hace poco una empresa eléctrica](#) con el fin de obtener su propia energía. Otras *big tech* Amazon, Microsoft, Oracle o xAI también están explorando [crear sus propias soluciones energéticas](#) como gas natural y placas solares.

Enel avisa del impacto en Endesa de “la presión política” para extender la vida de las nucleares

Cincodias.elpais.com, 14 enero de 2026

La multinacional italiana advierte a sus inversores de que “cualquier cambio futuro en el PNIEC podría afectar a la vida útil restante de las instalaciones” y a “la cuantía de los gastos asociados al desmantelamiento”



La central nuclear de Almaraz, Cáceres.

Enel, la eléctrica italiana dueña de Endesa, ya está anticipando a sus inversores, entre los que destaca el propio Estado transalpino (primer accionista de la compañía, con el 23,6% del capital), [el potencial impacto que podría tener](#) la extensión de vida de las centrales nucleares en España, uno de los temas capitales en los [enfrentamientos de política económica](#) entre Gobierno y oposición en España.

La energética hace hincapié en la situación del calendario pactado entre las empresas y Enresa, la Empresa Nacional de Residuos Radioactivos, en 2019, que contemplaba la clausura ordenada de los siete reactores activos entre 2027 y 2035. Según

documentación que ha remitido recientemente al mercado, Enel considera que “cualquier cambio futuro en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) podría afectar a la vida útil restante de las instalaciones nucleares de Endesa y, potencialmente, al calendario y la cuantía de los gastos asociados al desmantelamiento”.

En este sentido, la propietaria del 70% de Endesa explica en un prospecto de deuda remitido el pasado 23 de diciembre a la bolsa de Irlanda que “el PNIEC actualizado para el periodo 2023-2030, publicado en septiembre de 2024, no incluye cambios en materia nuclear respecto a la versión anterior. No obstante, las empresas propietarias de la central nuclear de Almaraz, el primer reactor cuyo cierre está previsto para 2027, presentaron una propuesta para extender la operación de la central hasta 2030, alegando motivos de seguridad de suministro y estabilidad del sistema eléctrico”.

Con este panorama, para Enel es importante la actual situación regulatoria en España ya que, según explica “a lo largo de 2025, ha habido presión política para reconsiderar el cierre del parque nuclear español”. Y es que partidos como **PP, Vox o Junts per Catalunya, que suman mayoría en el parlamento, se han mostrado favorables** al mantenimiento de las plantas atómicas y apostar por esta energía en los próximos años.

Lo que pueda ocurrir con las centrales nucleares en España es crítico para Endesa, y por tanto para **Enel y el Gobierno de Italia como propietario último de la utility española, que es una pata fundamental del grupo: aporta 1.000 millones de euros en dividendos al año aproximadamente**. Casi uno de cada cuatro euros de esta cantidad va a parar al Ministerio de Economía y Finanzas, actualmente controlado por el Ejecutivo de Giorgia Meloni.

Y entre los activos nucleares de Endesa, destaca la propiedad de casi la mitad del parque atómico nacional: Endesa es el segundo máximo accionista de Almaraz I y II y primer propietario de Ascó I y II y Vandellós, además de contar con una posición residual en Trillo. Es decir, que el futuro nuclear es clave también para el devenir de la compañía en los próximos años, ya que la generación nuclear es clave para cubrir una parte de la cartera de los clientes que tiene, la mayor de España junto con Iberdrola.

Además, también es importante el futuro nuclear en España para Enel desde el punto de vista contable. Actualmente, la energética tiene amortizadas varias plantas a 50 años, con lo que, de cerrarse antes de ese plazo, tendría que apuntar un deterioro contra sus resultados, a diferencia de lo que les tocaría hacer a sus competidores, que ya ajustaron los plazos de amortización. De esta manera, una ampliación de vida, supondría una ganancia extra, además de la reducción de la tasa a Enresa por el desmantelamiento.

De hecho, Endesa aguantó el tirón después de que se pactara el calendario nuclear hace seis años. Pese a la presión para que cambiara entonces la amortización de sus plantas, la compañía prefirió esperar al momento definitivo del cierre. Y el tiempo, en parte, le está dando la razón, ya que justo cuando había de tomarse la decisión definitiva de cierre, la cuestión está en el aire.

Negociaciones de alta tensión en 2025

El Gobierno, hasta ahora, no ha tomado ninguna decisión que contravenga el PNIEC. Sin embargo, durante el recién concluido 2025, **el Ministerio para la Transición Ecológica se abrió a estudiar una hipotética revisión del calendario** de cierre siempre y cuando se cumplieran tres condiciones: que fuera seguro desde el punto de vista de la seguridad nuclear, que también lo fuera en cuanto a la seguridad de suministro en España y que no tuviera un coste para el consumidor ni para el contribuyente. Es decir, que no podría haber una rebaja de impuestos.

Durante meses, las compañías eléctricas presionaron para que el Ejecutivo se aviniera a reducir la carga fiscal de esta tecnología como condición a la petición de una ampliación de vida de Almaraz, ya que las

decisiones sobre la clausura del primer reactor se deben tomar ya, dado que su cierre está previsto para noviembre de 2027.

La petición de rebaja de impuestos se produjo durante la primavera y el verano en un contexto altamente delicado, después de que el apagón del 28 de abril generase una fuerte tensión entre las partes con cruces de acusaciones de responsabilidad por el histórico incidente en el sistema eléctrico español.

Finalmente, [el departamento liderado por Sara Aagesen aguantó el tirón y las compañías propietarias de Almaraz, tal y como advierte ahora Enel, solicitaron la prórroga de la central extremeña hasta 2030](#). Sus esfuerzos sobre los responsables políticos, no en vano, no fue inocuo. Tanto la Comunidad Valenciana como la Junta de Extremadura, ambas gobernadas por el Partido Popular con el apoyo de Vox, se plegaron a reducir la carga fiscal autonómica impuesta a las nucleares.

Sea como sea, la situación aún es incierta. Tras la petición de prórroga de Almaraz de las eléctricas, el Ministerio para la Transición Ecológica dio traslado al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) para que estudie dicha prórroga. El organismo independiente ha solicitado más documentación a las empresas para evaluar este proceso. Dicha petición de prórroga no excluye la tramitación de cierre, por si finalmente se decidiera la clausura. Además, Enresa mantiene la contratación de los servicios necesarios para el desmantelamiento.

Sin embargo, en el sector se da por hecho que el CSN hará un informe favorable a la extensión de vida útil, condicionado a las inversiones necesarias para cumplir con la seguridad. Una vez se dé este paso, tendrá que ser el Gobierno quien tome la decisión de si cerrar o prorrogar. Dicha decisión, que se espera para este 2026, será uno de los movimientos más relevantes de la política energética nacional, ya que las empresas esperan que las prórrogas nucleares no acaben en Almaraz. De ahí el interés que Enel revela a sus inversores.

La cuestión es estratégica. Una prórroga nuclear permite a Iberdrola, Endesa y Naturgy mantener una posición de dominio sobre la generación eléctrica nacional frente a otros actores emergentes, muchos de ellos internacionales, que están apostando por las energías renovables. La partida afecta a miles de millones de inversión y, eventualmente, al coste de la factura que pagan los consumidores.

Misión imposible: esto es lo que falta a España para cumplir el PNIEC en solar, eólica y almacenamiento

elperiodicodelaenergia.com, 14 enero de 2026

El volumen de proyectos renovables en cartera supera ampliamente las metas fijadas, pero la potencia que realmente está en servicio sigue siendo insuficiente para garantizar el cumplimiento del plan

España encara la recta final hacia 2030 con un avance desigual en el cumplimiento de los objetivos energéticos recogidos en el [Plan Nacional Integrado de Energía y Clima \(PNIEC\)](#). A cinco años del horizonte marcado, los últimos datos oficiales de Red Eléctrica de España (REE), actualizados a 31 de diciembre de 2025, revelan una situación paradójica: el **volumen** de proyectos renovables en cartera **supera ampliamente las metas fijadas**, pero la **potencia** que realmente está en servicio sigue siendo **insuficiente** para garantizar el cumplimiento del plan.

Este escenario queda reflejado en el informe *Estado del acceso y conexión a la red eléctrica de la generación eólica y fotovoltaica y del almacenamiento respecto a los objetivos del PNIEC 2023-2030*, elaborado por el ingeniero industrial Carlos González Patiño. El estudio analiza con detalle la diferencia entre la potencia instalada, los proyectos que ya cuentan con permisos de acceso y conexión y aquellas



iniciativas que aún se encuentran pendientes de resolución administrativa, tomando como base los datos públicos de REE.

El PNIEC establece para finales de la década un sistema eléctrico profundamente transformado, con más de 62 gigavatios de potencia eólica, 76 gigavatios fotovoltaicos y 22,5 gigavatios de almacenamiento mediante baterías y bombeo hidroeléctrico. Para realizar una comparación homogénea con los datos de

acceso y conexión de la red de transporte, el informe descuenta los 3.000 megavatios de eólica marina y los 19.000 megavatios de autoconsumo fotovoltaico, al no estar reflejados en este ámbito. Con este ajuste, **los objetivos efectivos se sitúan en 59.054 megavatios eólicos y 57.277 megavatios fotovoltaicos conectados a red.**

La eólica es la tecnología que presenta un mayor desfase entre el objetivo y la realidad actual. A cierre de 2025, la potencia eólica en servicio alcanza los 32.775 megavatios, lo que **equivale a apenas un 56% del objetivo corregido para 2030.** Esto implica que **aún sería necesario poner en marcha más de 26 gigavatios adicionales en solo cinco años.** Para lograrlo, el sistema debería incorporar del orden de 5.250 megavatios eólicos anuales, una cifra muy alejada de los algo más de 1.000 megavatios instalados durante 2025.

Potencia en servicio y con acceso y conexión

Sin embargo, la escasez de proyectos no parece ser el problema. La suma de la potencia ya en servicio y la que cuenta con permisos de acceso y conexión permitiría alcanzar prácticamente el 100% del objetivo eólico del PNIEC, y si se añaden las solicitudes pendientes de resolución, la capacidad total superaría ampliamente la meta fijada. El verdadero cuello de botella se encuentra, por tanto, en la **capacidad real de ejecutar los proyectos y conectarlos a la red dentro de los plazos necesarios.**

La fotovoltaica ofrece un panorama más favorable. La potencia instalada sin autoconsumo supera ya los 36.000 megavatios, **cerca del 63 % del objetivo** ajustado para 2030. Además, el ritmo de despliegue reciente juega a favor de esta tecnología: **en 2025 se incorporaron cerca de 6.900 megavatios nuevos, muy por encima de los algo más de 4.200 megavatios anuales que serían necesarios para cumplir la senda marcada por el PNIEC.** La cartera de proyectos es, además, muy superior a los objetivos previstos, tanto en potencia con permisos concedidos como en solicitudes en tramitación, lo que refuerza la idea de que el desafío no reside en la planificación, sino en la integración efectiva de la nueva generación en el sistema eléctrico.

El autoconsumo fotovoltaico, aunque no se incluye directamente en la comparativa de acceso y conexión, también muestra un avance relevante pero insuficiente. A finales de 2025, la potencia estimada instalada ronda los 8.700 megavatios, lo que **supone aproximadamente el 46% del objetivo de 19 gigavatios previsto para 2030**, anticipando la necesidad de mantener políticas de apoyo estables en los próximos años.

Ritmo exigente en baterías

El mayor retraso se concentra en el almacenamiento energético, una pieza clave para garantizar la flexibilidad del sistema y permitir una elevada penetración de renovables. El PNIEC fija un objetivo conjunto de 22,5 gigavatios de potencia instalada, pero **la capacidad actualmente en servicio apenas supera los 5,4 gigavatios, lo que representa solo un 24% del total previsto.** Alcanzar la meta exigiría incorporar

más de 17 gigavatios adicionales en cinco años, a un ritmo muy exigente. De nuevo, la paradoja se repite: los proyectos con permisos concedidos y solicitudes en curso superan ampliamente el objetivo, pero el despliegue real sigue siendo muy limitado, especialmente en el caso de las baterías.

El informe advierte de que estas dificultades no pueden analizarse de forma aislada. **El cumplimiento del PNIEC depende también de que se materialicen otras previsiones que actualmente muestran desviaciones significativas, como el crecimiento de la demanda eléctrica, el despliegue del vehículo eléctrico, la electrificación de procesos industriales o el desarrollo de los biogases.** Sin una demanda suficiente y unas redes de transporte y distribución reforzadas, el sistema corre el riesgo de acumular proyectos renovables sin capacidad efectiva de conexión.

Planificación de la red

A esta situación se suma el retraso en la planificación de la red eléctrica. La planificación de transporte para el periodo 2025-2030 aún no ha sido aprobada definitivamente, y su desarrollo resulta imprescindible para acompañar el despliegue renovable previsto. Los largos procesos administrativos, la complejidad ambiental y la oposición social en determinados territorios añaden **incertidumbre a un calendario ya muy ajustado.**

En conjunto, los datos de REE y el análisis de Carlos González Patiño dibujan un escenario claro. España dispone de un volumen de proyectos renovables más que suficiente para cumplir los objetivos del PNIEC en eólica, fotovoltaica y almacenamiento, pero el verdadero reto de los próximos años no será planificar más, sino **ejecutar mejor y con mayor rapidez.** De lo contrario, el país podría llegar a 2030 con los objetivos definidos sobre el papel, pero sin los megavatios necesarios operando en el sistema eléctrico.

España bate el récord de generación eólica diaria el pasado viernes alcanzando casi los 457 GWh

elperiodicodelaenergia.com, 14 enero de 2026

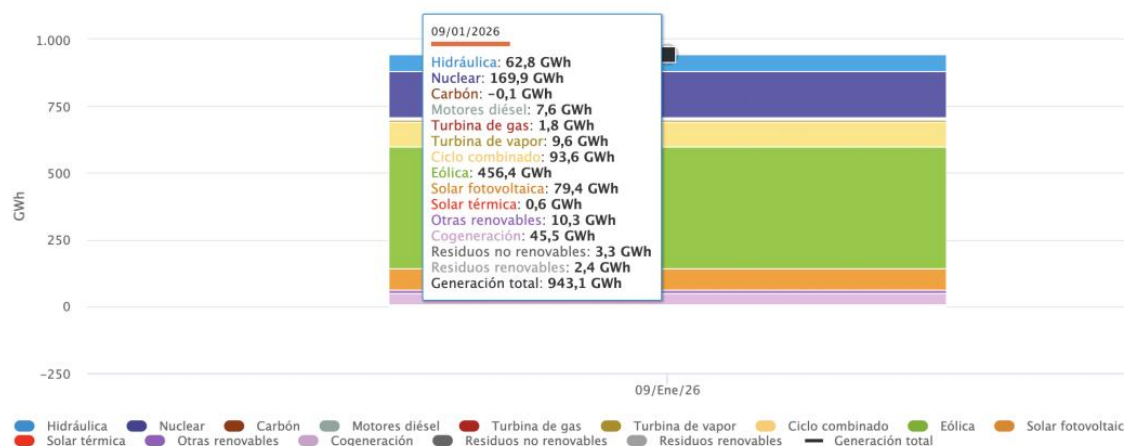
Ha tardado más de un año en volver a batir el dato de producción cuyo anterior récord se situó en noviembre de 2024

Las eólica está de enhorabuena. Fue la mayor fuente eléctrica en España por segundo año consecutivo en 2025 (sin contar el autoconsumo) tras generar casi el 22% de todo el mix anual.

Pues 2026 no ha podido comenzar mejor el año para la energía eólica. El pasado viernes, 9 de enero, registró un récord de producción tras generar 456,4 GWh durante todo el día.

Estructura de la generación por tecnologías (GWh) | Sistema eléctrico: Nacional

09/01/2026



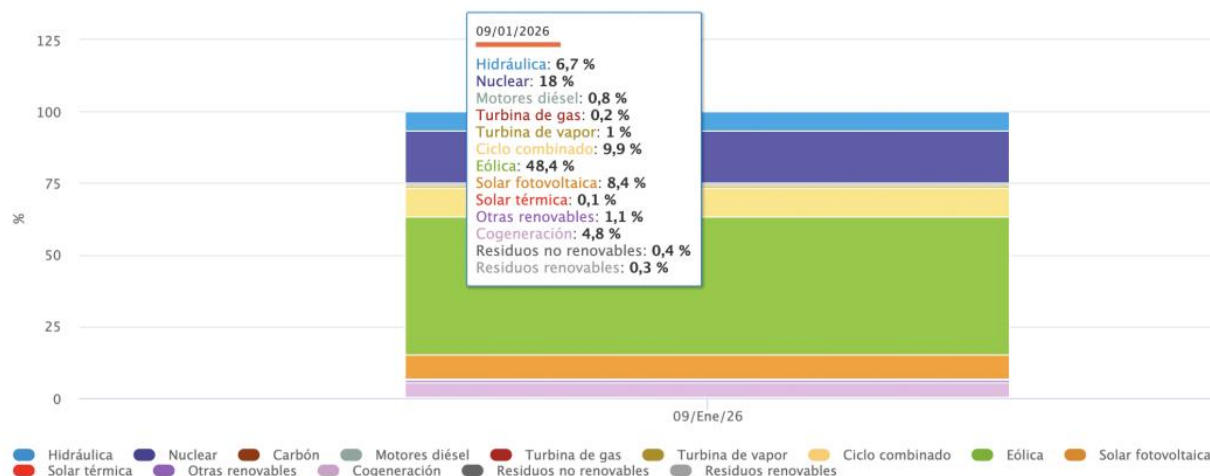
Según datos de Red Eléctrica y confirmado por el propio operador del sistema, la energía eólica ha batido un nuevo récord y además lo ha hecho por mucho. El anterior récord de la eólica estaba situado en los 441 GWh, una cifra que se dio el 21 de noviembre de 2024, es decir 14 meses después.

En este tiempo la eólica tampoco ha crecido mucho, alrededor de un gigavatio, pero le ha costado volver a registrar un nuevo récord de producción.

Ese mismo día 9, los 456 GWh de la eólica supusieron prácticamente la mitad de la generación eléctrica del día. La tecnología del viento alcanzó una cuota media superior al 48%.

Estructura de la generación por tecnologías (%) | Sistema eléctrico: Nacional

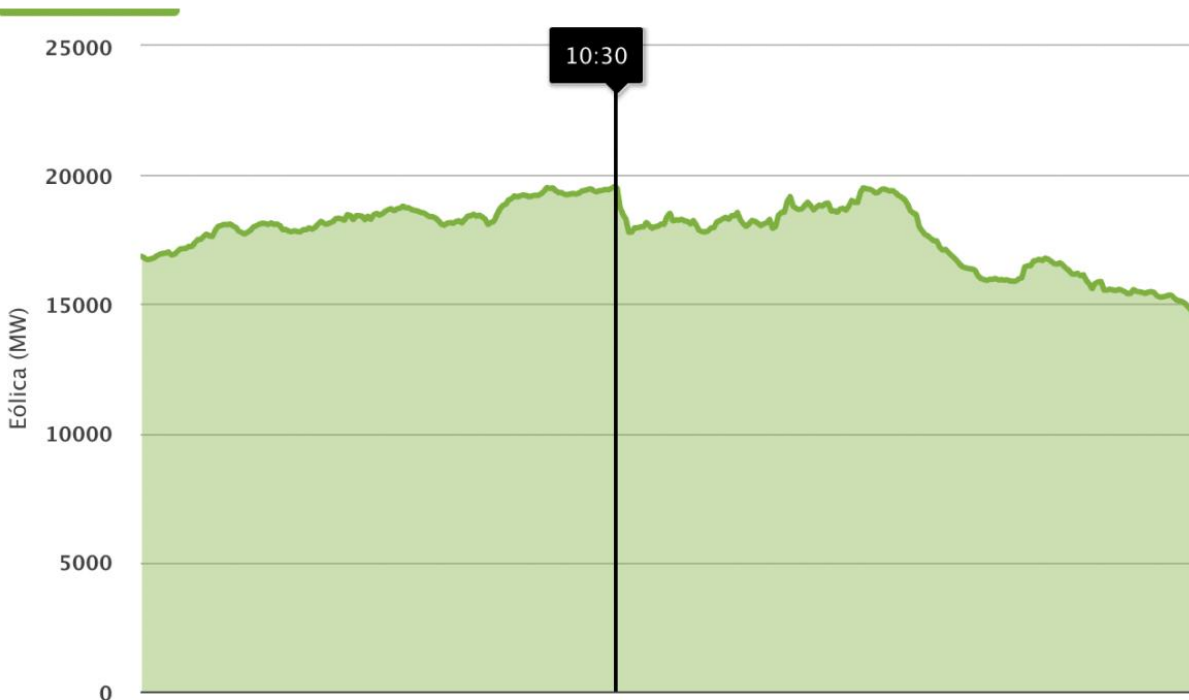
09/01/2026



Pero en cuanto a producción diaria máxima, es decir, la punta de generación no superó los 20.000 MW. Lo que sucedió es que prácticamente las 24 horas del día estuvo la producción entre 18 y 20 GW y eso hizo que la generación diaria se disparase hasta el récord.

La cuota máxima del día fue durante la madrugada cuando llegó a superar el 56% de la demanda.

Eólica 19.490



La UE da un tirón de orejas a España por los desequilibrios del sistema eléctrico

eleconomista.es, 14 enero de 2026

- *El aislamiento eléctrico y la falta de conexión gasista con Francia limitan el papel estratégico de España en la UE*
- *Cree que falta almacenamiento y flexibilidad por la elevada presencia de renovables*
- *Bruselas alerta de vulnerabilidades técnicas, la dependencia del gas y la exposición a riesgos climáticos extremos*



La Comisión Europea ha llevado a cabo un **test de estrés sobre la seguridad energética** de los distintos países europeos antes de analizar hoy el borrador de la **Estrategia de Seguridad Económica**. En dicho análisis, Bruselas identifica en España una **combinación de debilidades** que limitan su aportación a la seguridad europea y aumentan su **vulnerabilidad** ante episodios de estrés del sistema, especialmente en electricidad.

El principal punto débil que señala la Comisión es el **persistente aislamiento eléctrico de la Península Ibérica**. España continúa entre las regiones **menos interconectadas** de la UE, con intercambios transfronterizos muy por debajo de los objetivos comunitarios. Esta limitación reduce la capacidad del sistema español para **recibir apoyo externo en situaciones de crisis** y dificulta que la UE **aproveche el potencial de generación** existente en el país.

A esta carencia se suman **cuellos de botella** que afectan al sistema eléctrico y al gasista. Bruselas subraya que, pese a tener una de las **mayores capacidades de regasificación de GNL de Europa**, España no puede ejercer un papel estratégico pleno por la **insuficiente conexión con Francia**, lo que resta valor a unas infraestructuras clave durante la crisis del gas.

En el ámbito eléctrico, el documento destaca las **vulnerabilidades técnicas** evidenciadas por el **gran apagón del 28 de abril de 2025**, uno de los incidentes más graves registrados en la UE. Según la Comisión, el origen fue **multifactorial**, con problemas de control de tensión, oscilaciones del sistema y desconexiones automáticas, lo que revela **debilidades en la gestión de la estabilidad**.

Bruselas advierte además de los retos derivados de la **alta penetración de renovables variables** (solar y eólica). Aunque refuerzan la autonomía energética, la Comisión considera que los **mecanismos de flexibilidad, almacenamiento y control** no avanzan al mismo ritmo, lo que aumenta los **riesgos de inestabilidad**.

Otro elemento de fragilidad es la **interdependencia entre gas y electricidad**. El gas sigue marcando el precio de la luz en muchas horas, manteniendo una **fuerte vinculación entre la seguridad gasista y la estabilidad del mercado eléctrico**, con impacto directo en precios.

Mecanismos de solidaridad

El informe señala también una **experiencia limitada** en la aplicación de los mecanismos de solidaridad de la UE. España cumple formalmente, pero los acuerdos son **escasos y poco testados** en situaciones reales.

Por último, Bruselas subraya la **creciente exposición del sistema energético español a los riesgos climáticos extremos**. Olas de calor, sequías y fenómenos severos elevan la demanda eléctrica, reducen la aportación hidráulica y condicionan otras tecnologías, aumentando la **presión sobre el sistema en momentos críticos**.

Galán (Iberdrola) apuesta por la electrificación para lograr unos precios de la energía más estables

elperiodicodelaenergia.com, 13 enero de 2026

El presidente ejecutivo de la mayor eléctrica europea cree que las regiones tienen que apostar por energías autóctonas y aprovechar sus recursos



El presidente de Iberdrola, **Ignacio Galán**, ha participado en la **Abu Dhabi Sustainability Week**, la mayor cumbre de Oriente Medio y el Norte de África sobre energía y desarrollo sostenible, a la que asisten líderes políticos, empresariales y sociales de todo el mundo.

Galán intervino en el panel "Charging Ahead: Scaling Renewables for the Next Wave of Demand", junto con el CEO de Masdar, con la que Iberdrola tiene un **acuerdo** que ha supuesto ya coinversiones por 8.000 millones en parques eólicos marinos del Reino Unido y Gran Bretaña y los CEOs de la energética francesa Engie, Catherine MacGregor y la americana AES, Andres Gluski.

Ignacio Galán ha abordado el progreso de la electrificación en ámbitos como la movilidad eléctrica, las bombas de calor, la industria y, especialmente, los centros de datos y la inteligencia artificial y ha apostado por priorizar tecnologías autóctonas, competitivas y sostenibles en función de los recursos naturales de cada región. Para Galán, la electrificación es el mejor camino para tener precios energéticos más estables, más empleo y mayor sostenibilidad.

Redes

El presidente de Iberdrola, que este año celebra su **125 aniversario** consolidada como la primera eléctrica de Europa y una de las dos más grandes del mundo, destacó también el papel de las redes eléctricas para garantizar la seguridad de suministro y hacer posibles todas las ventajas de la electrificación.

De acuerdo con su plan, Iberdrola **prevé invertir más de 58.000 millones de euros hasta 2028**, principalmente en redes eléctricas de transporte y distribución en el Reino Unido y los Estados Unidos.



Nos importan las PERSONAS,
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Pensiones

Creemos en la NEGOCIACIÓN,
Ideas, Propuestas, Alternativas, Soluciones, Garantías

Trabajamos por un FUTURO mejor.
Empleo, Trabajo, Seguridad, Formación, Desarrollo



SIE_Iberdrola + SIE_Endesa + SIE_Naturgy + SIE_REE + SIE_Viesgo + SIE_CNAT + SIE_Engie + SIE_Nuclenor + SIE_Acciona Energía

SIE_Iberdrola+SIE_Endesa+SIE_REE+SIE_Naturgy+SIE_EDP+SIE_CNAT+SIE_Engie+SIE_Nuclenor+SIE_Acciona Energía 20

Unidos somos más fuertes