

Resumen de **Prensa** Sector Energético



Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

El sistema eléctrico sigue regularas: la CNMC vuelve a dar otra prórroga a las medidas para controlar la tensión

Elperiodicodelaenergía.com, 4 diciembre de 2025

Por segunda vez, la CNMC ha aprobado prorrogar estos cambios durante quince días. La primera prórroga tuvo lugar el pasado 18 de noviembre



El pasado 20 de octubre, la **CNMC** modificó temporalmente varios procedimientos de operación del sistema eléctrico, a petición de Red Eléctrica de España (REE), para reforzar la seguridad del suministro y reducir las variaciones bruscas de tensión.

Eso sí, no le permitió llevar a cabo el cambio más drástico que era sobre los ciclos combinados de las compañías eléctricas.

Por segunda vez, la CNMC ha aprobado prorrogar estos cambios durante quince días. La primera prórroga tuvo lugar el pasado 18 de

noviembre. Por lo que 60 días después de los episodios de alteración de tensión, el sistema eléctrico sigue manteniendo algunos problemas.

De acuerdo con Red Eléctrica, aunque el periodo de aplicación sigue siendo limitado, las variaciones registradas se habrían reducido (pero no eliminado) y no se ha detectado un incremento del coste para el consumidor, ni un impacto sobre el buen funcionamiento del mercado mayorista.

El impacto ya lo tiene el consumidor con el modo de operación reforzada que tiene un coste al año altísimo de miles de millones de euros.

Plan de trabajo

La resolución del 20 de octubre incluía la puesta en marcha de un plan de trabajo que analizara la situación con los agentes y con Red Eléctrica para reforzar la coordinación.

Se han mantenido reuniones para identificar las alternativas más adecuadas, en el corto y en el largo plazo, para reducir las variaciones de tensión una vez que finalice el plazo máximo previsto de las medidas adoptadas, el 20 de enero de 2026.

También se ha manifestado la necesidad de impulsar la implementación del nuevo servicio de control de tensión —que permite una gestión dinámica de la tensión—, de forma que se clarifiquen los requisitos y respuestas que se exigen en el servicio del P.O.7.4 y en el proceso de habilitación para dar este servicio.

Contar con nuevos recursos dinámicos para la prestación de este servicio es una herramienta fundamental para estabilizar las tensiones.

El Gobierno plantea una nueva retribución eléctrica para las islas que recortará 60 millones hasta 2031

Eleconomista.es, 5 diciembre de 2025

- *La bajada se debe a la caída del coste de arranque por combustible, que compensa la subida en mantenimiento*
- *Los cálculos se basan en auditorías de costes de Endesa y pruebas de rendimiento del operador del sistema*

El Ministerio para la Transición Ecológica ha sometido a consulta pública la orden con la que actualizará los parámetros técnicos y económicos que sirven de base para calcular la **retribución adicional a la**

producción eléctrica en los territorios no peninsulares durante el periodo regulatorio 2026-2031, con entrada en vigor prevista el 1 de enero de 2026.



Según el análisis económico incluido en el documento, el nuevo paquete de parámetros supondría, en términos agregados, una **"menor retribución" estimada de unos 10,5 millones de euros al año, alrededor de 60 millones para todo el periodo.** Dado que el extracoste de generación se financia al 50% con cargo al sistema eléctrico y al 50% con cargo a los Presupuestos Generales del Estado, el impacto se traduciría en un menor coste anual aproximado de 5,25 millones para cada una de esas dos vías de financiación.

La memoria detalla, no obstante, fija un ajuste con efectos contrapuestos entre conceptos. Por un lado, estima una mayor retribución por operación y mantenimiento variable de 6 millones (un 5,11% más que en 2020-2025) y un incremento de la retribución por operación y mantenimiento fijo de 79,6 millones (un 39% más). Por otro, **calcula una reducción muy significativa vinculada a los parámetros asociados a costes de arranque por combustible**, con una "menor retribución" estimada de unos 96 millones, si bien el propio texto advierte de que se trata de una estimación condicionada por factores como el precio de los combustibles, el uso real de los grupos y los cambios en el parque generador.

En el plano técnico, la actualización se apoya en el marco previsto en la Ley del Sector Eléctrico y en el Real Decreto 738/2015, y toma como insumo principal los informes de pruebas de rendimiento supervisadas por el operador del sistema y las auditorías de costes aportadas por las empresas titulares. En concreto, el documento señala que se han **considerado valores auditados presentados por Endesa** correspondientes a los ejercicios 2020 a 2024, además de información de pruebas disponible hasta el 12 de noviembre de 2025.

La memoria también incorpora decisiones específicas con impacto en los cálculos, como la **exclusión de la central Formentera 1 de determinadas magnitudes**, al indicar que recibió autorización de cierre definitivo y baja administrativa en mayo de 2025 y no formará parte del parque generador en el próximo periodo regulatorio.

Iberdrola se adjudica más de 170 millones en ayudas públicas para su gran apuesta por el almacenamiento energético

Eleconomista.es, 7 diciembre de 2025

- **Las ayudas irán a 11 baterías en Extremadura, Galicia y CyL, la mayoría híbridadas con solar y eólica**
- **Atlantica y Rolwind también son grandes beneficiarios de este reparto de fondos junto a Naturgy o Enel**



Iberdrola recibirá ayudas por más de 170 millones de euros para impulsar nuevos proyectos de almacenamiento energético en la primera convocatoria del IDAE cofinanciada con fondos FEDER 2021-2027. La compañía destinará 130 millones a cofinanciar 11 sistemas de baterías (BESS), 22 millones a tres proyectos industriales de almacenamiento térmico y 18 millones a la ampliación de un proyecto hidroeléctrico de bombeo.

Las 11 baterías se ubicarán en Extremadura (cuatro), Galicia (tres), Castilla y León (dos), Asturias (una) y Andalucía (una), con una

potencia media de 35 a 40 MW. Diez de ellas contarán con acceso compartido para aprovechar sinergias entre proyectos. En cuanto a su integración, cinco se hibridarán con fotovoltaica y otras cinco con eólica, mientras que una funcionará como instalación "stand-alone" (independiente).

En paralelo, Iberdrola desarrollará tres proyectos industriales de almacenamiento térmico que suman 190 MWh térmicos en Andalucía, la Comunidad Valenciana y Galicia, orientados a procesos de las industrias de alimentos y bebidas, cerámica y conservera. Además, la compañía ampliará la capacidad de la central de bombeo de Torrejón, situada entre los embalses de Torrejón-Tajo y Alcántara. Iberdrola España

La convocatoria del IDAE se articula en el marco del programa FEDER 2021-2027 y sus bases reguladoras (Orden TED/535/2025). En la propuesta de resolución definitiva publicada en sede electrónica, el documento fija una dotación FEDER final de 839,7 millones de euros y detalla el reparto por comunidades y tipologías (stand-alone, térmico, hibridado y bombeo). En esa propuesta, el IDAE también establece el procedimiento de aceptación de la ayuda, con un plazo de diez días hábiles desde la publicación y la exigencia de garantías vinculadas a la ayuda total del proyecto.

Otros adjudicatarios y proyectos destacados

Más allá de Iberdrola, la documentación de la convocatoria y los análisis sectoriales sitúan entre los grandes beneficiarios a Atlantica (ocho proyectos, 1.517 MWh y alrededor de 138 millones de euros) y a Rolwind, que concentra casi 70 millones con solo dos instalaciones stand-alone de gran tamaño: ST Palmosilla (200 MW y 885 MWh) y ST Cerrillo (77 MW y 340 MWh).

En el Anexo II de la propuesta de resolución definitiva figuran, de hecho, las sociedades vehículo ST Palmosilla y ST Cerrillo con una ayuda total propuesta de 34,99 millones de euros cada una. La lista de adjudicatarios incluye además a grupos como SAMCA, Ecoener, Aquila Capital, Naturgy o Enel Green Power, en un reparto que se ha ido ajustando tras el periodo de alegaciones.

En su comunicado, Iberdrola enmarca estas inversiones en su estrategia de respaldo a la electrificación y a la integración de renovables, combinando almacenamiento a gran escala (bombeo) y almacenamiento con baterías. La compañía destaca que cuenta con 4,5 GW de potencia instalada en almacenamiento hidráulico y de bombeo en la península Ibérica, y recuerda proyectos previos con baterías e hibridaciones en España. Iberdrola España

Las eléctricas ponen en duda que el recibo de la electricidad baje un 4,6%

Eleconomista.es, 8 diciembre de 2025

- *Sería del 4,95% para pymes, del 8,55% para la industria y el 9,91% para la electrointensiva*
- *La OCU calcula que la factura subirá 15 euros al año por el alza de la parte fija y el bono social*
- *Un alza de casi 1.600 millones en peajes y cargos regulados pone en jaque la bajada del recibo en 2026*

El Ministerio para la Transición Ecológica prevé que la factura eléctrica de los hogares caiga un 4,66% en 2026, lo que supondría cerca de dos euros al mes aproximadamente. Esta rebaja además se extendería hasta el 4,95% para las pymes, el 8,55% para la industria y el 9,91% para la industria electrointensiva.

La estimación del Ejecutivo se basa en el precio del mercado de futuros de OMIP, que sitúa la electricidad del próximo año en los 56,7 euros/MWh, frente a los 64,96 euros/MWh de media en 2025. Sin embargo, la previsión oficial ha sido **recibida con escepticismo en el sector eléctrico**, que considera difícil que el mercado evolucione de acuerdo con lo que marca en estos momentos el mercado.



Para Astral Energie, por ejemplo, el precio medio mayorista en España rondará los 61 euros/MWh en 2026 o Ecoflow que lleva su previsión a una horquilla entre los 65 y los 85 euros. Según la OCU, las propuestas que se están planteando en 2026 harán que la parte fija de la factura eléctrica suba un 4,1%. Junto al incremento por la financiación del bono social (50%), **la factura final se encarecerá en 15,03 euros al año**. Y todavía no está claro si el sobrecoste de actuar en modo seguro que Red Eléctrica aplica desde el apagón puede acabar en la factura como un coste regulado.

Las dudas sobre la previsión del Gobierno proceden, en primer lugar, del propio funcionamiento del sistema. La entrada de renovables avanza a buen ritmo pero el actual modo reforzado limita su casación en el mercado mayorista, lo que está elevando los costes de gestión del sistema y arrojando a la basura miles de kilovatios producidos con energía renovable. Solo en 2025 **estos costes se acercarán a los 5.000 millones de euros**, una cifra inédita que presiona al alza las tarifas y, en caso de no desaparecer este modo de operación, podría incluso aumentarse en 2026. De hecho, la Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE) apoya la propuesta de que parte de estos servicios de ajuste del sistema se consideren un coste regulado y puedan financiarse con cargo a los peajes de las redes.

España acaba de batir los 140.000 MW de potencia instalada, de los que más de la mitad, 72.414 MW corresponden ya a generación solar fotovoltaica (39.367,5 MW) y eólica (33.046,5 MW) y se espera que la cifra siga subiendo lo que **introducirá una mayor presión al sistema**.

A ello se suma la evolución del gas natural. Aunque el precio se ha moderado en los últimos meses, la menor entrada de gas ruso y la **creciente dependencia del GNL estadounidense podrían tensionar la oferta** en 2026. El gas importado de EEUU es, históricamente, más caro que el proveniente de Rusia, lo que introduce incertidumbre sobre el coste marginal de los ciclos combinados, tecnología que marca el precio del mercado en una parte relevante de las horas del año.

La mayor presión procede, no obstante, de la parte regulada del recibo. Tanto la CNMC como el Ministerio han presentado **propuestas que elevan de forma significativa los peajes y los cargos** para 2026. El regulador plantea un aumento medio del 4,1% en la retribución de las redes, hasta 6.608 millones, con un incremento del 12,1% en el transporte y del 2,5% en la distribución. Paralelamente, el Ministerio propone elevar en 1.300 millones la retribución de las energías renovables incluidas en el régimen regulado, lo que supondrá un aumento de aproximadamente el 10,5% en los cargos. En conjunto, la parte regulada del sistema alcanzará los 12.516 millones de euros, casi 1.600 millones más que este año, según las cifras puestas en audiencia pública. Este incremento impactará directamente en el término fijo del recibo y reducirá la capacidad del descenso del precio mayorista para trasladarse a la factura final.

Con este escenario, algunas de las principales eléctricas consideran **improbable que la rebaja anunciada por el Gobierno llegue a materializarse**. Si el mercado mayorista no cae con fuerza, el aumento de los costes regulados puede encarecer la tarifa de 2026. Otra de las claves será la evolución de la demanda por un mayor autoconsumo.

La UE activa un plan de choque para conectar España y evitar la pérdida de la mitad de su consumo eléctrico en renovables

Eleconomista.es 8 diciembre de 2025

- ***El plan "Energy Highways" busca desbloquear 8 corredores para generar ahorros de 40.000 millones anuales***
- ***Bruselas advierte que sin acción, el 45% de la capacidad de transmisión no estará lista para 2030***
- ***La iniciativa se topa con un encarecimiento del 76% en los proyectos de interconexión con Francia***



La Comisión Europea presentará este miércoles un nuevo plan para **acelerar las interconexiones eléctricas con Francia**. La iniciativa llega después de las quejas de España y Portugal en mayo, apenas unas semanas después del apagón que dejó sin suministro a cerca de 60 millones de personas en la Península Ibérica.

La presidenta de la Comisión, Ursula von der Leyen, hizo suya esta reclamación y la incluyó entre las medidas estrella de su agenda para este año en el discurso sobre el estado de la Unión. Ahora, Bruselas la aterriza en un paquete bautizado como "Energy Highways", que pretende agilizar los procedimientos de tramitación

para **desbloquear ocho grandes interconexiones**. Según las estimaciones comunitarias, el impulso a estos corredores podría generar un ahorro de hasta 40.000 millones de euros al año e impulsar la economía en 18.000 millones de euros hasta 2030.

El documento, cuya versión definitiva se adoptará esta misma semana, señala como **prioridad absoluta "mejorar la integración de la Península Ibérica"** mediante nuevas interconexiones con Francia. Para ello, la Comisión aspira a reforzar sus poderes de planificación y a fijar calendarios concretos que permitan acelerar la obtención de los permisos necesarios.

Bruselas considera que **la limitada capacidad de intercambio a través de los Pirineos** es uno de los mayores cuellos de botella del mercado interior. A su juicio, esta restricción frena tanto la evacuación de nueva generación renovable como la convergencia de precios entre la Península y el resto del continente.

El paquete **no se limita al eje ibérico**. Incluye también interconexiones con Chipre, los Estados bálticos, los Balcanes y el Mar del Norte, llamado a convertirse en el gran 'hub' de enlaces 'offshore' en Europa.

En un borrador interno, el Ejecutivo comunitario admite que años de inversión insuficiente, retrasos administrativos y una planificación fragmentada han contribuido a que la electricidad en la UE sea más del doble de cara que en Estados Unidos o China, una brecha que —advierte— amenaza la competitividad y la seguridad de suministro. La Comisión alerta, además, de que sin medidas urgentes **el 45% de la capacidad de transmisión prevista para 2030 no estará construida a tiempo**, lo que podría traducirse en la pérdida de hasta 310 teravatios hora (TWh) de electricidad renovable para 2040. Esa cifra equivale a casi la mitad del consumo eléctrico anual de la Unión en 2023.

En paralelo, ACER, el organismo regulador europeo, **ha evaluado el avance de los proyectos incluidos en la primera lista** de Proyectos de Interés Común (PCI) y Proyectos de Interés Mutuo (PIM), donde se encuadran buena parte de las interconexiones de España con Portugal y Francia.

Pese al consenso sobre la urgencia de reforzar estos enlaces con Francia, la planificación española de la red de transporte 2025-2030 que prepara el Gobierno ya sitúa algunos de estos proyectos en un horizonte posterior. En concreto, **las dos nuevas conexiones por la zona central de los Pirineos no figuran entre las inversiones prioritarias**.

Los datos del informe de ACER reflejan, además, un fuerte encarecimiento de los proyectos en curso. Según sus cálculos, **las interconexiones eléctricas con Francia han aumentado su coste un 76%** entre 2022 y 2025, con una tendencia al alza asociada a la creciente demanda derivada de la electrificación. En términos agregados, los cuatro proyectos actualmente en marcha con Francia y Portugal han pasado de un coste estimado de 4.700 millones a 8.081 millones, es decir, 3.381 millones más que lo previsto hace apenas tres años.

Aun así, la Comisión ha vuelto a incluir estas infraestructuras en su reciente lista de Proyectos de Interés Común. Entre ellas figura el refuerzo entre Portugal y España a través del eje Beariz–Fontefría–Ponte de Lima, con nuevas subestaciones y ampliaciones de capacidad en ambos países. A este paquete se suman **dos nuevas interconexiones hispanofrancesas a través de los Pirineos**: la conexión entre Navarra y Landes y el corredor entre Aragón y Marsillon.

Bruselas presentará también **una guía de actuación con tres líneas principales**. La primera pasa por acelerar la planificación y la inversión anticipatoria en redes. La segunda busca mejorar la transparencia mediante mapas de capacidad y señales tarifarias horarias y geográficas que orienten la demanda y la localización de nuevos proyectos. La tercera plantea reformar los procesos de conexión con más digitalización, criterios de madurez, depósitos y reglas de "use it or lose it", además de habilitar conexiones flexibles cuando no haya capacidad suficiente.

Como palanca adicional, la Comisión abre la puerta a **priorizar proyectos con criterios objetivos** —y, en determinados casos, mediante subastas— para gestionar la escasez de capacidad sin incurrir en discriminación.

En el capítulo del hidrógeno, Bruselas señala también el "corredor suroeste", el eje Portugal-España-Francia-Alemania, como uno de los que deben acelerarse para **desplegar una red troncal de hidrógeno renovable**.

Acogida fría a la propuesta final de regulación de redes inglesa salvo Iberdrola que brinda por las inversiones reconocidas

Elperiodicodelaenergía.com, 5 diciembre de 2025

El mercado recibió la decisión final para el nuevo periodo regulatorio para las redes de transmisión con neutralidad. La tasa de rentabilidad financiera esta algo por debajo de lo esperado

El regulador inglés Ofgem presentó ayer el paquete regulatorio definitivo para el nuevo período RIIO-3 de las actividades de transporte de gas y electricidad, que abarca del 1 de abril de 2026 al 31 de marzo de 2031.

La filial de transmisión de la eléctrica inglesa SSE se adelantó ayer con una nota muy contenida, en la que daba la bienvenida a las mejoras del coste reconocido. Sin embargo, SSE añadía que "se requiere una evaluación detallada para determinar la viabilidad general de la inversión". National Grid posponía su respuesta a la regulación hasta principios del mes de marzo, que coincide con el inicio del periodo de reclamaciones a la autoridad de la competencia inglesa. Las acciones de SSE y National Grid iniciaron la sesión de ayer con caídas moderadas del 1%.

Por el contrario, **la eléctrica española Iberdrola** daba la bienvenida a las inversiones reconocidas y reafirmaba a su división de redes en el Reino Unido como "principal destino inversor para los próximos años".

Las buenas noticias: mejoran los gastos e inversiones reconocidas



En cuanto a propuesta final de reconocimiento de costes e inversiones ("totex"), se ha mejorado la propuesta de julio en casi £1.300 millones hasta los £10.300 millones. Ofgem había propuesto unas asignaciones base totales de £8.900 millones, £3.100 millones inferiores a las presentadas en los planes de negocio de los operadores. Esta diferencia estaba justificada por una impugnación de pruebas de £1.300 millones, que parece que el regulador ha decidido devolver a la asignación total, un ajuste de eficiencia de costes de £1.400 millones, y una impugnación de eficiencia continua de £400 millones.

También mejora el reconocimiento de inversiones, pues Ofgem ha aprobado una inversión inicial de £28.100 millones en transporte de gas y electricidad y de distribución de gas, un 16% más alto que la propuesta de julio. Esta inversión inicial se enmarca en un plan de inversión más amplio de unos £90.000 millones durante el nuevo período regulatorio RIIO-3.

La tasa de rentabilidad financiera algo por debajo de lo esperado

La tasa de retorno sobre capital de los accionistas (ROE) se fijó en el 5,7% real, sin incluir la inflación, para las actividades de transmisión eléctrica. Incluyendo el coste individual reconocido de la deuda y un apalancamiento del 55%, estos dos parámetros darían un retorno total ponderado del 5,62% real.

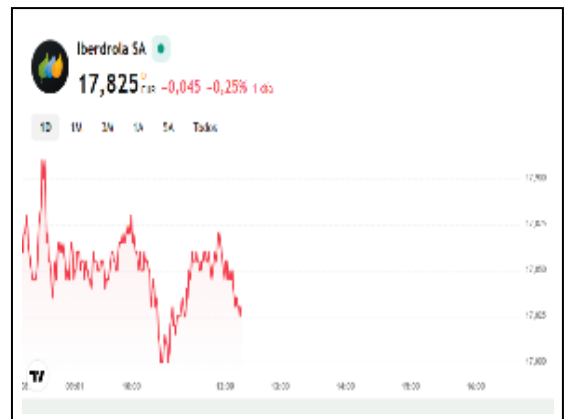
Según datos recopilados por el regulador inglés Ofgem, el consenso de los analistas esperaba un ROE real del 5,77 %, comparado con el 5,64% de la propuesta de julio. National Grid e Iberdrola UK aspiraban a un ROE real del 5,8%, mientras que SSE a un 6%.

Los inversores estaban convencidos de que la jurisprudencia establecida por la autoridad de la competencia inglesa, la CMA, ha tenido una influencia en la decisión final de Ofgem. Esta decisión se publicó después de la propuesta de julio y rebatía la tasa de rentabilidad financiera para el sector del agua, calculada por el regulador inglés, Ofwat. Teniendo en cuenta cambios en los parámetros como, por ejemplo, los tipos de interés, la CMA calculaba una tasa de retorno mayor que el regulador del agua.

Otros aspectos que podrían ser de inspiración para el regulador español

En cuanto al nuevo mecanismo de incentivos progresivos de "totex" (TIM), se mantienen las tres bandas de posibles escenarios de exceso o déficit de gasto. Por ejemplo, la banda 1 establece que sobre el primer 5% de cualquier gasto excesivo o insuficiente, los operadores de las redes de transmisión pagarían el 25% de cualquier gasto excesivo sobre ese primer 5% y, de igual manera, recibirían el 25% de cualquier gasto insuficiente sobre ese primer 5%.

En el ejemplo extremo de la banda 3, los consumidores pagarían todo el gasto excesivo adicional que supere el 15% y recibirían todo el gasto insuficiente adicional por debajo del 15%, respetando los acuerdos establecidos en las Bandas 1 y 2 que se aplican al primer 15%. Complicada regulación que podría servir de referencia a la CNMC, si quiere implementar un mecanismo de reconocimiento de "totex" en un futuro.



Acciona alerta al Congreso de EEUU de un parón en solar

Expansion.com, 8 diciembre de 2025

Las empresas solares advierten del freno a los permisos para desarrollar nuevos proyectos.

Acciona se ha sumado a una carta firmada por **143 empresas renovables** en la que alertan al Congreso y Senado de EEUU de que la **política energética de la Casa Blanca** y las últimas decisiones adoptadas por la Administración de **Donald Trump** pueden provocar un **parón de las inversiones en energía solar** que se traducirá en **menos empleos, riqueza para el país y precios de la energía más elevados**.

"Les escribimos para expresar nuestra preocupación por el memorando del 15 de julio del Departamento de Interior, que **genera una burocracia excesiva**, deteniendo en la práctica la tramitación de permisos para proyectos de energía solar. **Esta política retrasará o cancelará significativamente** el despliegue de la tan necesaria energía solar", detalla la misiva enviada a los líderes republicanos y demócratas de las Cámaras estadounidenses después que el Departamento de Interior de la Casa Blanca aprobase en julio **un norma que añade trabas** a la ya de por sí complicada situación de la industria renovable bajo la presidencia de Trump.



El memorando mencionado en la carta **exige una revisión rigurosa de los permisos de energía solar**. Las agencias federales están implementando esta directiva de una manera que equivale a una moratoria casi total a la concesión de permisos para cualquier

proyecto en el que el Departamento del Interior pueda participar, tanto en terrenos federales como privados", señalan las compañías.

Además de Acciona, en la lista de firmantes figuran fondos y corporaciones como **Apollo, Net Cero, EDF, Celestar Solar, CleanCapital, Greenfield Solar y LEAN Energy**, entre otros.

Acciona se encuentra entre las compañías que ha ralentizado el ritmo inversor en EEUU debido a la retirada de incentivos a las renovables. El grupo de los Entrecanales **mantiene congelados dos proyectos renovables en EEUU**, una decisión ya adoptada en mayo por la política arancelaria que penaliza la importación de componentes de, entre otros países, China. Ha paralizado la construcción de dos centros de almacenamiento de energía con baterías en Texas de 400 MW.

En EEUU, Acciona dispone de **1.300 MW solares** repartidos en diferentes plantas por el país. En 2022, el grupo compró en Texas proyectos solares equivalentes a 350 MW, con inversiones por **460 millones de dólares**.

El gasto en luz bate récords y tensa la guerra Iberdrola-Endesa-Redeia

Expansion.com, 8 diciembre de 2025

- **Iberdrola recibe luz verde para lanzar una megainversión de 14.000 millones en Reino Unido, la mayor de su historia**
- **El Gobierno promete bajar la luz hasta un 10% en enero**

La demanda de luz se recupera con fuerza tras años nefastos, lo que trastoca el sector en un momento en el que empresarial y políticamente todas las espadas están en alto por su reforma.



La demanda de luz en España va camino de batir este año un récord de crecimiento, con una tasa del **2,5% o superior**. Se pondría fin así a más de una década aciaga en la que el sistema eléctrico no ha levantado cabeza por una sucesión de adversidades, como la crisis del ladrillo, la de la pandemia del Covid o el caos energético por la guerra de Ucrania.

El hecho de que la demanda de luz vuelva a crecer con fuerza en España, **tensa la guerra desatada entre grandes eléctricas**, sobre todo **Iberdrola y Endesa, frente a Red Eléctrica**. Gran parte del argumentario de esa guerra, como

por ejemplo el **colapso que existe para conectarse a la red eléctrica, se basa precisamente en la falta o no de crecimiento de la demanda**.

Los datos del crecimiento de la demanda para el conjunto del año se desprenden de la **evolución entre enero y noviembre**, dados a conocer hace apenas unos días, y de las previsiones que se están haciendo a partir de ellos para diciembre.

La demanda eléctrica nacional experimentó en noviembre un ascenso del **2,7%** con respecto al mismo mes del año anterior, una vez descontados los efectos de temperatura y laboralidad. En términos brutos, **se estima una demanda de 20.728 gigavatios hora (GWh), un 4,2% superior a la de noviembre de 2024**.

En el acumulado del año, España ha registrado una demanda de **232.851 GWh, un 2,5% más** que en el mismo periodo de 2024. Una vez tenidos en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la demanda asciende un **1,2%** respecto al mismo periodo del año anterior.

El 'boom' del ladrillo

Los expertos señalan que diciembre suele ser un mes bastante equivalente a noviembre. Es muy previsible que el ritmo de crecimiento se mantenga, o incluso se supere el **2,5%** para el conjunto del año. **Se**

volvería así a los crecimientos que se producían en España a comienzos de este siglo en pleno boom del ladrillo. Tras la crisis inmobiliaria, la demanda empezó a decaer o empezó a tener altibajos alarmantes. En 2009 se produjo un batacazo del 4,6%, para luego recuperar un 2,5%, en 2010.

En 2020, año del Covid, la demanda se desmoronó un 5,5%. En 2021, el año post-Covid, repuntó un 2,5%.

Espadas en alto

Desde entonces, solo había descensos (-2,2% en el año 2022 o -1,5% en 2023) o estancamientos (0,8% en 2024). De confirmarse la tendencia de crecimiento, **España podría cerrar el año con una cifra cercana a los 254.000 GWh de consumo eléctrico, cifra que no se alcanzaba desde 2021.** El tirón en la demanda llega en un momento especialmente delicado en el sector energético, porque España se enfrenta a una reordenación completa de su sistema eléctrico para intentar subsanar sus deficiencias. Desde el apagón todas las espadas están en alto, entre las empresas, entre éstas y el Gobierno y el regulador, la **Comisión de Competencia (CNMC)**, y entre ésta y el Ejecutivo. En liza también han aparecido otros protagonistas, como los **centros de datos y los Gobiernos autonómicos.**

La pescadilla

Las eléctricas argumentaban que la demanda no crecía porque la red está saturada, porque el Gobierno no incentiva las inversiones para ampliarla y por el parón de Redeia, el holding del que cuelga Red Eléctrica, el gestor de la red troncal (alta tensión). **Los Gobiernos autonómicos del PP se abonan a esa tesis** añadiendo que ese colapso frena nuevos proyectos como los centros de datos.

Es como la pescadilla que se muerde la cola. **Como no hay inversión en red, se bloquean proyectos, y como se bloquean proyectos, no crece la demanda, y como no crece la demanda, hay todavía menos incentivos para invertir en la red.**

LAS RENOVABLES SUPERAN EL APAGÓN

Las renovables siguen siendo la fuente mayoritaria de producción eléctrica en España. Entre enero y noviembre han supuesto el 56,1%, casi lo mismo que entre enero y noviembre de 2024, cuando aportaron el 56,6%. Superan así un año especialmente crítico. A raíz del apagón del pasado 28 de abril, desde algunos ámbitos se cuestionó la capacidad del sistema eléctrico español para seguir absorbiendo producción de renovables. Independientemente de que ese día hubo distintos problemas para controlar los vaivenes de tensión que provocan las renovables, lo cierto es que, en conjunto, su producción se ha mantenido. Del 56,1% de cuota, las instalaciones eólicas, con el 21,4%, son las renovables más relevantes, seguidas de las fotovoltaicas, con el 19,3%. Con respecto al año pasado, hay un ligero retroceso de las eólicas y un sensible repunte de las fotovoltaicas, ya que en 2024 suponían, respectivamente, el 22,8% y el 17,3%.

EY, DELOITTE, PWC Y KPMG INSTAN A INVERTIR MÁS EN REDES ELÉCTRICAS

El sector energético español lleva dos años enzarzado en el debate sobre la saturación de la red eléctrica. La polémica es doble. Hay más producción de luz de la que es capaz de absorber la red (sobre todo renovables) y también hay más demanda de conexiones para consumo de las que caben (sobre todo para centros de datos). Pero el problema con la red eléctrica (como con cualquier infraestructura) siempre es el mismo: el dilema de que es primero, ¿la gallina o el huevo? ¿Debe España invertir localmente en nuevas redes y correr el riesgo de pasarse y que luego queden ociosas? ¿O debe ajustar al máximo la inversión en red a riesgo de quedarse corto y perder crecimiento económico? En los últimos meses se han ido sucediendo informes de las grandes consultoras, EY, Deloitte, PWC y KPMG, algunos patrocinados por las eléctricas, en los que se reclama más inversión en redes, para aumentarlas y/o modernizarlas, vía digitalización o IA. El último en aparecer ha sido uno de Hitachi Energy, filial del gigante nipón Hitachi. Dice que España es uno de los países europeos más afectados por la congestión de la red. Junto a Aurora Energy Research, estima que en 2025 se perderán 892 GWh de energía renovable, equivalente casi al consumo de la ciudad de Zaragoza.

Alerta en Bruselas: la inseguridad jurídica y una rentabilidad desfasada ahuyentan la inversión en la red eléctrica española

Eleconomista.es, 10 diciembre de 2025

- *España incumple la directiva europea mientras su modelo de rentabilidad se basa en valores de hace una década*
- *La parálisis regulatoria amenaza con convertir la red en un cuello de botella para la electrificación del país*
- *El informe de E.DSO y Geodes denuncia planes de inversión paralizados y una inseguridad jurídica que frena la transición verde*

España se ha convertido en una de las economías europeas con **peores condiciones regulatorias para el desarrollo de las redes de distribución eléctrica**, según el informe conjunto de E.DSO y GEODE, las asociaciones que representan a los operadores de distribución en Bruselas. El documento, que compara los marcos regulatorios de Austria, Finlandia, Irlanda, Italia, Polonia, España y Suecia, sitúa a nuestro país en la parte baja de la tabla debido a la inestabilidad normativa, los retrasos administrativos y la ausencia de señales claras para la inversión.



El diagnóstico es contundente. España opera en **un entorno regulatorio marcado por la incertidumbre**, con los planes de inversión de 2023-2025 aún pendientes de aprobación y la remuneración de las distribuidoras desde 2023 sin publicar. A ello se suma la práctica de realizar inspecciones ex post sobre inversiones ya ejecutadas, sin criterios predefinidos, lo que prolonga los plazos de recuperación de costes y añade inseguridad jurídica. El resultado, según el documento, es un marco que "debilita la confianza de los inversores y ralentiza las inversiones necesarias para la transición energética".

El informe destaca que España **no ha implementado todavía las obligaciones de la Directiva Europea 2019/944**, que exige planes nacionales de desarrollo de la red y mayor transparencia hacia los consumidores. La falta de estos instrumentos estratégicos agrava la desconexión entre la planificación energética y la regulación económica, en un momento en que la electrificación exige inversiones aceleradas en digitalización, refuerzo y automatización de la red.

El contraste con otras economías es notable. **Italia y Austria aparecen como referencias en la materia**: cuentan con ciclos regulatorios multianuales, mecanismos de ajuste preestablecidos y procesos de consulta estructurados que aportan visibilidad a largo plazo. Ambos países han logrado alinear planificación, financiación y marcos de incentivos, lo que se traduce en una ejecución más fluida de inversiones y en una mayor coherencia con los objetivos de descarbonización.

En cambio, España acumula elementos que dificultan la toma de decisiones de inversión. El informe subraya que **la metodología española para calcular la rentabilidad regulada (WACC) y la base de activos (RAB) está "desfasada"**, ya que se basa en valores de 2011 que no reflejan los costes actuales. Incluso la propuesta de WACC para el próximo periodo (2026-2031) seguiría por debajo de los estándares internacionales, lo que reduce el atractivo del sector y complica la financiación de las infraestructuras necesarias.

Según el análisis, esta combinación de incertidumbre puede convertir a la red española en **un cuello de botella para la electrificación**.

Una red de distribución infrautilizada y saturada: ¿cómo es posible?

Elperiodicodelaenergía.com, 10 diciembre de 2025

España tiene por delante una oportunidad histórica: transformar una red de distribución administrativamente saturada pero físicamente infrautilizada en una palanca de competitividad, electrificación y reindustrialización

Desde septiembre de 2025 conocemos un dato preocupante: **más del 82% de las subestaciones eléctricas de la red de distribución española no disponen de capacidad para conectar nueva demanda**. Esta información, publicada por las empresas distribuidoras a instancias de la CNMC, se ha convertido en uno de los principales cuellos de botella para el desarrollo económico del país. Está frenando proyectos industriales, promociones de vivienda y la expansión de infraestructuras críticas como centros de datos o puntos de recarga para vehículos eléctricos.

Pero cuando analizamos el uso real de esa red supuestamente saturada aparece una paradoja difícil de ignorar. Con una demanda peninsular prevista en distribución para 2025 de 215.791 GWh y una potencia facturada de 178.282 MW, la utilización media de la red se sitúa en apenas **1.210 horas equivalentes al año**.

La situación es aún más llamativa si pintamos una curva ordenando las horas de mayor a menor potencia utilizada: la red solo se acerca a su capacidad máxima durante menos del 10% de las horas del año. O dicho de otra manera: **tenemos una red que “no puede” admitir más demanda, pero que el 90% del tiempo trabaja muy por debajo de su capacidad nominal**.

Dos claves para entender la paradoja

Esta aparente contradicción, saturación administrativa e infrautilización física, responde a dos circunstancias estructurales del sistema eléctrico español.

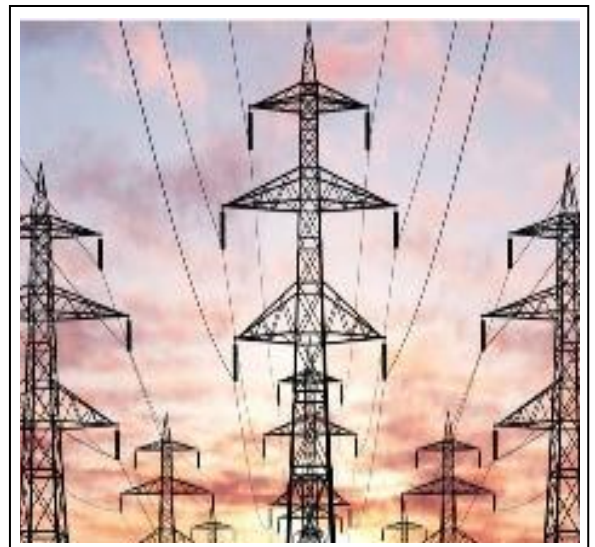
1. Acaparamiento de potencia con coste y riesgo limitados

Existe un volumen muy relevante de potencia concedida por las distribuidoras que todavía no se ha materializado en utilización efectiva. Este fenómeno tiene tres caras.

Primera, proyectos industriales, promociones inmobiliarias o instalaciones de generación en distintas fases de desarrollo. Han obtenido permisos de acceso y, por tanto, han “reservado” capacidad en las subestaciones, pero las obras no han empezado, la tramitación administrativa se alarga o el proyecto se retrasa por motivos técnicos o financieros. Esa potencia concedida pero no contratada ocupa espacio en el sistema y **bloquea el acceso a otros proyectos listos para ejecutarse**.

Segunda, el acaparamiento especulativo. Algunos agentes han solicitado derechos de acceso sin intención clara o inmediata de utilizarlos, confiando en su futura revalorización o buscando simplemente **impedir la entrada de competidores**. Es una práctica difícil de cuantificar, pero que contribuye de forma significativa a la sensación de saturación.

Tercera, incluso entre quienes sí han formalizado el contrato de acceso, existe una brecha considerable entre la potencia contratada y la realmente utilizada. Los datos de las tarifas industriales (6.x) son muy claros: la diferencia entre la potencia contratada en el periodo 6 (el más barato del sistema, que incentiva la contratación de potencia base) y la potencia efectivamente facturada **supera los 12 GW**. Es capacidad de red reservada, pagada, aunque a precio reducido, pero sistemáticamente infrautilizada.



2. Un criterio de asignación potencia firme desconectado de la realidad operativa

El núcleo del problema está en el propio diseño del sistema de asignación de capacidad. La potencia se asigna bajo un criterio de **firmeza absoluta**: se supone que cada usuario podría utilizar toda su potencia contratada las 8.760 horas del año y de forma simultánea al resto de usuarios.

Desde el punto de vista de la seguridad del suministro es un enfoque prudente. Pero **no tiene nada que ver con los patrones reales de consumo**, en los que la coincidencia de picos de demanda es mucho menor. La consecuencia es la infrautilización de la capacidad instalada en la red eléctrica.

Consecuencias económicas y climáticas

Esta situación tiene efectos económicos y sociales de primer orden. Proyectos con viabilidad técnica y económica quedan bloqueados por “falta” de capacidad, mientras que una red que todos pagamos vía peajes regulados funciona muy por debajo de su potencial, encareciendo innecesariamente el sistema.

Además, esta ineficiencia en la asignación de capacidad **ralentiza la transición energética y la electrificación de la economía**, justo cuando más falta hace acelerar ambos procesos si queremos cumplir los objetivos climáticos.

Hacia un modelo más eficiente: prioridad de uso y flexibilidad

Resolver la paradoja exige reformas profundas en el modelo de asignación de capacidad.

En primer lugar, la capacidad debería asignarse **a quien vaya a utilizarla antes, no a quien la pide antes**. Esto implica:

- Establecer ventanas temporales (por ejemplo, anuales) de forma que, si la potencia concedida no se contrata en plazo, se pierda y se penalice al solicitante.
- Introducir recargos sobre la potencia contratada pero no utilizada de forma persistente (por ejemplo, durante los últimos cinco años).
- A la vez, ofrecer incentivos para devolver capacidad no utilizada garantizando prioridad en una futura concesión si el proyecto finalmente se materializa.

Pero la medida con mayor impacto potencial es la **generalización de las conexiones flexibles** que liberen potencia en los periodos punta.

España tiene pendiente la trasposición del artículo 32 de la Directiva (UE) 2019/944 y del artículo 6 bis de la Directiva (UE) 2024/1711, que regulan el desarrollo de la flexibilidad en las redes de distribución europeas. La Circular 1/2024 de la CNMC abre la puerta a estas conexiones flexibles, pero deja su implantación en manos de las distribuidoras, que deben desarrollar las especificaciones técnicas.

El problema es evidente: estamos dejando la solución de una restricción crítica, la falta de capacidad para nueva demanda, **exclusivamente en manos de unas empresas cuyo incentivo legítimo, porque así lo marca la regulación, es invertir en redes para obtener un retorno financiero regulado**.

Invertir sí, pero también aprovechar mejor lo que ya existe

Es imprescindible invertir más en redes de distribución. Llevamos más de una década en la que la inversión en redes va muy por detrás de la inversión en generación y de los objetivos de transición energética. Para que esa inversión se produzca, la CNMC tendrá que aprobar para el periodo regulatorio 2026-2031 un marco retributivo suficientemente atractivo.

Pero seamos realistas: **nada de lo que se planifique hoy estará disponible antes de al menos cinco años**, dada la tramitación administrativa que sufren las infraestructuras eléctricas en España.

Por ello, **la única palanca con impacto real a corto plazo es liberar capacidad mediante conexiones flexibles**. La experiencia internacional lo demuestra: en Países Bajos, su despliegue en 2025 ha permitido incrementar en torno a un 40% la potencia asignada sobre la potencia pico firme utilizada hasta entonces.

Tres modalidades de capacidad flexible

Existen, al menos, tres modalidades claras para asignar capacidad flexible a la demanda:

1. **Por tramos horarios.** La demanda que acepta una conexión flexible no podría conectarse en las horas punta (primeras horas de la mañana y desde la tarde hasta medianoche). Es una medida sencilla, que no exige cambios regulatorios complejos ni grandes desarrollos tecnológicos. Podría ser una realidad en 2026 si Ministerio, CNMC y distribuidoras se alinean.
2. **Ante indisponibilidad de red.** La normativa de calidad exige a las distribuidoras que el fallo de un elemento de red (criterio N-1) no suponga interrupciones al consumidor, lo que les obliga a ser muy conservadoras en la asignación de capacidad. Muchos usuarios industriales estarían dispuestos a aceptar que el tramo flexible de su potencia se desconecte precisamente en esa situación excepcional de fallo N-1, especialmente aquellos que dispongan de almacenamiento de energía en sus instalaciones.
3. **Optimización en tiempo real.** La gestión dinámica de la capacidad flexible y de los recursos de generación permitiría incrementar de forma notable la utilización de la red de distribución: en algunas zonas del Reino Unido ya supera el 20%. Para ello es necesario digitalizar la red y crear **mercados locales de flexibilidad** que asignen el uso de esa capacidad flexible. Este enfoque situaría a España en la vanguardia de las redes inteligentes y abriría un círculo virtuoso: redes mucho mejor aprovechadas podrían conectar mucha más demanda y, al mismo tiempo, reducir los peajes unitarios.

Una oportunidad que no podemos dejar pasar

España tiene por delante una **oportunidad histórica**: transformar una red de distribución administrativamente saturada pero físicamente infrautilizada en una palanca de competitividad, electrificación y reindustrialización.

No la desaprovechemos por falta de altura de miras o de valentía para cambiar el paradigma de cómo se diseñan, se construyen y se operan nuestras redes eléctricas. La flexibilidad y el uso inteligente de la infraestructura existente no son una opción exótica: son la condición necesaria para que la transición energética sea, además de verde, posible y asequible.

Iberdrola, única empresa española entre las diez con mejor web corporativa de toda Europa

Elperiodicodelaenergía.com, 9 diciembre de 2025

El ranking, elaborado por la consultora internacional Comprend, clasifica las páginas web de las 500 mayores empresas europeas según su transparencia, funcionalidad y accesibilidad

Iberdrola se ha situado en el sexto puesto del ranking de mejores webs corporativas de toda Europa, siendo así la única empresa española en el 'top ten', según el informe **Webranking 2025-2026** de la consultora internacional Comprend.

Este estudio, referente en comunicación digital empresarial, elabora una clasificación de 500 empresas tras analizar más de 600 compañías del continente europeo.

Además, por segundo año consecutivo, el sitio web de la energética ha sido reconocido como el mejor del ámbito corporativo en España, según informó la compañía.

En concreto, Iberdrola ha obtenido 87,3 puntos sobre 100, lo que supone un incremento del 10% respecto a la edición anterior y más de un 95% frente a 2020.

A nivel europeo, esta progresión le ha permitido escalar nueve posiciones en la lista Europe 500, hasta colocarse en ese puesto número seis.

La energética señaló que la **web del grupo** destaca con un desempeño cercano o superior al 90% en la mayoría de las 10 secciones en que se divide el ranking, sin bajar nunca del 70%.

La página de Inicio y el área de Sostenibilidad sobresalen con casi la máxima puntuación posible, seguidas de cerca por Gobierno corporativo, Trabaja con nosotros y Accionistas e inversores, todas con muy buenos resultados.

La transparencia y gobernanza de Iberdrola



El estudio señala también como fortalezas el progreso en transparencia de la sección de Gobernanza, que sitúa a Iberdrola "en una posición sólida frente a sus homólogos y en línea con las crecientes expectativas de los grupos de interés", dijo la compañía.

A través de su Webranking, Comprend realiza un análisis comparativo de las webs corporativas de 638 compañías en Europa seleccionadas por capitalización bursátil en el índice Stoxx All Europe 800.

Cada año desde 1997, la consultora realiza encuestas a analistas, inversores, periodistas y solicitantes de empleo, entre otros, para conocer qué esperan de un sitio web

corporativo. Sus respuestas sirven para definir los criterios de evaluación del índice, que incluye un total de 264 parámetros de medición.

Las eléctricas alertan de que España se queda atrás en la hoja de ruta de redes eléctricas de Bruselas

Elperiodicodelaenergía.com, 10 diciembre de 2025

Creen que el modelo español, lastrado por la saturación de la red y la falta de incentivos, supone un paso atrás en la competitividad del país

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

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

Estas fuentes subrayan que el documento europeo reclama una **planificación** centralizada pero flexible, inversiones anticipadas y una gestión ágil de las conexiones a la red, mientras que en España el proceso de planificación sigue siendo "excesivamente largo y rígido" y el operador del sistema "no ha ejecutado" todas las inversiones previstas.

Además, denuncian la ausencia de un operador independiente y la "escasa coordinación" entre el Gobierno central y las comunidades autónomas, lo que, a su juicio, genera conflictos de interés y retrasos en proyectos estratégicos.

Inversiones sin materializar

Uno de los mayores focos de preocupación es la saturación de la red: de acuerdo con estas fuentes, **el 87% de los nudos está ya saturado, lo que dificulta la llegada de nueva industria y condiciona la electrificación de sectores como el transporte o la vivienda.**



En **2024**, menos del 10% de las solicitudes de conexión a la red de distribución fueron aceptadas, lo que habría dejado sin materializar inversiones por valor de 332.000 millones de euros y retrasado, entre otros ámbitos, el despliegue de puntos de recarga para vehículos eléctricos.

Las mismas fuentes recuerdan que la Comisión Europea insta a revisar las directrices para promover conexiones "más eficientes y rápidas", con criterios anticipatorios que permitan adaptar las redes a la futura demanda.

Tasa de retribución

En cambio, consideran que el marco retributivo propuesto para la distribución eléctrica en España va "en dirección contraria": la tasa de retribución planteada, del 6,58%, se sitúa por debajo de la de otros países europeos como Alemania (7,4%) o Irlanda (8,8%), así como de otros sectores regulados en España, lo que, a su juicio, desincentiva la inversión.

BlackRock coloca el 7% de Naturgy en tiempo récord con 5% de descuento

Expansion.com, 11 diciembre de 2025

- **BlackRock vende el 7% de Naturgy por 1.800 millones y desata la reorganización del capital**
- **Naturgy firma un acuerdo en EEUU de 4.000 millones y esquivo a Rusia**
- **Naturgy vuelve a la 'Champions bursátil' tras el éxito de su opa**



JP Morgan realiza en apenas unas horas una colocación masiva de acciones por 1.700 millones que marca el comienzo de una reordenación accionarial mucho más amplia.

GIP (fondo propiedad de BlackRock) ha vendido un 7,1% del capital de Naturgy por 1.703,4 millones de euros, con lo que su participación en la energética se sitúa ahora en el 11,4%.

En concreto, el fondo se ha desprendido de 68.825.911 acciones, a razón de 24,75 euros por título, mediante un proceso de colocación acelerada dirigido a

inversores **calificados del que se ha hecho cargo JP Morgan.**

El precio de venta, de 24,75 euros por acción, es inferior en casi un 5,4% al precio al que cerraron ayer las acciones de Naturgy (**26,16 euros por título**).

Es un descuento habitual en este tipo de transacciones, realizadas de forma exprés. JP Morgan comunicó ayer a avanzadas horas de la tarde que iniciaba el proceso de colocación, que **ha realizado en apenas doce horas.**

En otras ocasiones, el proceso de colocaciones aceleradas (como se conocen técnicamente), suelen llevar al menos un día.

GIP ha asumido un compromiso de no disposición de acciones ('lock-up') de 90 días una vez completada la operación, **sujeto a las excepciones habituales aplicables a este tipo de transacción.**

Este movimiento consolida a Critería como principal accionista de Naturgy, con el 23,96%. El fondo CVC, en alianza con la familia March, tiene el 18,58%, y pasa a ser segundo máximo accionista, mientras que el fondo australiano IFM se erige en el tercer máximo accionista, con el 15,17%.

Es más que probable que la venta del 7% de Naturgy que acaba de realizar GIP **sea solo el comienzo de más movimientos en el capital de Naturgy**, que inicia así una completa reordenación accionarial.

Europa debe integrar su mercado energético

Expansion.com, 11 diciembre de 2025

- **Bruselas impulsa autopistas energéticas para conectar a España y presiona a París**
- **Iberdrola y Endesa alertan: España ha perdido 332.000 millones de inversión**



Las conexiones transfronterizas son clave para que la UE pueda relanzar su competitividad.

Uno de los lastres permanentes que arrastra Europa es su dificultad para avanzar con mayor velocidad en la integración de sus mercados, lo que penaliza la economía del conjunto. Precisamente uno de esos mercados, quizás de los más importantes, es el energético, que padece una deficiente interconexión entre los Estados miembros que dificulta que circule de forma eficiente la energía que podría contribuir a abaratar los costes energéticos, con lo que eso supondría en términos de mejora de la competitividad para la totalidad del

tejido productivo de la Unión Europea, que está perdiendo la batalla de la productividad frente a otras importantes zonas del mundo como China y Estados Unidos.

La Comisión Europea quiere poner fin a este problema impulsando un ambicioso programa de autopistas energéticas que acaben de una vez por todas con este cuello de botella. No va a resultar fácil porque no es la primera vez que Bruselas se fija el propósito de impulsar las conexiones energéticas y fracasa. De hecho, la Comisión ya había establecido anteriormente el objetivo de alcanzar una interconexión del 15% entre los Estados miembros antes de 2030, pero las barreras burocráticas unas veces o la propia resistencia de algunos Estados otras han acabado frustrando esta meta.

Uno de los países que más se resiste precisamente a incrementar esas conexiones es Francia, que históricamente ha arrastrado los pies a la hora de poner en marcha nuevas líneas de conexión eléctrica con la Península Ibérica, lo que ha provocado que España y Portugal sean prácticamente islas en términos energéticos en el conjunto de Europa. El problema para la Comisión Europea es que no parece que el gobierno de París esté dispuesto a modificar su comportamiento. En su proyecto de planificación energética para 2035 Francia ha excluido los enlaces transfronterizos, lo que es toda una declaración de intenciones. Bruselas va a tener que presionar si quiere llevar adelante un proyecto que, además de por las mejoras de costes, es esencial también para reforzar la seguridad de suministro y reducir vulnerabilidades en todo el continente.

El problema está identificado y la solución ya debería estar en marcha. Incluso, en estos momentos, la Unión Europea dispone de los fondos para ponerlo en marcha. Ya sólo falta que vencer la resistencia de algunos países a ceder soberanía en aras de un interés mayor.

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