

# Resumen de **Prensa**

## Sector **Energético**



Sindicato  
Independiente  
de la Energía

Nos importan  
las PERSONAS

Creemos en la  
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para  
construir un  
FUTURO mejor

# EDP prevé invertir 670 millones en redes en España para impulsar sus beneficios y dividendos en 2028

Cincodias.elpais.com, 6 noviembre de 2025

**La compañía anuncia una inversión a nivel mundial de 12.000 millones para los próximos tres años y se enfocará en EE UU y en redes en la península Ibérica. Congela la venta de renovables en España**



La energética portuguesa EDP prevé invertir 670 millones de euros en redes en España entre 2026 y 2028. Esto supone un incremento del 14% respecto a su plan anterior (2024-2026), cuando se proyectaron 590 millones de euros. Con esta inversión, la eléctrica lusa prevé elevar sus activos en líneas de baja tensión españolas - concentradas en Asturias y Cantabria- hasta los 2.000 millones de euros (un 7% más que en 2024).

La empresa califica sus previsiones para España como un “ambicioso plan de inversión”, según ha remitido al regulador de la bolsa portuguesa (CMVM). Cabe destacar que la inversión en redes está limitada por la regulación nacional, aunque el Ministerio para la Transición Ecológica ha elevado recientemente estos topes para estimular la electrificación y la llegada de proyectos inversores a España.

EDP prevé que, de esos 670 millones, el 35% (unos 235 millones) vayan para modernización de sus líneas y a la espera de que el consumo eléctrico crezca un 12% hasta 2030. Otros 235 millones se dedicarán a digitalización de la red. El 10% restante (67 millones) será para dotar de mayor resistencia de las redes para que estén mejor preparadas ante el aumento de los fenómenos meteorológicos extremos. Y por último, habrá un 20% de la inversión (unos 134 millones) para apoyar la electrificación y la descarbonización en España.

Tras la presentación de su plan, EDP ha caído en bolsa un 6,6%, después de un rally bursátil en el último año en el que la acción ha pasado de 2,88 euros a principios de abril hasta los casi 4,40 euros antes de la apertura de mercado de este jueves. Fuentes del sector señalan que le puede estar lastrando un litigio fiscal en Portugal por el que le relaman alrededor de 350 millones de euros por impuestos de los activos hidroeléctricos vendidos a Engie.

Este plan de inversión se produce pese a las quejas de las eléctricas por la tasa de retribución financiera propuesta por la CNMC para los próximos seis años. El regulador ha propuesto un 6,58% para dicha tasa que se tiene que aprobar antes de final de año, cuando el sector esperaba al menos un 7%. En Portugal, la propuesta de tasa de retribución a las redes, que aún no es definitiva, es del 6,3%.

La compañía ha decidido focalizar sus esfuerzos en las redes para los próximos tres años y poner las renovables en *standby*, que había sido el principal vector de crecimiento en los planes anteriores. De hecho, la empresa ha decidido congelar la rotación de activos verdes en España, ya que la difícil coyuntura de mercado les lleva a posponer sus planes de ventas, dada la bajada de valoraciones.

A nivel global, EDP prevé invertir 12.000 millones de euros. Su principal foco estará en EE UU, [al igual que otras grandes utilities como Iberdrola](#). También la rotación de activos, que se eleva hasta los 5.000 millones de euros, vendrá en su mayoría del gigante norteamericano. El plan anterior, de 2024 a 2026, preveía invertir 25.000 millones

A nivel de redes, también prevé aumentar su inversión en Portugal. La empresa, cuyo máximo accionista es el Estado chino con el 21,4% del capital social, prevé invertir 1.800 millones de euros en las redes de su país hasta 2028.

Con estos planes, la firma asegura que mejorará la rentabilidad. Según destaca la empresa en un comunicado “se espera tener un resultado neto en aumento de alrededor de 1.200 millones de euros en 2025

y 1.200-1.300 millones en 2026 al entorno de los 1.300 millones de euros en 2028 (+8% frente a la estimación para 2025), mejorando el perfil de calidad de los resultados con un menor peso de las ganancias por rotación de activos y un mayor peso de los mercados regulados y con calificación A”.

Todo ello, “permitirá un aumento del dividendo mínimo a 0,21 euros por acción hasta 2028 (+5% frente a 2025), con un intervalo objetivo de distribución de dividendos entre el 60-70% a lo largo de 2026-2028, garantizando una rentabilidad atractiva para los accionistas” añade EDP. Además del estado chino, entre los propietarios de EDP destaca Opidum (vehículo propiedad de Unicaja y la familia Masaveu que ostenta el 6,82% del accionariado).

En cuanto al beneficio bruto de explotación, la firma espera pasar de 4.900 millones en 2025 a 5.200 millones de euros en 2028, lo que supone un incremento del 6%. Para lograr estas cifras, EDP también prevé ajustarse el cinturón. La firma explica que buscan “impulsar la eficiencia y la agilidad en todo el negocio, manteniendo la competitividad con un opex (costes de mantenimiento) nominal estable de alrededor de 1.900 millones de euros a lo largo del plan [...] respaldado por la automatización, la robotización y la gestión del rendimiento de los activos con la IA como facilitador de la mejora de la eficiencia”. En cuanto la optimización financiera, esperan que la deuda se reduzca en 1.000 millones de euro en estos tres años, pasando de 16.000 millones ahora a 15.000 millones en 2028.

## Naturgy regresa a los índices MSCI y vuelve al radar de grandes inversores

Eleconomista.es, 6 noviembre de 2025

- **Fue excluida de estos índices en el mes de febrero de 2024**
- **La compañía ha realizado varias colocaciones para elevar su 'free float' al 18,7%**
- **La liquidez de sus acciones ha aumentado significativamente**



Naturgy ha logrado uno de sus objetivos marcados: **volver a los grandes índices que elabora MSCI** (Morgan Stanley Capital International). La compañía **fue excluida de estos indicadores en febrero del año pasado** y ha sido incorporada en esta revisión trimestral. Su regreso a estos índices supone entrar de nuevo en el radar de grandes fondos de inversión y de pensiones que se fijan exclusivamente en ese caladero de compañías y de vehículos indexados que directamente replican a estas referencias.

El motivo de la exclusión en aquel momento no fue otro que el de tener un capital flotante inferior al establecido por MSCI. Es decir, que los títulos que se negociaban libremente, sin estar en manos de grandes accionistas de referencia, era insuficiente para el baremo que exige esta firma. Ante esta problemática, y la de una caída en la liquidez, Naturgy ha tratado de aumentar ese capital flotante o *free float*, de manera que la compañía **realizó una colocación acelerada por el 5,5%** en mercado el pasado mes de agosto para liberar así acciones después de haberlas adquirido a sus grandes accionistas en una autopista. Posteriormente, en octubre lanzó otra colocación acelerada por un valor del 3,5% del capital.

Tras estos movimientos, **ya se intercambian libremente un 18,7% de las acciones** de la compañía. En su plan estratégico 2025-2027 estaba contemplado este aumento del *free float*, después de que el porcentaje se hubiera reducido considerablemente en los últimos años a raíz del peso que han ido tomando grandes accionistas como Criteria Caixa o los fondos CVC, GIP o IFM.

El incremento del capital flotante **ha favorecido su liquidez**, y así lo reflejan los números. Los títulos de Naturgy han movido 22,9 millones de euros de media al día en los últimos tres meses, según datos de *Bloomberg*, casi el doble que lo que negociaron, por ejemplo, en el último trimestre del año pasado. Ahora se sitúa entre las 15 empresas con mayor volumen del **Ibex 35**; hace un año estaban en el puesto número 20.

MSCI no hace públicos los integrantes que componen su índice mundial, únicamente los que más ponderan de unas 1.300 empresas de 23 países desarrollados. Están presentes grandes empresas españolas como Inditex, Santander, Iberdrola, BBVA, CaixaBank, Aena, Ferrovial, Amadeus, Endesa o Telefónica, entre otras.

## EDP pide al Gobierno que aclare el calendario de cierre nuclear para evitar la incertidumbre de los inversores

Eleconomista.es, 6 noviembre de 2025

- **Recrimina que se utilice el apagón para defender la continuidad de esta tecnología**
- **EDP destinará 12.000 millones hasta 2028 y elevará dividendos y beneficios en pleno crecimiento de la demanda eléctrica**
- **El dividendo mínimo fijado será de 0,21 euros por acción**

El presidente de EDP, Miguel Stilwell, reclamó al Gobierno español que aclare su posición sobre el futuro de las centrales nucleares para evitar la incertidumbre que la falta de una decisión clara genera sobre el mercado para llevar a cabo inversiones en renovables o bombeos.

Para EDP, la permanencia de las centrales supone una ralentización de la entrada de renovables en el mix energético si no se produce un crecimiento acelerado de la demanda. Por ese motivo, reclaman que haya un decisión rápida que aclare el escenario existente.



La compañía, no obstante, no quiere romper la baraja con el resto de empresas del sector y, aunque asegura que las nucleares no está claro que sean imprescindibles para garantizar la seguridad de suministro, defiende que se pueda cambiar el calendario de cierre.

Para la eléctrica portuguesa, el apagón no debe utilizarse para defender la continuidad de las centrales nucleares.

Stilwell quita hierro a la falta de acuerdo en este asunto y asegura que en su caso la decisión se limita a la planta de Trillo que sería la última en cerrar y que podrían asumir cualquier cambio siempre que se mantenga la previsibilidad.

En la misma línea, Stilwell explicó que la inversión en redes en España podría incrementarse de forma notable si se mejora la tasa de retribución financiera prevista.

En el plan anunciado ayer, EDP espera invertir 670 millones de euros, pero podría incrementar esta cantidad entre 250 y 300 millones de euros si hubiese una mejora que acercase la tasa a la reclamación del 7%. Curiosamente, la tasa de retribución en Portugal se sitúa en el 6,33%.

EDP ha desvelado su Plan de Negocio 2026-2028 con un fuerte compromiso inversor de unos 12.000 millones de euros y una senda de crecimiento que incluye mayores beneficios y un incremento del dividendo mínimo hasta 0,21 euros por acción. La energética prevé que su resultado neto avance desde los 1.200 millones estimados para 2025 hasta cerca de 1.300 millones en 2028, mientras consolida una estrategia centrada en renovables y redes eléctricas para aprovechar el auge de la electrificación y el despliegue masivo de centros de datos en Estados Unidos y Europa.

El grupo anticipa una retribución al accionista más atractiva gracias a un perfil de resultados con menor dependencia de las plusvalías por rotación de activos y mayor peso de mercados regulados y con calificación A. EDP fija un rango de payout del 60 al 70 % entre 2026 y 2028, apoyado en una evolución financiera estable y en un crecimiento sostenido del negocio regulado y de las renovables

La hoja de ruta contempla inversiones por unos 7.500 millones de euros en EDPR, centradas en eólica, solar y sistemas de almacenamiento en baterías, con alrededor del 60 % destinado al mercado estadounidense. Otros 3.600 millones se enfocarán en redes eléctricas, principalmente en la Península Ibérica, junto con la ampliación de la producción flexible de electricidad y de la base de clientes en España y Portugal. La compañía sitúa así a las renovables y a las infraestructuras de red como los pilares de su crecimiento para los próximos años.

El plan mantiene la estrategia de reciclaje de capital con el objetivo de ingresar unos 5.000 millones mediante rotaciones de activos, a los que se sumarán desinversiones por valor de 1.000 millones para reforzar los mercados de mayor potencial. La rentabilidad de estas operaciones seguirá contribuyendo a sostener un crecimiento equilibrado y a financiar la nueva capacidad renovable y las inversiones en redes.

EDP también endurece su disciplina de costes. La compañía estima un OPEX estable en el entorno de los 1.900 millones durante todo el periodo y un ratio OPEX/margen bruto cercano al 26 %, gracias a la automatización, la robotización y la digitalización avanzada de los activos, donde la inteligencia artificial desempeñará un papel central en la mejora de la eficiencia operativa.

En materia financiera, el grupo reitera un EBITDA aproximado de 4.900 millones en 2025 y proyecta un crecimiento progresivo hasta el entorno de 5.200 millones en 2028, lo que representa un avance del 6 % respecto al próximo ejercicio. Este impulso vendrá del fuerte desarrollo renovable en Estados Unidos y del incremento de la inversión en redes en la Península Ibérica.

La deuda neta se mantendrá en torno a los 16.000 millones en 2025 y 2026, con una reducción prevista hasta 15.000 millones en 2028 impulsada por una mayor generación de caja y una inversión más selectiva. EDP confía en reforzar su calificación BBB con una mejora del ratio FFO/deuda neta desde el 19 % estimado para 2025 hasta aproximadamente el 22 % en 2028, preservando un perfil de riesgo bajo y una cartera sólida.

A más largo plazo, la empresa augura una aceleración del consumo eléctrico motivada principalmente por la expansión de los centros de datos. Ese entorno favorecerá la instalación de nueva capacidad renovable, la hibridación de activos, la repotenciación eólica y el despliegue masivo de sistemas de almacenamiento en baterías. En paralelo, las necesidades de inversión en redes seguirán siendo significativas durante la próxima década y la generación convencional seguirá capitalizando el creciente valor de su flexibilidad en los sistemas energéticos.

## Iberdrola lanza un proyecto de energía sostenible en el archipiélago brasileño Fernando de Noronha

Cincodías.elpais.com, 9 noviembre de 2025

**Con una inversión de 50 millones de euros, la primera fase estará operativa en abril de 2026 y la segunda en 2027**

El presidente de Iberdrola, Ignacio Galán, ha presentado el proyecto Noronha Verde en el archipiélago brasileño Fernando de Noronha junto al ministro de Minas y Energía de Brasil, Alexandre Silveira. Al acto también han asistido la gobernadora de Pernambuco, Raquel Lyra, el ministro de Defensa, José Múrcio, y el CEO de Neoenergia, Eduardo Capelastegui.

Según ha informado este domingo la compañía, este proyecto es uno de los hitos destacados por el Gobierno de Brasil [en el marco de la Cumbre del Clima \(COP30\)](#) que se celebra en Belém, en el Estado de Pará. Esta iniciativa integra energía solar y almacenamiento con baterías para convertir la isla Fernando de Noronha, Patrimonio de la Humanidad, en la primera isla oceánica habitada de América Latina con un modelo energético sostenible.

Con una inversión de 350 millones de reales (más de 50 millones de euros), Noronha Verde avanzará en la descarbonización mediante fuentes renovables y tecnologías limpias. Para ello, se ha iniciado la construcción de una planta fotovoltaica con más de 30.000 paneles y una capacidad de 22 MWp, que se integrará con un

avanzado sistema de almacenamiento en baterías de 49 MWh. Hasta ahora, la energía de la isla se producía en la planta Tubarão, que utiliza biodiésel.



Noronha Verde se enmarca en el programa Mais por Noronha, desarrollado por la filial brasileña del grupo, Neoenergia, en colaboración con el Ministerio de Minas y Energía de Brasil y el Gobierno estatal de Pernambuco. Neoenergia es la mayor eléctrica de Brasil por número de clientes, con presencia en 18 Estados y el Distrito Federal. La finalidad de este proyecto insular es impulsar la sostenibilidad de la isla mediante redes inteligentes, movilidad eléctrica, innovación tecnológica y microgeneración distribuida. La primera fase del proyecto estará operativa en abril de 2026 y la segunda en 2027.

Durante la ceremonia de lanzamiento, también se ha inaugurado la primera planta solar flotante del archipiélago, ubicada en el embalse de Xaréu, con una potencia de 622 kWp y una generación estimada de 1.083 MWh al año. La instalación evitará la emisión de 717 toneladas de CO2.

Ignacio Galán ha destacado en su intervención que el proyecto Noronha Verde es “el mejor ejemplo del compromiso de Neoenergia e Iberdrola con el futuro de Brasil, que a lo largo de los casi 30 años se ha convertido en una parte cada vez más esencial de nuestro grupo”. El plan inversor de la compañía en el país contempla más de 7.000 millones de euros para los próximos cinco años, que se suman a los más de 100.000 millones de reales (15.000 millones de euros a tipos de cambio actual) destinados por Iberdrola a infraestructuras de generación, transporte y distribución en Brasil en los últimos casi 30 años.

El presidente de Iberdrola ha afirmado que la iniciativa, “marca un antes y un después” en la vida de los habitantes de esta isla, que forma parte de un archipiélago declarado patrimonio natural de la humanidad por la UNESCO, y la convierte “en un referente internacional en materia de autosuficiencia, seguridad, eficiencia energética y cuidado del medio ambiente. En una palabra, de verdadera sostenibilidad”.

Este proyecto ejemplifica el liderazgo del grupo en el impulso de la electrificación con energías limpias, que permite avanzar en la descarbonización mientras se promueve la seguridad de suministro, la autosuficiencia, la competitividad y el desarrollo industrial.

### Galán interviene en la COP30

Este proyecto es uno de los hitos destacados por el Gobierno de Brasil en el marco de la Cumbre del Clima (COP30) que está teniendo lugar en el país carioca, bajo el lema “Menos promesas, más acción”. En este contexto, el presidente de Iberdrola intervino el pasado viernes en la COP30 en el panel sobre transición energética en el que también participaron el secretario general de Naciones Unidas, el presidente de Brasil, la presidenta de la Comisión Europea o el director de la Agencia Internacional de la Energía, entre otros líderes internacionales.

Ignacio Galán destacó que las inversiones en renovables están avanzando, pero también hacen falta más almacenamiento energético y redes eléctricas para electrificar la economía y dar respuesta a la demanda, que se espera que aumente un 50% en todo el mundo en los próximos 10 años.

Galán defendió que la sostenibilidad económica y la medioambiental son plenamente compatibles y así lo demuestra la trayectoria de Iberdrola. El Grupo ha invertido en los últimos 25 años cerca de 175.000 millones de euros para avanzar en la electrificación a través de energías renovables, redes eléctricas y almacenamiento, y ello ha permitido aumentar la autonomía estratégica y la seguridad del suministro y mejorar la competitividad, mientras que promueve el desarrollo y el progreso social.

El presidente de Iberdrola, además, señaló que, para este objetivo, es muy importante una colaboración entre empresas y administraciones que permita encontrar soluciones para avanzar en el cuidado del medio ambiente y la acción climática.

# El Constitucional falla contra Endesa y bendice la subida de la 'ecotasa' catalana

Eleconomista.es, 10 noviembre de 2025

- **El órgano de garantías valida la modificación del tributo impulsada en 2022 por el 'Govern'**
- **La eléctrica recurrió la subida del impuesto por haberse aprobado con un decreto-ley**



**Revés de Endesa en el Tribunal Constitucional (TC).** El órgano de garantías ha validado el **incremento del impuesto catalán a las instalaciones energéticas**, conocido como la **ecotasa**, aprobado por el **Govern** en 2022.

Hace tres años, el presidente Pere Aragonès impulsó vía decreto-ley un **incremento del 33% de este tributo propio** para financiar un plan de choque contra los efectos económicos de la **invasión rusa de Ucrania**. En concreto, se elevó el tipo hasta un máximo de 0,00665 euros por kilovatio hora (hasta el 7 de abril de 2022 era de

0,0050 euros por kWh).

Endesa recurrió esta actuación ante el **Tribunal Superior de Justicia de Cataluña**, que en fecha de julio de 2024 elevó una cuestión de inconstitucionalidad ante el TC para dirimir la legalidad de la medida. En ambos casos, se cuestionaba el empleo de un decreto-ley, mecanismo reservado para actuaciones extraordinarias y urgentes, para ejecutar el **hachazo fiscal a Endesa**. Conviene precisar que el aumento del tributo solo se aplicó a la producción, almacenamiento y transformación de energía eléctrica por fuentes convencionales, es decir, no renovables.

Ahora, el Constitucional, en una resolución consultada por *elEconomista.es*, considera que el gobierno catalán obró adecuadamente al elegir esta vía legal: "De las diversas fuentes citadas, se extrae la conclusión de que la **aprobación de la norma se justifica en la necesidad de responder de forma rápida a la crisis energética** causada por la guerra de Ucrania, con medidas que aceleren la transición y la autonomía energética".

"Para ello, afirma la exposición de motivos, 'se considera oportuno utilizar el instrumento tributario', incrementando los tipos de gravamen del impuesto concernido y destinar la recaudación adicional a medidas de transición energética", se lee en la resolución.

A diferencia de otros casos similares —el Constitucional cita otro decreto-ley del gobierno de Aragón—, el **Govern** aprobó la subida fiscal "poco más de un mes después de estallar la guerra de Ucrania". El TC subraya, además, la **escasa cuota de generación verde en Cataluña**: "A diferencia de Aragón, las energías renovables representan, según los datos aportados, menos del 20 por 100 del total. Su evolución es, además, muy lenta, en vista de que el objetivo del legislador es llegar al 50 por 100 en el año 2030 y al 100 por 100 en el 2050".

## 600 millones abonados

Otro **argumento de los recurrentes** era que la subida impositiva lesionaba su capacidad económica. Pero el Constitucional tampoco avala esta alegación: "En suma, en vista de la posición del impuesto sobre las instalaciones que inciden en el medio ambiente de Cataluña en el sistema tributario español (y no en el autonómico como pretende el órgano judicial promotor de la cuestión), puede afirmarse que la **regulación impugnada no ha alterado sustancialmente la posición de los obligados a contribuir según su capacidad económica** en el conjunto del sistema tributario, de manera que no ha afectado a la esencia del deber constitucional de contribuir al sostenimiento de los gastos públicos que enuncia el art. 31.1 CE".

En Cataluña, **Endesa es propietaria de Ascó I al 100%**, mientras que de **Ascó II posee un 85%** (el 15% restante está en manos de Iberdrola). Asimismo, **Vandellós II es propiedad de Endesa al 72%** y de

Iberdrola al 28%. Entre 2020 y 2024, la energética que dirige José Bogas ha abonado a las arcas autonómicas casi 600 millones de euros por la ecotasa.

## Iberdrola se queda con MarramWind, uno de los mayores proyectos eólicos flotantes del mundo

Eleconomista.es, 10 noviembre de 2025

- **Se queda el 50% del desarrollo que tenía Shell**
- **La petrolera abandona el proyecto de CampionWind**



**Iberdrola**, a través de ScottishPower Renewables, ha asumido el control total del proyecto eólico marino flotante MarramWind, situado a unos 75 kilómetros al noreste de Aberdeenshire, tras alcanzar un acuerdo con su antiguo socio en la alianza, Shell.

MarramWind dispone de un potencial de hasta 3 GW de capacidad instalada. De materializarse, se convertiría en uno de los primeros parques eólicos flotantes a escala comercial del mundo y sería capaz de suministrar electricidad a más de 3,5 millones de hogares, según las estimaciones del proyecto.

A nivel de inversión, aunque no se ha divulgado un coste detallado total, el proyecto incluye un fondo de estímulo de 25 millones de libras para reforzar la cadena de suministro escocesa de energías renovables. El desarrollo entra ahora en una fase de consulta pública intensiva (tercera ronda iniciada en agosto-septiembre de 2025) y se espera que la construcción se inicie en la primera mitad de la década de 2030, una vez se obtengan todos los permisos correspondientes.

La operación ha contado con el visto bueno de Crown Estate Scotland, el organismo que gestiona los derechos del lecho marino en aguas escocesas.

El acuerdo reorganiza también la cartera conjunta. Shell pasa a liderar CampionWind, otro de los desarrollos que ambas compañías impulsaban en alianza dentro del programa ScotWind, pero la petrolera ha decidido abandonar el proyecto.

Ambos desarrollos estaban valorados en más de 7.000 millones de libras de inversión, unos 8.200 millones de euros.

## El nuevo plan de Criteria alienta otra ola de dividendos en Naturgy

Expansion.com, 10 noviembre de 2025

- **La nueva etapa de Criteria empieza ahora**
- **Naturgy gana un 6% más y enfila un dividendo de 1,7 euros para 2025**

La energética ha pagado 1.900 millones al holding de La Caixa en los últimos cinco años. Es una pieza clave, junto a CaixaBank, para que Criteria cumpla su plan estratégico.

Naturgy es, junto con CaixaBank, la pieza fundamental en el nuevo plan estratégico lanzado por CriteriaCaixa, el mayor holding empresarial español, controlado por la Fundación La Caixa.

La clave está en el flujo de dividendos que recibe Criteria de ambas empresas, difícilmente sustituibles por los que puedan dar otras participadas. Especialmente relevantes son los de Naturgy, muy estables y recurrentes, a diferencia de los de CaixaBank, más volátiles.



**Criteria es el primer accionista de Naturgy**, la primera gasista en España y la tercera eléctrica. Tras vender parte de las acciones que tenía en la compañía en la **auto-opa** que lanzó Naturgy antes del verano para aumentar su *free float* en Bolsa, **Criteria tiene un 23,96% del capital**. En concreto, tiene algo más de 232,3 millones de acciones.

Desde 2020 hasta lo que llevamos de 2025, Criteria ha recibido un total de 1.889 millones de euros en dividendos de **Naturgy**. Seguir contando con este flujo de dinero es vital para Criteria.

Esa cantidad representa la **mitad de los 4.000 millones de euros** que, en su nuevo plan estratégico, **CriteriaCaixa planea aportar como recursos a la Fundación La Caixa hasta 2030** para que esta entidad acreciente su obra social.

### Naturgy, más estable

En los últimos cinco años, **CaixaBank** -en la que Criteria es también primer accionista, con el 31%- ha **aportado al holding más dividendos que Naturgy**. Concretamente, **3.019 millones desde 2020**. El problema es que **el flujo de dividendos de CaixaBank es menos predecible que el de Naturgy**. Mientras la energética ha aportado de forma recurrente y sistemática, año tras año, más de 300 millones de euros en dividendos a Criteria, los de CaixaBank han oscilado entre máximos de 1.239 millones en 2024 a un mínimo de 64 millones en 2011. La estructura de reparto de dividendos de Naturgy es más estable que la de CaixaBank.

### Dividendo predecible

Desde 2018, con la llegada de Francisco Reynés a la presidencia de Naturgy, el grupo estableció **compromisos de entrega de dividendo por acción en términos absolutos, algo totalmente predecible y acotado**. Este modelo, que luego fue copiado por otras empresas, establece una visibilidad a medio plazo mayor que el tradicional formato del *pay-out*. Mientras que el compromiso del dividendo por acción es estable, el compromiso de *pay-out* (porcentaje del beneficio destinado a dividendos), puede dar lugar a un dividendo cambiante si varían las ganancias.

La política de dividendos de **CaixaBank** contempla un compromiso de un **pay-out de entre el 50% y el 60% del beneficio neto consolidado cada año hasta 2027 incluido**.

### Más dividendo desde 2018

**Si hay exceso de capital, y siempre que se cumplan todos los requerimientos bancarios exigidos, CaixaBank podrá distribuir más, pero no es seguro.**

La cifra concreta, en todo caso, **dependerá de las cuentas de cada año**, de por sí variables y sujetas a los vaivenes del mercado. Naturgy, en cambio, lleva desde 2018 con una política de entrega de un dividendo concreto previamente establecido para varios años, a través de sucesivos planes estratégicos.

El dividendo solo se ha cambiado, al alza siempre, o porque vence el plan estratégico o porque a mitad de camino de esa hoja de ruta los objetivos se han cubierto con creces y se han establecido objetivos más elevados en cuanto a retribución al inversor. Es justo lo que está pasando ahora.

El **nuevo plan estratégico de Naturgy**, presentado en febrero de este año, establecía alcanzar un dividendo de 1,9 euros por acción en 2027, desde los 1,6 euros de 2024, cifra que de por sí ya se había elevado con respecto a los 1,4 euros previstos inicialmente.

Finalmente, **los 1,9 euros por acción de dividendo se alcanzarán ya este mismo año**, según comunicó Naturgy en julio, en la presentación de resultados del primer semestre. Es decir, en apenas unos meses, **Naturgy ha pulverizado sus propias previsiones de dividendo y las ha adelantado dos años**.

## De 1,3 euros a más de 1,9

Hay que recordar que cuando en 2018 Naturgy inició su política de dividendos actual (entonces se llamaba Gas Natural Fenosa), empezó con la entrega de 1,3 euros. Es decir, en siete años, la retribución al inversor ha aumentado más del 46%. Es un ritmo superior al 5% de incremento anual que originalmente se había marcado. Una vez alcanzados los 1,9 euros, dos años antes de lo previsto, y teniendo en cuenta las necesidades de Criteria y la presión de otros accionistas, en el mercado se está descontando ya una nueva revisión al alza de los objetivos de retribución al inversor.

### La empresa energética baraja llegar a los 2,1 euros por acción en 2027

El plan estratégico que Naturgy presentó en febrero, para el periodo 2025-2027, establecía una política de dividendos creciente y predecible que partía desde 1,6 euros por acción (con cargo al ejercicio 2024, aunque una parte se liquidará este año) hasta los 1,9 euros por título en 2027. Todo ello siempre en efectivo y como cifra "suelo". Es decir, era el compromiso base. A partir de esa cifra, se podría subir, aunque en ese momento Naturgy, en un ejercicio de prudencia, no barajó más posibilidades al alza.

Tardó poco en pulverizar sus propias previsiones. En julio, cuando presentó resultados del primer semestre del año -marcado por una excelente marcha de la cuenta de resultados-, Naturgy elevó sus objetivos. Como dividendo con cargo a 2025 estableció una horquilla de entre 1,7 euros y 1,9 euros. Es decir, ya para este año tiene margen para alcanzar el objetivo que inicialmente se había marcado para 2027. ¿Y hasta entonces? ¿Qué puede ocurrir?

En la presentación de cuentas del primer semestre, Naturgy también elevó las pretensiones para 2026 y 2027. En concreto, fijó una horquilla de entre 1,8 y 2 euros por acción para 2026, y de entre 1,9 y 2,1 euros por título para 2027. En conjunto, contempla un reparto de unos 5.800 millones entre 2025 y 2027.

CriteriaCaixa podría recibir cerca de 1.400 millones vía dividendos. Adicionalmente, Criteria ya ha recibido otros ingresos por su participación en Naturgy, simplemente por el hecho de acudir, este año, a la auto-ropa de la compañía. En esta operación, Criteria vendió 26.598.693 acciones (2,74% del capital de Naturgy) por un importe de 704,86 millones de euros. Esta cantidad supuso casi un 40% de todo el cash flow operativo (flujo de caja) de Criteria en el primer semestre del año, y un 22% del beneficio.

## La banca considera "irrentable" invertir en la saturada red eléctrica de España y ve "en peligro" el objetivo de electrificación del Gobierno

Elmundo.es, 11 noviembre de 2025

### Bancos internacionales y nacionales ven "decepcionante" la retribución ofrecida al sector para que ayude a sacar del colapso la infraestructura energética

La banca internacional de referencia para los inversores desaconseja destinar fondos a mejorar la red eléctrica de España, pese a que estar colapsada, por considerar que el marco regulatorio previsto lo hace "irrentable". Según distintos informes para inversores a los que ha tenido acceso EL MUNDO, tanto **Red Eléctrica de España como las eléctricas tendrán que recortar inversiones, si no mejoran los estímulos previstos**. Es decir, deberán hacer lo contrario que defiende el Gobierno de que debe subir la inversión para evitar nuevos apagones y sacar a la red de su actual saturación.



Los bancos de inversión también critican la pasividad de la vicepresidenta tercera del Gobierno, **Sara Aagesen**, ante la contradicción entre lo que ella defiende y la **regulación que emite la Comisión Nacional de Mercados y de la Competencia (CNMC)** tanto para la red eléctrica como gasista.

**Esta oleada de informes se produce tras la decisión de la CNMC de mejorar la remuneración que pueden recibir las eléctricas al 6,58%** desde el 6,46% inicial para el período 2026-2031, porque queda por debajo de los umbrales que, según la banca, hacen rentable mejorar la infraestructura española. La CNMC defiende que retribuir más cargaría en exceso el recibo del consumidor. Su propuesta debe ser aún analizada por el Consejo de Estado y se espera una decisión final a final de año.

#### "DECEPCIONANTE" PARA JPMORGAN

Los analistas del banco estadounidense tachan de «decepcionante» la escasa mejora de retribución de la CNMC. «Esto confirma nuevamente que el regulador no aprovecha la revisión para incentivar inversiones significativas en las redes eléctricas españolas en los próximos años. **En nuestra opinión, es poco probable que las distribuidoras aumenten su inversión anual hasta su máximo potencial**, ya que los rendimientos medios obtenidos en su negocio de redes no se maximizarán invirtiendo más», advierte.

#### "POR DEBAJO DE OTROS PAÍSES", SEGÚN UBS

«Consideramos que el 6,58% propuesto por la CNMC es bastante decepcionante, ya que esperábamos una rentabilidad total del 7,0%». El banco suizo ve claro el desincentivo especialmente para Redeia. Es el grupo que incluye a Red Eléctrica y que está participado por el Estado, aunque con mayoría del capital en Bolsa, lo cual impide a su presidenta, **Beatriz Corredor**, lanzarse a inversiones irrentables, porque habría penalización en los mercados. En todo caso, subraya que «dado que en la regulación española no existe un ajuste por inflación, la tasa propuesta equivale aproximadamente a un 4,58% real (asumiendo una inflación cercana al 2%), lo es una tasa más desfavorable que la ofrecida en el Reino Unido (donde se propone entre un 4,49% y un 4,7% para transporte) y con Italia (entre un 5,5% y un 6,2%, según la actividad). **Esto podría afectar a la capacidad de atracción de inversiones en España**».

#### "CONTRAVIENE AL GOBIERNO", SEGÚN BANCO SANTANDER

En su opinión, «la rentabilidad permitida es decepcionante» y poca mejora se puede esperar ya en los trámites finales, porque recuerda que el dictamen del Consejo de Estado «no es vinculante». Sí podría haber influido Aagesen, pero «**contrariamente a lo que esperábamos, la CNMC no ha recibido ningún informe del Ministerio** para la Transición Energética que indique que esta propuesta contraviene las directrices de la política energética del Gobierno», critican los analistas de la entidad cántabra.

#### "SILENCIO EN EL MINISTERIO", PARA RBC

El Royal Bank of Canada también lo ve particularmente desfavorable para Redeia y comparte la sorpresa por el silencio oficial. «**De forma inusual, el Ministerio no aportó comentarios**, ya que la CNMC remitió su propuesta de retribución 2026-2031 al Consejo de Estado sin esperar su opinión. Aunque el Gobierno aún podría intervenir, su disposición a hacerlo no está clara». En cuanto a Iberdrola, Endesa, Naturgy o EDP, las ve mejor paradas que Redeia.

#### "MEJORA MODESTA", DICE BANK OF AMERICA.

«La última propuesta de la CNMC sobre los rendimientos permitidos de las redes representa solo una mejora modesta y, en general, resulta decepcionante, en nuestra opinión».

#### "EN PELIGRO LA ELECTRIFICACIÓN", SEGÚN CAIXABANK

«Esto podría no cumplir las expectativas de las eléctricas y generar dudas sobre las futuras inversiones en redes de distribución (...) lo que podría provocar una reducción de las decisiones de inversión y, en **última instancia, pondría en peligro los objetivos de electrificación del país**», señalan en la entidad financiera en la que el Estado es segundo accionista.

#### "CLARAMENTE DECEPCIONANTE", CREE ALANTRA

«Es claramente decepcionante, aseguran sus analistas. Y coinciden en el peligro de que no se modernice la red. «Como resultado, el aumento previsto de la inversión en la red eléctrica, fundamental para absorber la **nueva demanda de la industria, los centros de datos y el hidrógeno verde, podría estar en peligro**».

"EL SECTOR PEDÍA MÁS", APUNTA MEDIOBANCA

En el banco de inversión italiano apuestan que «es probable que el mercado perciba esta propuesta como decepcionante, dado que el sector ha estado pidiendo de forma consistente una rentabilidad permitida sobre la RAB [base regulatoria de activos que es el valor de las inversiones en infraestructuras] superior al 7%».

## Bogas (Endesa) cree que la propuesta de retribución no está a la altura de los objetivos

Elperiodicodelaenergía.com, 11 noviembre de 2025

**El directivo considera que la tasa de retribución financiera en el 6,58% es mucho o poco, dado que se comenzaba de un nivel más bajo**

El consejero delegado de **Endesa, José Bogas, considera que la propuesta de retribución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) no está a la altura de los objetivos marcados por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**.

"Se ha hablado de la importancia que tiene la red de distribución para alcanzar los objetivos del PNIEC, creo que la propuesta de retribución de la redes de distribución y la metodología no está a la altura de los **objetivos** que pretendemos", ha señalado Bogas en una intervención el II Observatorio de la Energía organizado por *El Español Invertia*.



Bogas ha apuntado que existen varias cuestiones en relación a este tema, en primer lugar se ha referido a si la tasa de retribución financiera en el 6,58% es mucho o poco, dado que se comenzaba de un nivel más bajo.

En este sentido, ha señalado que esta cifra habría que compararla con **Europa**, donde ha apuntado, que oscila entre el 7% y el 8%, así como otros sectores como el aeroportuario en el 8% o en las telecomunicaciones, en el 7%.

### El límite de la inversión para Endesa

El directivo ha apuntado que están "muy contentos" con la subida propuesta del ministerio de elevar el límite de inversión del 100% al 162%, esos 13.400 millones de inversiones, aunque ha señalado que al ponerlo en perspectiva con los objetivos del PNIEC se preveía una inversión de 53.000 o 55.000 millones de euros.

"Como hasta ahora solo se había logrado el 24% de esa cantidad, si invertimos el máximo que se puede invertir ahora llegaríamos a un 62% de lo previsto. Quizá es imposible alcanzar esa cifra, o bien estaba mal hecho o bien es una clara evidencia de que va a ser muy difícil alcanzar los objetivos del PNIEC", ha dicho Bogas.

Además, ha apuntado, que si además de esta regulación se introducen "dudas" sobre la retribución, "nos lleva a que si queremos que una empresa eléctrica haga las inversiones sin ningún riesgo de cobrarlas tendremos que hacer el 50 % de la inversión, nada más".

## Ruiz-Tagle (Iberdrola) considera que no es el momento de cerrar las nucleares

Elperiodicodelaenergía.com, 11 noviembre de 2025

**Existen todavía medidas pendientes, como es avanzar en el almacenamiento, según se recoge en el PNIEC, ha destacado el directivo**

El consejero delegado de **Iberdrola España**, **Mario Ruiz-Tagle**, ha considerado que no es el momento de cerrar las nucleares, prueba de ello, según ha apuntado, es la petición realizada por las empresas propietarias de la ampliación de la planta extremeña de Almaraz hasta 2030.

"¿Es el momento de cerrar las nucleares? Creo que más claro imposible, las empresas titulares hemos hecho una solicitud tanto al ministerio, como formalmente al Consejo de Seguridad Nuclear. A pesar de la existencia de una orden ministerial de cese definitivo", ha afirmado Ruiz-Tagle en el II Observatorio de la Energía organizado por *El Español-Invertia*.

"Entendemos que no es el momento de cerrar", ha asegurado, porque **existen todavía medidas pendientes, como es avanzar en el almacenamiento**, según se recoge en el **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)**.



El directivo ha defendido que la **tecnología nuclear** ha servido de base al desarrollo, aportando una energía firme, prácticamente permanente desde el punto de vista de la base, dando un soporte, y eso ha permitido la penetración de energía renovable, en primer lugar la hidráulica.

La realidad nos ha demostrado, según Ruiz-Tagle, que **tiene que existir un 'mix' energético, una demanda suficiente para que todas las energías tengan lugar y se genere un equilibrio**.

El directivo ha pedido que no se le haga más difícil la labor al operador del sistema quitándole **energías síncronas**, cuando todavía no se ha avanzado en otros aspectos necesarios para dar estabilidad al sistema

como el control de tensión por parte de las **renovables** o el desarrollo del **almacenamiento** para poder usar la energía excedente durante las horas centrales del día a horas cuando no hay.

Respecto a la fiscalidad de esta energía, Ruiz-Tagle ha precisado que no piden que se rebaje su fiscalidad, sino que se vuelva al mismo estado de 2012 o 2013 para que así la nuclear española sea igual de competitiva que la francesa.

### Endesa e Iberdrola

Por su parte, el consejero delegado de Endesa, **José Bogas**, se ha referido a que, tras haber realizado la petición de ampliación de **Almaraz**, ahora lo que tienen que hacer es esperar la respuesta tanto del ministerio, como del CSN.

## Bruselas aprueba la alianza de Iberdrola y Echelon para crear centros de datos en España

Cincodias.elpais.com, 11 noviembre de 2025

**La Comisión Europea considera que la 'joint venture' no plantea problemas de competencia. Fitch da el visto bueno al plan estratégico y mantiene la nota en BBB+**

La Comisión Europea ha aprobado este martes la creación de una empresa conjunta entre la energética española **Iberdrola** y la irlandesa Echelon Data Centers para el desarrollo de **centros de datos** en España.

Tras el examen de la operación, el Ejecutivo comunitario ha considerado que la *joint venture* no plantea problemas de competencia porque “las empresas no operan en los mismos mercados, ni en mercados verticalmente relacionados”. Además, a su juicio, la nueva empresa tiene por ahora una actividad “insignificante” en el espacio económico europeo.

En un comunicado recogido por Efe, la CE ha afirmado que “proyectos como este contribuyen a apoyar las prioridades políticas más amplias de la [Comisión](#), incluidas las transiciones digital y ecológica”, y ha destacado la importancia de las inversiones en centros de datos sostenibles y de alto rendimiento.

La alianza estratégica, anunciada el pasado julio por ambas compañías, fue presentada como el mayor acuerdo vinculante de este tipo en Europa entre una energética y una operadora de centros de datos.

Echelon, empresa tecnológica con sede en Dublín y propiedad de Starwood Capital Group, poseerá el 80% de la nueva sociedad y se ocupará del desarrollo, el diseño, la comercialización y la gestión diaria de la empresa conjunta, según han informado ambas firmas. El 20% restante quedará en manos de Iberdrola a través de su filial CPD4Green. La española será responsable de identificar y asegurar terrenos con conectividad a la red eléctrica donde desarrollar los centros y del suministro de electricidad.



## Construcción de redes eléctricas en Australia

Además, Iberdrola entra en el negocio de [redes eléctricas](#) en Australia con un proyecto de transporte que conectará Victoria y Nueva Gales del Sur, según ha informado la compañía en una nota de prensa este martes. La línea de 240 kilómetros funcionará a 500 kV, un voltaje que permitirá transportar grandes cantidades de energía (hasta 3.500 MW) y aprovechar la generación de energía renovable entre ambos estados.

La filial de la energética en ese país ha ganado la licitación del concurso y colaborará con la empresa pública VicGrid en el diseño y desarrollo del proyecto. Posteriormente, presentará una propuesta para construir y explotar en régimen de propiedad la línea de transporte. La fecha prevista para la finalización de la construcción es 2030.

Según el comunicado, la multinacional energética con sede en Bilbao opera 1,4 millones de kilómetros de líneas en el Reino Unido, Estados Unidos, Brasil y España, y cuenta con más de 57.000 MW de capacidad instalada en todo el mundo. Su filial en Australia es uno de los principales operadores de energías renovables del país, con más de 2.300 MW de capacidad de generación en funcionamiento o en construcción. Para 2028, tiene previsto aumentar esta cifra en casi 1.000 MW gracias a nuevos proyectos de energías renovables y almacenamiento en baterías.

La estrategia de la compañía en Australia, afirman, consiste en ampliar la red, alcanzar precios más competitivos y hacer crecer rápidamente el negocio de energías renovables.

## Fitch reafirma la calificación

Fitch Ratings ha confirmado la calificación crediticia de Iberdrola en ‘BBB+’ con perspectiva estable, [tras la actualización de su plan estratégico](#) para el periodo 2025-2028. La agencia destaca el perfil empresarial robusto de la compañía, con operaciones diversificadas y bien integradas, y una elevada proporción de EBITDA regulado, cuasi regulado o contratado, lo que garantiza una alta previsibilidad de los flujos de caja.

El nuevo plan estratégico contempla mayores inversiones en redes reguladas y energías renovables, reforzando el liderazgo de Iberdrola en la electrificación de la economía en sus principales mercados. Fitch subraya que la exposición de Iberdrola a activos y negocios en países con alta calificación crediticia favorece una generación de caja más sostenible que la media del sector utilities en Europa, Oriente Próximo y África (EMEA).

Fitch considera que el apalancamiento permanecerá cómodamente dentro de las sensibilidades de calificación para 'BBB+' teniendo en cuenta su política de dividendos e inversiones. "Esperamos que la compañía utilice el margen disponible en la calificación actual para incrementar la inversión en línea con su estrategia de crecimiento si surgen oportunidades adicionales al plan, aunque no incluidas en nuestro escenario de calificación", asegura.

La agencia espera que Iberdrola mantenga su fuerte perfil de riesgo empresarial, respaldado por gran escala y diversificación geográfica, con entre el 66% y el 70% del resultado bruto de explotación (ebitda) 2025-2028 procedente de mercados desarrollados fuera de España, incluyendo entre el 45% y el 50% de EE UU y Reino Unido. "Una parte significativa del ebitda provendrá de actividades reguladas y quasi reguladas, asegurando una sólida visibilidad de ingresos y flujo de caja. El grupo fue pionero en orientar sus esfuerzos de inversión hacia la priorización de redes y el despliegue más selectivo de renovables, lo que es positivo para la calificación. Iberdrola continúa manteniendo su liderazgo en la transición energética", considera.

## Las nuevas iniciativas regulatorias en redes de distribución y el reto de la electrificación

Elperiodicodelaenergía.com, 11 noviembre de 2025

### ANÁLISIS | Las distribuidoras simplemente no tendrán incentivos a desarrollar aquellos proyectos que tengan un coste incremental de inversión superior al coeficiente "K"

Recientemente, se han impulsado varias iniciativas de desarrollo normativo en el sector de la distribución de electricidad, tanto por parte del Ministerio, como por parte de la CNMC. Los temas que en ellas se abordan son cruciales para impulsar la electrificación en España.



**La electrificación es la forma de abordar la descarbonización de la economía al menor coste posible para los ciudadanos.** Ello es así porque, a día de hoy, sólo dos tecnologías renovables han conseguido reducir sus costes y ser rentables. Se trata de la eólica y la solar fotovoltaica; ambas asociadas a la generación de electricidad.

Otras tecnologías, como la solar termoeléctrica, los biocombustibles o los combustibles sintéticos fabricados a partir de hidrógeno verde y carbono biogénico están lejos de ser rentables. Por ello, la forma más económica de evitar emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera es

sustituir el consumo de gas natural y de derivados del petróleo por electricidad. El hidrógeno verde y sus derivados sólo serán opción para aquellos consumos no electrificables; y no en este momento debido al estado de inmadurez económica de esta tecnología.

En este contexto de previsible electrificación del país, es lógico pensar que **habrá que construir más infraestructuras de transporte y distribución y que la normativa debe hacer atractivas las inversiones en redes** de forma que las empresas titulares de las mismas puedan atraer el capital que necesitan para financiarlas.

Este es el primer reto regulatorio pendiente para promover la electrificación; pero no es el único. **Hay otras tres cuestiones que necesitan ser resueltas** de forma urgente. En primer lugar, la existencia de **límites a la inversión**. En segundo lugar, la imposibilidad actual de llevar a cabo **inversiones anticipatorias**. Y, en tercer lugar, la **congestión de las solicitudes de acceso y conexión** a las redes. El objetivo de este artículo es plantear reflexiones acerca de estos problemas.

### El problema de la retribución de las redes de distribución

**El marco retributivo** de la red de distribución **es** el área en la que va a tener lugar **el cambio regulatorio de mayor profundidad** a lo largo del periodo 2026-2031.

El modelo actualmente existente se basa en la planificación anual y plurianual de las actuaciones que se acometen y en la comparación de los costes de inversión realmente incurridos por las empresas con un **coste estándar de referencia** fijado por la Administración a partir de valores unitarios por cada tipo de activo. De este modo, las empresas tienen incentivos a minimizar sus costes y los consumidores se benefician de parte de las eficiencias logradas cuando el coste incurrido por las empresas es inferior al coste estándar de las inversiones a nivel agregado.

Al existir múltiples tipologías de activos y al vincularse los costes estándar a parámetros físicos como los kilómetros de líneas construidos o los MW de capacidad instalados en transformadores, es fácil para el Regulador fijar **costes estándares** que reflejan los costes en los que es necesario incurrir en el proceso de inversión.

Pero este modelo va a cambiar drásticamente con la nueva propuesta de Circular de la CNMC. A partir de ahora, **para determinar el coste estándar de referencia de las inversiones, la CNMC utilizará una fórmula paramétrica en la que el incremento de potencia contratada inducido tras la inversión se multiplica sólo por un único parámetro (denominado "K") y cuyo valor ha fijado en 257 €/kW para todo el periodo regulatorio**. El coeficiente "K", por tanto, pretende reflejar el coste incremental en que se ha de incurrir para suministrar el servicio a 1 kW adicional de potencia. En consecuencia, la retribución que una distribuidora obtiene por suministrar a 1 kW adicional de potencia ya no depende del número de kilómetros de líneas que haya necesitado construir o de la potencia que haya necesitado instalar en transformadores. Sólo depende del valor de "K" que ha fijado la CNMC.

¿Y cómo ha calculado la CNMC el coeficiente "K"? Lo ha hecho como el valor implícito de las inversiones que caben en el límite de inversiones fijado por el Gobierno, asumiendo un escenario de crecimiento hipotético del PIB y utilizando un par de escenarios de crecimiento de la demanda de potencia. **Se trata por tanto de un ejercicio que no sólo es teórico y simplista, sino que no guarda ninguna relación con el coste real de conectar nueva demanda de potencia**.

Resulta sorprendente que la CNMC haya intentado resumir en un único parámetro el coste de conectar nueva demanda, pues se trata de un coste que ciertamente no es único. No puede serlo porque no cuesta lo mismo conectar 1 kW de demanda residencial en Madrid Nuevo Norte que 1 kW de carga rápida de vehículo eléctrico en una autopista en el Levante, o que 1 kW de industria química en Tarragona.

**La magnitud del coste de inversión depende de múltiples factores que se capturaban mejor a través de valores unitarios estándar** que sí tienen en cuenta los kilómetros de líneas y la capacidad de los transformadores que es necesario instalar en cada caso (aun con los problemas inherentes a los costes estándar, por ejemplo, entre otros, el riesgo de quedarse desfasados si no se actualizan con la evolución de los precios de los equipos y materiales).

La consecuencia práctica de utilizar un único coeficiente "K" para determinar la inversión reconocida a efectos retributivos es que **las distribuidoras simplemente no tendrán incentivos a desarrollar aquellos proyectos que tengan un coste incremental de inversión superior al coeficiente "K"**. Esto dejará fuera de la electrificación a industrias o regiones que sean más costosas de electrificar (en especial, las zonas rurales), lo que las posterga hasta un futuro incierto y nos conduce a un descarbonización a dos velocidades.

La CNMC podría alegar que una "K" más alta sería incoherente con el límite del PIB, pero sería un error porque el límite del PIB sería la restricción que operaría para evitar que las distribuidoras inviertan "en exceso". La restricción vinculante ahora es la "K"; y, a menos que la CNMC espere que las distribuidoras

inviertan “a pérdida”, éstas sólo invertirán cuando el coste marginal de la inversión sea menor que la “K”, y el resultado es que las distribuidoras *ni siquiera tendrán incentivos a invertir hasta agotar el límite de inversión*.

**La CNMC sólo ha aprobado valores de “K” distintos entre empresas en función del número de clientes que tengan** (una “K” menor para las grandes y una “K” mayor para las pequeñas). El objetivo explicitado por la CNMC es reconocer que la actividad de distribución tiene economías de escala, es decir, que los costes marginales son decrecientes a medida que las empresas son más grandes.

**Así, lo que hace la CNMC es premiar la ineficiencia** (en contra de los intereses de los consumidores) porque asigna una retribución mayor a las empresas que, por su menor tamaño, incurren en mayores costes unitarios. Además, utiliza unos coeficientes (10, 20 o 30% de incremento con respecto a la “K” teórica según el número de clientes que atiendan) que son absolutamente arbitrarios y caprichosos, en contra de cualquier buena práctica regulatoria.

Otra importante novedad derivada de **la fórmula paramétrica** que la CNMC va a utilizar para determinar los costes *estándar de referencia* de las inversiones que acometan las distribuidoras es que **expone a las empresas al riesgo de demanda**, un riesgo que no tenían hasta ahora. En primer lugar, porque la demanda que preveían a la hora de planificar sus inversiones no se materialice, lo que hará imposible que recuperen los costes en que han incurrido incluso aunque su previsión haya sido prudente.

En segundo lugar, porque existe el riesgo de que algunos clientes se desconecten de la red (por ejemplo, por una deslocalización industrial), con el resultado de que las distribuidoras pueden haber invertido para conectar un volumen de demanda, pero que el incremento neto de demanda contratada que utilice la CNMC en su fórmula se quede por debajo del incremento de potencia realmente inducido por las inversiones. El riesgo para las distribuidoras es evidente y no pueden mitigarlo.

**La regulación podría optar por adaptar la metodología de cálculo de la tasa de retribución financiera que también aprueba la CNMC, añadiendo una prima de riesgo adicional.** Pero, de momento, esta opción parece haber sido descartada.

Además de la fórmula paramétrica, **el nuevo modelo retributivo incluye recortes en la retribución por costes de operación y mantenimiento (OPEX)** respecto de los existentes en la normativa en vigor.

La nueva metodología para el reconocimiento de los costes de operación y mantenimiento tiene implicaciones perniciosas sobre los incentivos a lograr eficiencias por parte de las distribuidoras (eficiencias que después puedan trasladarse a disminuciones de peajes en beneficio de los consumidores). Una metodología de retribución ortodoxa para estos costes debe permitir que las empresas reguladas recuperen las inversiones que acometan prudentemente para lograr ahorros de coste. Por ejemplo, las empresas podrían invertir en instalar sistemas de Inteligencia Artificial para mejorar sus servicios de atención al cliente.

Pero, para que las empresas tengan incentivos a realizar este tipo de inversiones, deben tener un horizonte claro de recuperación de la inversión y con una rentabilidad razonable, compartiendo los ahorros con los consumidores mediante una reducción de los peajes. Sin embargo, **el modelo planteado por la CNMC no ofrece ninguna certidumbre a las empresas porque no establece criterios claros para garantizar la recuperación de las inversiones que permiten conseguir los ahorros en OPEX**. Estos criterios deberían estar anclados en la expectativa de obtener una rentabilidad razonable y en un periodo de recuperación de la inversión acorde. Sin embargo, **la CNMC ha obviado cualquier tipo de análisis al decidir el recorte de la retribución inicial en concepto de OPEX** para el nuevo periodo regulatorio y tampoco ha optado, como hizo en el caso de la retribución al gas en 2021-2026, por llevar a cabo un recorte progresivo a lo largo de dicho periodo.

A esto se suma que los ahorros de coste se comparten al 50% con el regulador desde el mismo momento en que se obtienen (algo que no ocurre con el modelo aún vigente). Esto incrementa significativamente el periodo necesario para la recuperación de los costes incurridos en este tipo de acciones y reduce su atractivo. La CNMC no ha realizado ningún análisis sobre el impacto de los recortes en los incentivos de las distribuidoras, con la consecuencia de que los consumidores pueden verse perjudicados en el largo plazo pues, en ausencia de una metodología que los justifique y que dé una expectativa razonable para la recuperación de las inversiones, las empresas serán reacias a realizar acciones para ahorrar coste.

Una cuestión adicional relevante que se arrastra desde el periodo regulatorio anterior es que **la retribución por OPEX no está indexada a la potencial inflación de costes**. Dado que esta categoría de costes refleja en gran medida costes de personal, sería razonable indexar la retribución a la evolución de los costes laborales. España es el único país de Europa (del que tengamos conocimiento) en el que la retribución de la actividad de distribución no se indexa a la inflación, lo que penaliza a las empresas porque equivale a considerar como ineficiencias lo que, en realidad, es simplemente la evolución de los costes laborales unitarios a los que éstas hacen frente. **El resultado**, una vez más, **es un desincentivo para acometer inversiones que reduzcan los costes de operación y mantenimiento**.

### El problema de los límites a la inversión en redes

El modelo retributivo actual para las redes se aprobó en 2013, en plena crisis del déficit de tarifas eléctricas. Es un modelo orientado a resolver este problema y pasa por una retribución individualizada para cada tipo de activo y un límite global a las inversiones que las empresas distribuidoras y transportistas pueden acometer anualmente.

**La existencia de un límite a las inversiones podía tener sentido en un contexto de déficit de tarifas** pero es, como mínimo, paradójico y contraproducente, en un contexto en el que lo que se busca es electrificar la economía. Además, a partir de ahora, las empresas van a asumir el riesgo de demanda asociado a las inversiones que acometan. **Por ello, es razonable eliminar dicho límite**.

Sin embargo, **la propuesta del Gobierno es sólo flexibilizarlo**, permitiendo un incremento del límite con carácter temporal (en concreto, 1.540 M€/año entre 2026 y 2031).

Además, este incremento temporal deberá destinarse a determinadas líneas de actuación en porcentajes que decide el propio Gobierno, sin dejar que sean las empresas las que decidan las inversiones que consideran más necesarias y urgentes.

Sin duda, flexibilizar los límites a la inversión **es un paso en la buena dirección; pero un paso tímido e insuficiente** en el contexto del reto al que se enfrenta España.

### El problema de la imposibilidad de acometer inversiones anticipatorias

Cuando una industria se plantea decidir si abandona el consumo de hidrocarburos (gas natural o derivados del petróleo) para electrificarse, tienen que comparar el coste fijo asociado a la sustitución de su proceso industrial con los ahorros netos de costes variables (combustible fósil y CO2) que espera obtener a lo largo de la vida útil de la inversión.

Es una decisión compleja que, además, se complica cuando solicita acceso y conexión a la red de electricidad. Si no hay capacidad, el solicitante entra en uno de los concursos en lista de espera para ser convocados y resueltos sin que el consumidor industrial sepa si será (o no) adjudicatario ni si, en el futuro, se ampliará la capacidad en su nudo. Pero los consumidores industriales no pueden necesariamente esperar años a que se les asigne capacidad de acceso y conexión a la red, por lo que su decisión será seguir consumiendo combustibles fósiles o acometer la inversión en un país en el cual no se enfrenten a estos problemas.

**La existencia de inversiones en las redes que se anticipen a las necesidades de las industrias que previsiblemente se electrificarán en el futuro es la solución para evitar que dichas industrias acaben deslocalizándose.**

A día de hoy, la solución más rápida es conectarse a las líneas 220 y 400 kV, pues la planificación que hace el Gobierno de las infraestructuras de transporte es la única forma de construir infraestructuras eléctricas para las que no existe una demanda firme. Pero la conexión a las líneas de transporte no es necesariamente la opción de mínimo coste. Es muy probable que sea más barato conectarse a líneas de tensión menor (entre 1 y 145 kV), que son competencia de las distribuidoras; pero, en distribución, hasta ahora, no está permitidas las inversiones anticipatorias.

Consciente del problema, **el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha impulsado una iniciativa regulatoria destinada a permitir que las empresas distribuidoras también puedan acometer inversiones de carácter anticipatorio**; y la CNMC ha

incorporado esta iniciativa en su modelo retributivo. Es una buena noticia para la industria, **pero eclipsada por el hecho de que sólo podrán hacerlo con carácter transitorio** (entre 2026 y 2031) y **por un porcentaje máximo de sus inversiones**.

### El problema de las congestiones en las solicitudes de acceso y conexión

En el contexto de la electrificación, es lógico que se aceleren las solicitudes de acceso y conexión a la red tanto por parte de promotores eólicos y solares fotovoltaicos (oferta) como por parte de los consumidores residenciales y empresas (demanda).

Por un lado, **la regulación en vigor exige a los solicitantes que presenten unas garantías económicas que son muy bajas comparadas con el coste marginal que se induce** (coste marginal que debería satisfacer el solicitante). Además, sólo se les cancela el derecho de acceso y conexión una vez otorgado si incumplen una serie de hitos que, en el caso de las instalaciones de generación, están relacionados con el procedimiento de autorización administrativa y, en el caso de la demanda, con la firma del contrato técnico de acceso.

Dado que las penalizaciones por no avanzar en la tramitación por causas imputables al solicitante son exigüas (en algunos casos, incluso inexistentes) y dado el hecho de que el acceso a la red es un recurso escaso, **el resultado lógico y previsible es una avalancha de solicitudes que crea un déficit de capacidad de conexión** que, en gran parte, puede ser “ficticio”, pero que hay que resolver.

En la actualidad, ya hay 386 nudos de la red de transporte en los que la capacidad de conexión solicitada por parte de instalaciones de generación supera significativamente la capacidad disponible y que están pendientes de resolver a través de concursos; cifra que se eleva a 72 nudos, en el caso de solicitudes por parte de consumidores.

En lugar de plantear concursos basados exclusivamente en la adjudicación a quien esté dispuesto a pagar más por la conexión (criterio objetivo y transparente), **el Gobierno decidió que los concursos se basarían en criterios subjetivos y fácilmente recurribles** en los tribunales (tales como el impacto socioeconómico en el área y sus habitantes, la afección ambiental al territorio o el grado de activación económica en zonas de reto demográfico). Ante la probable amenaza de que los concursos se acaben enquistando en litigios, **la Secretaría de Estado de Energía apenas ha convocado y resuelto concursos** (sólo hay contadas excepciones).

**El resultado final es una congestión estructural en un asunto que es crucial y sin visos de solución a corto plazo** por culpa de un Departamento Ministerial incapaz de filtrar las solicitudes de acceso y conexión que vayan en serio y que generen más valor.

**La solución es que el único criterio de adjudicación de los concursos sea el económico.** De este modo se revela el valor real de las conexiones y éstas se acometerán siempre que, y sólo si, su valor para el postor es mayor que el coste marginal que se induce. De este modo, no habrá solicitudes especulativas ni se podrá impugnar el resultado de los concursos, y se podrá avanzar con agilidad hacia la electrificación de la economía y cumplir con los compromisos de lucha contra el cambio climático con el mínimo coste para los consumidores.

## Red Eléctrica instala balizas en las líneas eléctricas de Huesca para ganar en seguridad en los rescates aéreos de montaña

Eleconomista.es, 12 noviembre de 2025

- **Se actúa en varias zonas y los trabajos continuarán en 2026 en el área de Botaña**
- **De esta manera, se aboga por el balizamiento de varios trazados en los corredores de vuelo que utilizan los helicópteros**
- **Red Eléctrica invertirá 400 millones en Aragón en infraestructuras de energía**

Los rescates aéreos de montaña en Huesca van a ser más seguros. Red Eléctrica de España está señalizando las líneas eléctricas de **220 kV Mediano-Pont de Suert y Biescas-Pragneres** este año con balizas visibles a gran distancia. Una actuación que continuará en 2026 con la señalización mediante actuaciones adicionales en la zona de **Boltaña**.

La instalación de estas balizas pretende **mejorar la visibilidad de las líneas eléctricas**, lo que es un factor crítico en las operaciones de rescate que se llevan a cabo con **medios aéreos en lugares de difícil acceso** como los entornos montañosos en el Pirineo de Huesca. De este modo, se van a señalizar con balizas los cables de tierra de las líneas eléctricas para que sean más visibles y **reducir el riesgo en los vuelos de emergencia**.

Son actuaciones que forman parte del plan de colaboración establecido con la **Unidad Aérea de Aragón de la Guardia Civil** dentro del que se incluyen varios trazados en los corredores de vuelo que emplean los helicópteros de rescate de este cuerpo.

Estos trabajos ya se han realizado en la **línea de 200 kV MedianoPont de Suert a su paso por Campo** (Huesca), sumándose a los realizados el pasado mes de abril en la **línea Biescas-Pragneres a 220 kV en Yésero**, también en Huesca, donde se instalaron las balizas directamente sobre los cables conductores al ser un eje sin cable de tierra.

Para **2026**, los trabajos comprenden actuaciones similares en la localidad de **Boltaña**, también en Huesca, y en concreto en la **línea de 220 kV Sabiñánigo-T de Escalona**.

Todos los trabajos se están llevando a cabo con **personal altamente especializado** que se desplaza por los cables en un contenedor de seguridad para depositar las esferas que son visibles a gran distancia.

Desde Red Eléctrica han indicado que diseñan, desarrollan y gestionan sus activos desde la integración de las infraestructuras en el entorno natural y la óptima interacción con los diversos actores que desarrollan su actividad junto a ellas. En este sentido, la señalización de las líneas ocupa un lugar destacado, bien con balizas o con dispositivos salvapájaros para proteger a la avifauna, uno de los principales objetivos incluidos en el Plan de Sostenibilidad de Red Eléctrica de España.

## Red Eléctrica prepara el plan de interrumpir la industria el próximo año en caso de desajuste en el sistema eléctrico

Elperiodicodelaenergía.com, 12 noviembre de 2025

**La subasta del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD) se celebrará el próximo 28 de noviembre con más capacidad tras un 2025 en blanco**

Como suele ser habitual en los últimos años por estas fechas, Red Eléctrica sacará a subasta la capacidad de la industria a interrumpir en 2026 en caso de ser necesario para que case bien la oferta y la demanda.

La **Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC)** ha aprobado la resolución del nuevo procedimiento de operación del sistema eléctrico peninsular P.O.7.5 Servicio de respuesta activa de la demanda (SRAD).

Con ello, Red Eléctrica ha informado a los agentes de mercado que la subasta para la asignación del servicio de respuesta activa de la demanda se realizará el viernes 28 de noviembre de 2025.



Este año hay algunas novedades. Por un lado, la CNMC busca que haya más actores y ha invitado a industrias y consumidores algo más pequeños que los habituales electrointensivos que suelen acudir a esta subasta.

Se trata ya de la cuarta subasta que se va a realizar tras las de los ejercicios, 2022, 2023 y 2024. En esta ocasión el servicio de respuesta activa de la demanda deberá ser prestado entre el 1 de enero y el 30 de junio de 2026. Es la primera vez que se hace únicamente para los primeros seis meses. Además, se realizará durante los períodos horarios que se indican a continuación: de lunes a viernes para los períodos de H8 a H24, los sábados, domingos y festivos para los períodos H22 a H24. El total de períodos horarios de prestación del servicio para el periodo del 1 de enero al 30 de junio de 2026 alcanza un valor estimado igual a 2.279 horas. Las noches no se van a tocar para los grandes consumidores.



## Nada que ver con el apagón

Lo de que se haga por los seis meses se desconoce si se ha decidido así a la espera de que se active el Procedimiento de Operación 7.4, previsto para el primer trimestre del próximo año. Con este procedimiento se espera acabar con las alteraciones de tensión en la red y por tanto no habría problemas de suministro.

Sin embargo, Red Eléctrica ha querido dejar claro que el SRAD ya estaba en funcionamiento antes que el apagón y sus modificaciones se vieron antes de que se produjera. "La propuesta de modificación del SRAD que el operador del sistema sacó a consulta pública es anterior al incidente del 28 de abril, por tanto, no se correlaciona con él. Este servicio resuelve desbalances de potencia activa, por lo que no tiene que ver con las causas del incidente, ni aporta recursos al control dinámico de tensión", han explicado fuentes del operador del sistema a este diario.

Según las mismas fuentes, "el SRAD es una herramienta de flexibilidad para el sistema; es un mecanismo de balance específico para que la demanda participe en los servicios de ajuste para garantizar el equilibrio del sistema. Puede aplicarse en aquellas situaciones puntuales en las que se identifique que el sistema no cuenta con recursos suficientes para mantener el nivel adecuado de reserva de potencia activa".

## Más capacidad tras no activarse en 2025

Para este primer semestre se pondrán en liza un total de 2.339 MW que se requerirán a la industria en caso de ser necesario. Se trata de un poco más de capacidad que en anteriores años donde se alcanzaron los 2.116 MW como en 2024.

Este mecanismo es voluntario, acude el consumidor que quiera y/o lo necesite, y además es remunerado. En 2024 se llegaron a cobrar precios de entre dos y tres veces el mercado.

Cabe recordar que el SRAD no se ha activado en lo que va de 2025. La última vez fue en diciembre de 2024, mes en el que se activó dos veces. También en julio y mayo.

Previsiblemente, con el modo de operación reforzada, teniendo tanta capacidad de potencia reactiva, es decir ciclos combinados de gas al ralentí para que puedan dar respuesta en caso de ser necesarios, haya hecho que no se haya activado durante este año. Veremos si en el próximo mes y medio es necesario o no.

La interrumpibilidad de la industria se mantiene, otra herramienta más para asegurar el suministro eléctrico en caso de ser necesario. El objetivo no es otro que casar oferta y demanda.

# Iberdrola y Basquenergy Cluster dicen que el texto de CNMC aboca al "Aliexpress de la distribución eléctrica"

Elperiodicodelaenergía.com, 12 noviembre de 2025

**El Gobierno Vasco está en conversaciones para que País Vasco tenga más potencia eléctrica para nueva industria puntera**

**Iberdrola y Basquenergy Cluster han advertido de que el borrador sobre el modelo retributivo de las redes eléctricas propuesto por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) aboca al "Aliexpress de la distribución eléctrica".**

Bilbao ha celebrado este miércoles las jornadas 'Euskadi hacia el futuro. Etorkizunerantz' sobre 'Transición energética y sostenibilidad', organizadas por *Europa Press Euskadi*, en las que han intervenido el consejero de Industria, Transición energética y Sostenibilidad del Gobierno Vasco, **Mikel Jauregi**; el director del Basquenergy Cluster, **José Ignacio Hormaeche**; el director de Regulación de Iberdrola España, **Patxi Calleja**; y el director de Ikea Barakaldo, **David Cajal**.



En su intervención, el director de Regulación de **Iberdrola España**, **Patxi Calleja**, ha reprochado que la nueva propuesta de la CNMC de regulación para atraer inversiones en redes propone 37% de reducción de costes. "Tenemos la distribución eléctrica más barata que Europa, que cuesta la mitad que en Francia y que en Alemania, con un informe sacado por EY hace un mes. Imaginaros 37% de reducción en cualquier servicio universal, o en sanidad, o en educación, o en el acceso a la luz", ha alertado.

Por ello, ha criticado que "es un poco querer llevarnos de un servicio con alta calidad, que es lo que permite traer empresas, porque no solo es tener enchufe, sino la calidad, al Aliexpress de la distribución, que es un poco lo que está pretendiendo la Comisión".

Además, ha criticado que se pretenda "por primera vez un límite máximo a la conexión". "Esto es un servicio universal. ¿Ahora tenemos que decidir si a un cliente es rentable conectarle o no en un servicio universal?, 257 euros por kilovatio es lo que quiere la Comisión reconocer de inversión", ha cuestionado.

En este sentido, ha advertido de las consecuencias "dramáticas" del modelo retributivo de las redes eléctricas propuesto por la CNMC, que debe aprobarse antes de fin de año, y, por ello ha pedido "altura de miras" al organismo regulador.

"Parece mentira que en esta transición el cuello de botella sea aquello que sabemos hacer hace más de 100 años, que son redes eléctricas. Gobiernos, asociaciones, clústeres y, por supuesto, las empresas eléctricas, tenemos que pedirle a la Comisión altura de miras. Estamos en el tiempo de prórroga, esto es remontable, y hay que evitar un fallo de estas características que limita el crecimiento por un problema de infraestructura en una región tan rica como esta", ha manifestado.

## Basquenergy Cluster

El director del Basquenergy Cluster, **José Ignacio Hormaeche**, ha coincidido con el término empleado por Patxi Calleja al denunciar de que se pretende que en España se instaure el "Aliexpress de la distribución" eléctrica, en perjuicio de la "calidad del servicio". "No es una metáfora", ha dicho Hormaeche.

Así, Jose Ignacio Hormaeche ha explicado que "si el límite que se reconoce a una empresa de distribución en España son 257 euros el kilovatio y si cuesta 300 o 320 y hay ejemplos, en los que por la inversión que hay que hacer, es mayor, hay dos posibilidades: una, no hacerlo, y esa empresa se va a quedar sin conexión". "Hay una segunda posibilidad que es igual de mala, que es la tentación de que los transformadores o las celdas de media y alta tensión vengan de China", ha subrayado.

En esta línea, ha apuntado que "la amenaza de la competencia china, que está en otros sectores y en muchos otros, en el ámbito de la energía también está ahí".

"Si ya la propia CNMC dice que solamente va a invertir por este importe, el distribuidor puede estar tentado de decirnos a la potente cadena de valor eléctrica que hay en el país: 'yo lo haría con vosotros, que me da más garantía de seguridad, de calidad, de plazo de mantenimiento, y porque además contribuyo a la economía de este país', pero, si me tengo que atener a 257 euros el kilovatio, estamos abriendo la puertas y poniendo la alfombra roja, que sea más fácil que esa competencia de exterior aparezca", ha agregado.

### Más potencia eléctrica para País Vasco

Por su parte, el consejero de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad, **Mikel Jauregi**, ha afirmado que están en conversaciones con el Gobierno de Estado para conseguir que Euskadi cuente con más potencia eléctrica con el objetivo de lograr la implantación de "nueva industria puntera en el mundo".

Además, ha reconocido la dificultad para que haya proyectos renovables, ha asegurado que serán "pocos" pero "bien elegidos", y ha señalado que habrá pueblos a los que les "tocará tener un parque eólico o uno foltovoltaico".

Tras apuntar que País Vasco está "muy bien industrializada", ha reiterado que la reindustrialización de Europa es la "oportunidad" para que la Comunidad Autónoma Vasca sea "protagonista". Además, ha subrayado que quieren que el Plan de Industria del Gobierno Vasco sea "un plan de industria de país".

En este sentido, ha defendido que "no puede haber desarrollo industrial sin capitalización del conocimiento avanzado". "Tenemos que apostar por la industria, en un momento histórico que tiene muchas complicaciones, y lo que no queremos que no necesitemos una crisis para avanzar. ¡Avancemos antes de que haya cualquier crisis!", ha emplazado.

El consejero ha afirmado que, por ello, desde el inicio de la legislatura, el Gobierno Vasco ha apostado "por más industria, mejor industria y menos emisiones, como los tres ejes de actuación".

### Ikea

Finalmente, el director de Ikea Barakaldo, **David Cajal**, ha defendido que la sostenibilidad "no puede ser un lujo", sino "accesible y asequible" para la mayoría de personas y ha indicado que la compañía sueca se marca como objetivos reducir al 50% las emisiones en 2030 y alcanzar un impacto cero en 2050, además de lograr que para 2030 el 100% de sus productos sean de materiales reciclados o reciclables.

En su intervención, David Cajal ha destacado que la sostenibilidad y la eficiencia están "en el ADN" de la compañía sueca, una sociedad que "invierte en innovación".

Tras señalar que en Ikea han sido "pioneros en la política ambiental", y ya a principios de los años 90 tuvieron su primera estrategia ambiental al entender desde el principio que "equilibrar el crecimiento económico invirtiendo en el planeta y en las personas ayuda a tener un negocio más sostenible en el medio plazo", ha desgranado los "ambiciosos objetivos" de la compañía, que pasan por reducir al 50% las emisiones en el año 2030, tomando como base el año 2016, y tener un impacto cero de las emisiones en 2050.

Para lograr esos objetivos, ha precisado, es necesario "trabajar en toda la cadena de valor, con la base de nuestros valores y de nuestra cultura de empresa, lo que empieza desde el diseño de los productos". En ese sentido, se ha referido al "diseño democrático" que guía a los diseñadores de productos de Ikea que se sostiene en cinco ejes: precio, diseño, funcionalidad, calidad y sostenibilidad.

Cajal ha indicado que para 2030 la compañía se ha marcado que el 100% de sus productos sean de materiales reciclados o reciclables. Ahora, ha señalado, la mitad de sus productos ya tienen estas características, como la bolsa azul que "está hecha al 92% de materiales reciclados".

"Cada año nos esforzamos por aumentar un 1% o un 2% el componente de estos materiales", ha asegurado, para recordar que han cambiado el packaging de toda su gama y están inmersos en esa transformación, "quitando los plásticos de un solo uso y añadiendo mucho más cartón".

# Acciona Energía instalará una batería de 1GWh de capacidad en el desierto de Atacama en Chile

Elperiodicodelaenergía.com, 13 noviembre de 2025

**La batería tendrá 200 MW de potencia y 1 GWh de capacidad, lo que supone que podrá suministrar unos 200 MW de energía durante cinco horas.**

**Acciona Energía** ha anunciado la construcción de un proyecto de almacenamiento de energía en baterías (BESS) de un gigavatio hora (GWh) de capacidad en su complejo fotovoltaico **Margarida**, situado en el desierto de Atacama, en Chile.

Con la puesta en marcha prevista a comienzos del 2027, este será uno de los proyectos de almacenamiento en baterías más grandes de América Latina, según ha informado la empresa en un comunicado.

La batería tendrá 200 megavatios (MW) de potencia y un GWh de capacidad, lo que supone que podrá suministrar unos 200 MW de energía durante cinco horas.

## La batería de Acciona Energía

De esta manera, la batería permitirá almacenar, gestionar y suministrar la energía fotovoltaica en Margarida a distintas horas, garantizando así que la energía generada por la planta durante el día también pueda utilizarse por la noche.

La puesta en marcha de este proyecto se suma a una capacidad total instalada de 922 MW repartida en tres parques eólicos de Acciona Energía en Chile --Punta Palmeras (45MW), San Gabriel (183MW) y Tolpán Sur (84MW)-- y cinco plantas fotovoltaicas --El Romero (246MWp), Usya (64MWp), Almeyda (62MWp) y Margarida (238MWp).

Asimismo, la firma también está desarrollando una cartera de tres proyectos de almacenamiento de energía en baterías por un total de 1,5 GWh vinculados a sus plantas fotovoltaicas en este país.



Acciona Energía instalará una batería de 1GWh de capacidad en el desierto de Atacama.

Andrea Rizzo

**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



[www.sie.org.es](http://www.sie.org.es) [sie@sie.org.es](mailto:sie@sie.org.es)

SIE\_Iberdrola + SIE\_Endesa + SIE\_Naturgy + SIE\_REE + SIE\_Viesgo + SIE\_CNAT + SIE\_Energie + SIE\_Nuclenor + SIE\_Acciona Energía