

Resumen de **Prensa** Sector **Energético**



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Francisco Reynés (Naturgy), Premio Mejor Empresario del Año: "Los mejores líderes no crean seguidores, crean más líderes. Yo he ayudado a otros a llegar más lejos"

Elmundo.es, 26 febrero de 2026

El presidente ejecutivo de una de las mayores energéticas del mercado español recibe el histórico galardón otorgado por Actualidad Económica / EL MUNDO y defiende "la lealtad a las empresas, las instituciones y las personas"

El **presidente ejecutivo de Naturgy, Francisco Reynés**, ha recibido este jueves el **Premio Mejor Empresario del Año 2025**, un galardón histórico que concede la revista *Actualidad Económica*. En el acto de entrega, el mallorquín ha hecho gala de su sello personal: un liderazgo discreto, pero rotundo; dialogante, pero pragmático. "Si algo me gustaría que se recordase de mi trayectoria profesional es haber contribuido a que otros creciesen, a que tomasen responsabilidades, a que fuesen y llegasen más lejos. Ya lo decía Peter Drucker, que los mejores líderes no crean seguidores, crean más líderes", ha enfatizado el galardonado.



En su discurso, Reynés ha dado las gracias a su familia, porque "detrás de una trayectoria profesional intensa hay muchas renunciaciones silenciosas, que casi nunca se mencionan, pero son las más generosas". El ejecutivo ha extendido además el reconocimiento a toda la compañía y al resto de miembros del Consejo de la energética, presentes en el acto. "Este premio no es mío, es nuestro. Una carrera profesional no se forja con la suma de logros individuales, sino que se fragua a través de una cadena de personas que confían en ti, te exigen, te acompañan y, muchas veces, te corrigen", ha insistido.

Reynés no ha querido olvidar a todos los "maestros" que le han acompañado desde sus orígenes como ingeniero en el sector de la automoción, hasta dirigir una de las energéticas más importantes del mercado español. En especial, ha mostrado su agradecimiento a su "jefe desde hace más de 20 años", **Isidro Fainé**, presidente de CriteríaCaixa, donde Reynés ocupa actualmente la vicepresidencia primera. "Me demuestra cada día que la **vocación sincera de servicio a los demás** es, probablemente, el propósito más importante que puede tener una compañía", resaltó sobre el empresario catalán.

Como colofón, el ejecutivo recopiló los cinco principios "fundamentales" de su actuación profesional: "El primero, la lealtad a las empresas, a las instituciones y a las personas. El segundo, trabajar duro y de forma constante. El tercero, hacerlo sinceramente y con transparencia. El cuarto, confiar en las personas, en los equipos. Y el quinto, ser independiente de criterio y no entregar mi cabeza a nadie".

"ESTABILIDAD REGULATORIA"

El **presidente de CEOE, Antonio Garamendi**, también acompañó a Reynés durante el evento y destacó las **buenas cifras de Naturgy** y, por encima de todo, sus inversiones. "Son muy importantes para que un país funcione, a pesar a veces de la falta de seguridad jurídica y estabilidad regulatoria que necesita el sector energético", denunció. Garamendi.

El presidente de la patronal recordó también que la capacidad de Naturgy para generar beneficios "vuelve a la sociedad", a través de Critería, su principal accionista, y la Fundación La Caixa. "Las empresas tienen que ganar beneficios. Ese es realmente el ecosistema que consigue que en España haya empresas, y también que haya personas que creen en su país y en la sociedad", defendió.

La edición de este año -patrocinada por Jarama Race, Reale Seguros y Teads- ha reunido a más de 150 asistentes, desde líderes políticos hasta algunos de los mayores referentes del mundo de los negocios. La presidenta de la Comunidad de Madrid, **Isabel Díaz Ayuso**, y el alcalde de la capital, **José Luis Rodríguez Almeida**, han arropado al ejecutivo durante todo el homenaje. También lo ha hecho **Enrico Letta**, ex primer ministro de Italia, quien destacó la capacidad de Reynés para "buscar siempre el conocimiento".

El presidente de RSC MediaGroup, **Urbano Cairo**, y **Joaquín Manso**, director de EL MUNDO, han sido los encargados de hacer entrega del galardón. Ambos, junto a **Marco Pompignoli**, presidente ejecutivo de Unidad Editorial, y **Laura Múgica**, directora general y consejera del grupo, recibieron también a los invitados.

Manso ha ensalzado algunos de los hitos más recientes de la gestión de Reynés en Naturgy. "Los sensacionales resultados récord en una compañía que es fundamental en nuestro sistema productivo, la audacia de una autoopa que ha devuelto la liquidez a su cotización o por la habilísima operación de reordenación interna que ha reforzado su estabilidad. El verdadero liderazgo no dramatiza el conflicto, lo encauza", ha enumerado.

"Hay empresarios que gestionan bien el bienestar. Los hay que entienden el ciclo. Y, por último, hay otros que hacen comprender a todo un país cuáles son sus prioridades. A entender que una economía que pierde músculo industrial compromete también su resiliencia social. A esta categoría pertenece Reynés", ha aplaudido el director de EL MUNDO.

La matriz de Red Eléctrica descarta guardar dinero por indemnizaciones del apagón y gana 535 millones

Vozpopuli.com, 26 febrero de 2026

La empresa remarca que está a la espera de nuevos informes para conocer con detalle las causas



Redeia, **empresa matriz de Red Eléctrica**, vuelve a poner énfasis en el reparto de **culpas por el apagón**. Lo hace el mismo día en que presenta un nuevo plan estratégico y da a conocer los resultados de 2025, año en el que España se quedó a cero energético.

La compañía, **dirigida por Beatriz Corredor**, ha asegurado en el documento remitido a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV) que **no va a reservar cantidad alguna de su dinero** para posibles indemnizaciones. Una versión que mantiene desde hace tiempo, ya que en la gestora de redes existe la convicción de que no fueron los culpables y que, por tanto, no deben pagar a nadie.

La empresa remarca "que no es probable que el mencionado incidente implique la salida de recursos del Grupo en el futuro, por lo que no se ha registrado provisión alguna en los estados financieros".

De hecho, la compañía insiste en que, tras las investigaciones realizadas, se "concluye que **el incidente tuvo un origen multifactorial**, con una serie de circunstancias acumulativas que excedieron con mucho el criterio de seguridad n-1 y que derivaron en un problema de sobretensión y una desconexión en cascada de generación". Es decir, que Redeia asume que el apagón fue responsabilidad de varios agentes y que, por tanto, las culpas deben repartirse.

Por otra parte, Redeia remarca que, por ahora, **no se puede cuantificar** "el importe derivado de reclamaciones por daños porque tales reclamaciones todavía no se han recibido por un importe significativo, no habiendo transcurrido aún el plazo de prescripción para su ejercicio".

Conviene recordar en este aspecto que varias compañías eléctricas han mantenido una dura pugna con el gestor de las redes y ya han asegurado que llevarán el apagón a los tribunales. De hecho, Iberdrola asegura que el incidente le hizo **perder 177 millones de euros**.

Ganancias de 535 millones de euros

Respecto a las cifras económicas del año, el beneficio neto, en línea con las previsiones de la compañía, ha alcanzado los 505,6 millones de euros, un 37,2 % superior al del ejercicio anterior, debido a que el ejercicio 2024 se vio afectado por el efecto contable del acuerdo de venta de Hispasat.

En total, el conjunto de inversiones de **Redeia ascendió a 1.626 millones de euros**, un 38,7 % más respecto a 2024. En este ejercicio se formalizó la venta de la participación de Redeia en Hispasat por un importe de 725 millones de euros, sin impacto en la cuenta de resultados de 2025 en función de los acuerdos contractuales.

El **resultado bruto de explotación de Redeia (EBITDA)**, que en un 89 % ha procedido del negocio regulado, nacional e internacional, alcanzó los 1.258,3 millones de euros al cierre de 2025, un 4 % por encima de 2024. En cuanto al resultado neto de explotación (EBIT), 2025 deja una cifra de 806,8 millones de euros, que supera en un 6 % la del ejercicio anterior.

Por otra parte, el Consejo de Administración propondrá a la Junta General de Accionistas el reparto de un dividendo de 0,80 euros por acción con cargo a los resultados de 2025.

Red Eléctrica cree que no será sancionada por el apagón y señala a otros operadores: “No nos avergonzamos”

Elperiodicodelaenergía.com, 26 febrero de 2026

Durante la presentación de los resultados anuales de 2025, la directiva sostuvo que el operador del sistema cumplió estrictamente con la normativa vigente antes, durante y después del incidente



La presidenta de Redeia, Beatriz Corredor, ha manifestado este jueves una postura de firmeza respecto al desempeño de **Red Eléctrica** durante el apagón peninsular del pasado 28 de abril, asegurando que **la compañía no tiene motivos para sentirse cuestionada ni para avergonzarse ante la opinión pública.**

Durante la presentación de los resultados anuales de 2025, la directiva sostuvo que el operador del sistema cumplió estrictamente con la normativa vigente antes, durante y después del incidente, desplazando la responsabilidad hacia otros agentes del sector que, según sus palabras, **sí incumplieron sus obligaciones técnicas aquel día.**

Sin provisiones

Esta convicción se ha traducido en una decisión financiera de calado: el grupo **no ha dotado ninguna provisión económica en sus estados financieros para hacer frente a posibles multas o indemnizaciones derivadas del suceso.** Basándose en informes jurídicos internos y asesorías legales independientes, así como en la opinión de sus auditores, la compañía considera que **no es probable que el incidente suponga una salida de recursos en el futuro**, ya que no detectan responsabilidad alguna de Red Eléctrica en el origen del fallo.

No obstante, el grupo reconoce que esta estimación es **sensible a las investigaciones** que aún mantienen abiertos organismos como la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

En respuesta a las críticas de diversas empresas eléctricas que atribuyen el "cero eléctrico" a un error de planificación del operador, Corredor ha defendido el **rigor técnico** de sus datos y ha calificado de "estrategia de defensa" los intentos de otros operadores por culpabilizar a Red Eléctrica. El operador sostiene que **el colapso se habría evitado si las centrales obligadas a aportar capacidad de control de tensión no se hubieran desconectado indebidamente** cuando los parámetros de la red aún estaban dentro de los límites legales.

Análisis técnicos

Por su parte, el consejero delegado de la compañía, Roberto García Merino, ha reforzado esta tesis al señalar que los **análisis técnicos**, incluyendo el panel de expertos de la Comisión Europea, **no han hallado incumplimientos por parte del operador**. García Merino subrayó que, tras cerrar el ejercicio 2025 con un beneficio neto de 506 millones de euros —un 37,2% más que el año anterior debido a efectos contables de 2024—, la compañía goza de una solidez financiera suficiente para abordar su nuevo plan estratégico sin necesidad de cubrir contingencias por el apagón.

Respecto a la actual operativa del sistema, Red Eléctrica mantiene desde el incidente un **"modo reforzado"** de funcionamiento para garantizar la seguridad del suministro. Corredor ha explicado que esta medida **se mantendrá mientras persista la incertidumbre sobre el grado de cumplimiento normativo de todos los actores del sistema y hasta que se implementen por completo nuevos procedimientos de operación**, como el recientemente aprobado para el control de tensión.

La presidenta aclaró que estas medidas de ajuste **no generan ingresos adicionales** para el operador, sino que son herramientas reguladas para asegurar que la programación económica del mercado sea compatible con la realidad física y técnica de la red.

Las renovables caen por primera vez en tres años mientras Red Eléctrica esconde el papel clave de la nuclear

Eldebate.com, 27 febrero de 2026

En el año del apagón retrocedió la generación hidráulica, la hidroeléctrica, la eólica, la solar térmica y la cogeneración; mientras que la fotovoltaica batió récords

✓ **El uso de renovables sin adaptar el mercado aumenta los precios y reduce la competitividad de la economía**



El año 2025 registró, por primera vez en tres ejercicios, un retroceso de la producción mediante fuentes de energía renovables. La generación de electricidad con estas tecnologías alcanzó los 151 TWh, **un 55,5 % del total**, cifra inferior al 56,8 % de 2024. Según Redeia, matriz de Red Eléctrica, el porcentaje escalaría hasta el 56,8 % si se tiene en cuenta el autoconsumo.

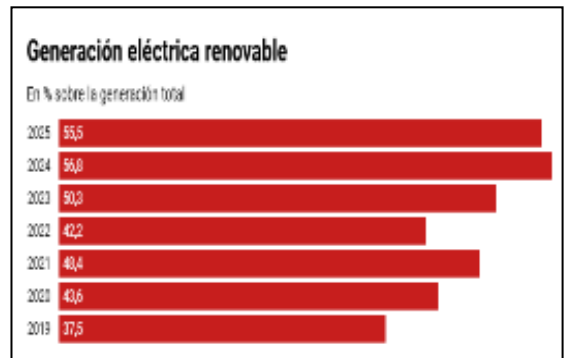
Las culpables de este retroceso son, por este orden, la cogeneración, la energía termosolar, las eólicas y las hidroeléctricas e hidráulicas. Dichas tecnologías han registrado contracciones del 11,6 %, el 10,8 %, el 3,5 %, el 6,1 % y el 3,6 %, respectivamente, según se reflejan en los resultados anuales de Redeia,

conocidos este jueves.

Por el contrario, la energía solar fotovoltaica registró un doblete histórico: alcanzó un máximo anual récord tanto en producción (50.188 GWh) como en peso en el mix energético, alcanzando el 18,4 %, según destaca en sus resultados Redeia.

Lo que no menciona el operador del sistema eléctrico es que la nuclear, con apenas el 5,28 % de la potencia instalada, se situó el año pasado como la segunda fuente de electricidad, aportando el 19,06 % del total y 51.836,14 GWh netos, según estimaciones de la **Sociedad Nuclear Española (SNE)**.

En su informe de resultados de 32 páginas, de hecho, no se menciona ni una sola vez la palabra nuclear. Para evitar resaltar este papel, Redeia esconde la nuclear en sus resultados bajo el paraguas «fuentes que no generan CO2», cuyo peso conjunto se situó en el 74,5 %.



Sube la luz por el recurso al gas

La consecuencia del menor peso de las tecnologías renovables en el año del apagón, según recoge Redeia, es un incremento medio del precio de la electricidad hasta los 83,45 euros por MWh, un 9 % más que la media de 2024. El culpable es que las renovables se sustituyeron fundamentalmente con gas natural, en las centrales de ciclo combinado, cuya utilización se disparó a raíz del cero energético, [como ya informó El Debate](#).

La anterior caída se produjo en 2022, cuando las tecnologías renovables pasaron de suponer el 42,2 % frente al 48,4 % un año antes. Entonces, el principal responsable fue el **fuerte descenso de la producción hidráulica**, que alcanzó mínimos históricos al desplomarse un 39,7 %.

Por el contrario, se registraron máximos tanto en producción eólica como en solar fotovoltaica, que entonces crecieron un 1 y un 32,9 %, respectivamente.

La fotovoltaica de hecho ha registrado un espectacular incremento en capacidad instalada en los últimos años. Solo en 2023 se incorporaron 5.594 nuevos MW, el equivalente a casi seis reactores nucleares, lo que convirtió a España en el segundo con mayor potencia instalada solar (tanto térmica como fotovoltaica) de los países europeos.

Con estas cifras de instalación fotovoltaica, los precios en las horas de mayor generación se han desplomado, incluso en un mes como febrero, con menos horas de generación solar. De hecho, [ya hay analistas](#) que advierten de riesgos financieros para estas instalaciones con los actuales precios mayoristas, en un escenario en el que además se han multiplicado los vertidos energéticos.

Galán ganó 15,86 millones como presidente de Iberdrola en 2025, un 12% más

Elperiodicodelaenergía.com, 27 febrero de 2026

La remuneración del consejo supera los 30 millones, incluyendo la indemnización de 4,46 millones de Martínez tras dejar de ser CEO

El presidente ejecutivo de **Iberdrola**, Ignacio Sánchez Galán, percibió una retribución total en 2025 por el ejercicio de sus funciones de **15,866 millones de euros**, lo que representa un **incremento del 12,17%** con respecto a los 14,145 millones de euros de un año antes, según la información remitida por la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

De este importe, un total de 6,547 millones de euros correspondieron a la remuneración en metálico, incluyendo 2,25 millones de euros en concepto de sueldo -cifra que se mantiene inalterada desde 2008-, y 3,228 millones de euros en concepto de retribución variable a corto plazo.

Asimismo, percibió 100.000 euros por su pertenencia a consejos de administración de filiales del grupo, 138.000 euros en concepto de dietas, 600.000 euros como remuneración fija y 231.000 euros por otros conceptos.

Además, la retribución incluye otros 8,791 millones de euros en concepto de beneficio bruto de las acciones o instrumentos financieros consolidados, correspondiente a 633.334 acciones consolidadas a un precio de 13,88 euros por título del bono estratégico 2020-2022.

Por su parte, el consejero delegado de Iberdrola hasta finales del pasado mes de junio, Armando Martínez, percibió un total de 6,38 millones de euros, un 69,7% más que los 3,759 millones de euros del año anterior. En su caso se incluye la indemnización percibida de 4,436 millones de euros tras dejar el puesto que ocupaba desde 2022 -correspondiente a dos anualidades de la retribución (que a su vez incluye un año de no concurrencia).



Martínez fue sustituido en el cargo de consejero delegado de Iberdrola por Pedro Azagra, que fue nombrado el pasado 24 de junio y cuya remuneración ha ascendido a 1,552 millones de euros.

El consejo de administración de la energética ha aprobado mantener inalteradas las cifras de 2,25 millones y un millón de euros en concepto de sueldo para Galán y Azagra para este 2026.

Por su parte, la retribución total del consejo de administración de Iberdrola ascendió a 30,25 millones de euros en 2025, frente a los más 24,3 millones de euros del ejercicio anterior, principalmente por la inclusión de la indemnización a Martínez.

La remuneración media de los empleados de Iberdrola ascendió el ejercicio pasado a los 82.000 euros, lo que representa una caída del 2,38% frente a los 84.000 euros de 2024.

Las cifras de Iberdrola

Iberdrola obtuvo unas ganancias récord de 6.285 millones de euros en 2025, lo que representa un incremento del 12% con respecto a los 5.612 millones de euros del ejercicio anterior, impulsada por unas inversiones de 14.460 millones de euros en el año.

Excluyendo la plusvalía por la venta de contadores inteligentes en Reino Unido -379 millones de euros- y el reconocimiento de costes pasados en Estados Unidos -389 millones de euros- e incluyendo ajustes negativos -465 millones de euros- en el negocio de Generación Renovable y Clientes en el 'pipeline' de renovables y el impacto del 'capital allowance' en Reino Unido -251 millones de euros-, el beneficio neto ajustado fue de 6.231 millones de euros, con un incremento del 10,5%.

Sin estos cargos registrados en el último cuarto del año de ajustes de valor sin impacto en caja por más de 460 millones asociados a la cartera de proyectos renovables, el beneficio neto reportado alcanzaría los 6.749 millones de euros.

Redeia lanza un plan histórico de inversión de 13.000 millones para desatascar la red eléctrica en España

Expansión.com, 26 febrero de 2026

- **Redeia dispara beneficios a pesar del apagón y mantiene dividendo**
- **REE destapa cientos de proyectos especulativos con las licencias de luz**
- **El colapso eléctrico abre una guerra político-empresarial de 100.000 millones**



El grupo aprovecha para descongelar el dividendo y empezar a subirlo, después de dos años, más allá de los 0,8 euros por acción, y poder llegar a 0,87 euros en 2029.

Redeia, el grupo del que depende Red Eléctrica ha presentado el ciclo de inversión más ambicioso de su historia, con un valor de más de 13.000 millones de euros hasta 2031. La empresa, que gestiona el fluido de luz en España, intenta ajustarse así al mandato del Gobierno en la próxima planificación eléctrica en España. Y sobre todo, descongestionar el atasco histórico que sufre la red eléctrica en España

por la avalancha de nuevos proyectos, como los centros de datos.

El Estado, a través de la Sepi, tiene el 20% de Redeia, y ejerce un control casi absoluto sobre la compañía. El plan se esperaba desde hacía meses, sobre todo desde que en abril del pasado año la red eléctrica colapsó y produjo un apagón masivo en toda la España peninsular.

El grupo despliega un nuevo plan estratégico con horizonte 2029 con el que va a elevar un 70% la inversión media anual en Red Eléctrica respecto a su anterior plan, y además, presenta una hoja de ruta adicional con vistas a 2031.

Así se desprende del anuncio realizado por la presidenta de Redeia, Beatriz Corredor, y el consejero delegado, Roberto García Merino, tras la presentación de resultados correspondientes a 2025.

Este incremento **en la capacidad de gestión e inversión de la compañía**, unido a las mejoras previstas en el proceso de tramitación, permitirán que toda la nueva planificación aún en fase de elaboración (con una inversión prevista en la propuesta sometida a consulta pública de 13.100 millones euros, según la normativa vigente) se encuentre en servicio o en curso en 2031. Será por fases. **Habrà una primera de puesta en servicio de nuevas infraestructuras por 11.100 millones** (85% de la planificación) hasta 2029, y luego otros 2.000 millones en ejecución hasta 2031.

En concreto, Redeia compromete en el periodo 2026-2029 una inversión de 6.000 millones de euros en el TSO (el área del grupo que gestiona las redes troncales de luz), que sumados a la inversión ejecutada en 2025 y a las previstas en los ejercicios 2030 y 2031 **"permitirá alcanzar las puestas en servicio planteadas, considerando las mejoras normativas en curso** y las previstas como consecuencia de la transposición de la regulación europea".

"Con el nuevo plan estratégico damos un salto hacia el futuro para ejecutar la próxima planificación, aún no aprobada, con el foco puesto en las nuevas demandas del tejido productivo, centros de datos, electrificación del transporte, puertos o hidrógeno verde, entre otros consumos", **ha explicado la presidenta de Redeia, Beatriz Corredor**, para quien "esta nueva fase de la transición ecológica requiere seguir invirtiendo en infraestructura, pero también incorporar tecnología, digitalización, innovación y nuevas capacidades para una operación del sistema eléctrico cada vez más compleja, cuya prioridad seguirá siendo la seguridad del suministro".

"El esfuerzo comprometido consolida una senda que la compañía ha acelerado en los últimos años, tras multiplicar por cuatro la inversión desde 2020", ha anunciado Roberto García Merino. **El consejero delegado también ha detallado que el grupo ha ido planificando estas inversiones** en materia de aprovisionamientos, por lo que hasta 2029 ya tiene garantizados más del 70% de los suministros necesarios.

Como resultado de este impulso, Redeia prevé un crecimiento del 35% en su base de activos regulados (RAB), hasta 12.000 millones de euros a finales de 2029, que **alcanzan los 14.400 millones considerando la obra en curso estimada**. Fuera del perímetro temporal del plan que ahora se presenta, la base de activos regulados superará los 15.000 millones de euros a cierre de 2031, a los que se sumará una obra en curso en el entorno de los 2.000 millones de euros.

Latinoamérica y fibra óptica

Como parte de su senda estratégica hasta 2029, el grupo consolidará su actividad en transmisión eléctrica en Latinoamérica y en el ámbito de las telecomunicaciones. En el primer caso, desplegará un plan de inversiones en el entorno de los **150 millones de euros, centrado en el refuerzo y la expansión de las redes de transporte** en Brasil, Chile y Perú a través de su filial Redinter.

Por otro lado, la estrategia pone también el foco en la actividad de Reintel como mayor operador de fibra óptica oscura en España. **Plantea una inversión de 110 millones de euros para ampliar las capacidades** de su red y atender la creciente demanda de conectividad de alta calidad con el fin último de contribuir a la eliminación de la brecha digital.

En el periodo de ejecución del Plan, Redeia mantendrá una política financiera responsable apoyada en una estructura de financiación sólida y diversificada, que permitirá acometer el ciclo inversor sin necesidad de ampliar capital.

Beneficio al 3%; dividendo al 2%

Entre las magnitudes publicadas, la corporación prevé hasta 2029 un ritmo de crecimiento anual del resultado bruto operativo (ebitda) superior al 5% y **del beneficio neto en el entorno del 3%**.

Por otro lado, la compañía reafirma su compromiso con una creación de valor para sus accionistas y ha anunciado una política de dividendo creciente y sostenible y una senda clara para alcanzar los 0,87 euros por acción en 2029, lo que supone **un crecimiento anual del 2% durante el periodo**.

Iberdrola emite 600 millones en obligaciones perpetuas subordinadas verdes

Deia.eus, 26 febrero de 2026

La emisión se ha organizado en un único tramo, con un importe nominal unitario de 100.000 euros, emitidas al 100% de su valor nominal



Iberdrola ha realizado su primera operación de financiación del año mediante la colocación de **obligaciones perpetuas subordinadas verdes** por un total de 600 millones de euros, según comunicó a la **Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV)**.

Estructura y características de la emisión

La emisión se ha organizado en un **único tramo**, con un **importe nominal unitario de 100.000 euros**, emitidas al 100% de su valor nominal. Los títulos devengarán un **interés fijo anual del 3,95%** desde la fecha de emisión hasta el **9 de marzo de 2033**,

primera fecha de revisión, con pago anual.

A partir de esa fecha, los intereses se calcularán sobre el **tipo 'swap' a cinco años más un margen** que varía según el periodo: 1,420% anual durante el primer periodo de cinco años, 1,670% anual en los periodos de revisión de 2038, 2043 y 2048, y 2,420% anual en los periodos de **revisión** posteriores.

Entidades colocadoras y condiciones de pago

La operación contó con la participación de **BBVA, BNP Paribas, Commerzbank, HSBC (B&D), Natixis CIB, Santander, SMBC y UniCredit** como entidades colocadoras. Iberdrola tiene la opción de **diferir los pagos de intereses** sin que esto suponga un incumplimiento. Los intereses diferidos serán acumulativos y deberán abonarse en los supuestos definidos en los **términos y condiciones de las obligaciones**.

Red Eléctrica mantendrá el sistema en operación reforzada hasta la total integración del nuevo sistema de control de tensión

Elperiodicodelaenergía.com, 26 febrero de 2026

Desde la puesta en marcha del **P.O. 7.4**, más de **370 instalaciones** se han puesto en contacto con el **operador del sistema para adaptarse al nuevo marco**, siendo **200 las que cumplen ya los requisitos técnicos establecidos** y más de **150 han realizado pruebas de verificación**

Red Eléctrica de España mantendrá la **operación reforzada del sistema eléctrico** hasta que se complete la implantación del nuevo procedimiento técnico de control de tensión y exista plena garantía de cumplimiento por parte de todos los agentes conectados a la red. La compañía sostiene que esta medida **es necesaria para preservar la estabilidad del suministro** en un contexto de elevada penetración de energías renovables y tras el apagón registrado el pasado 28 de abril.

La presidenta del grupo aseguró que la empresa actuó con “estricto cumplimiento de la normativa vigente” antes, durante y después del incidente y defendió que la operación reforzada está



contemplada en la regulación como un mecanismo preventivo para reforzar la seguridad del sistema cuando existen incertidumbres técnicas. Según explicó, el levantamiento de estas medidas **dependerá de que el nuevo procedimiento esté plenamente desplegado y de que se acredite que las instalaciones cumplen las obligaciones relativas al control de tensión.**

Regular la tensión

El procedimiento de operación 7.4, cuya aprobación fue solicitada por la compañía en 2020 y formalizada el pasado mes de junio, fija requisitos técnicos más exigentes para que las instalaciones de generación puedan contribuir de forma efectiva a la regulación de tensión. Desde su puesta en marcha, más de 370 instalaciones se han puesto en contacto con el operador del sistema para adaptarse al nuevo marco. De ellas, **alrededor de 200 cumplen ya los requisitos técnicos establecidos y más de 150 han realizado pruebas de verificación.**

Hasta la fecha, 78 instalaciones, que suman cerca de 9 gigavatios de potencia, han superado los ensayos y **aproximadamente 4 gigavatios están habilitados para prestar el servicio de control de tensión.** La compañía subrayó que el avance en estas pruebas es clave para reducir progresivamente la necesidad de mantener el sistema en condiciones reforzadas de operación.

Red Eléctrica sostiene que el apagón de abril **evidenció incumplimientos de obligaciones técnicas por parte de determinados operadores**, especialmente en materia de control de tensión, aunque recalca que sus propios informes internos, así como los análisis realizados por auditor y asesores jurídicos externos, no han detectado incumplimientos por parte del operador del sistema. En consecuencia, la empresa no ha dotado provisiones económicas ni prevé responsabilidades derivadas del incidente.

En paralelo, el Ministerio para la Transición Ecológica ha sometido a consulta pública un real decreto que establecerá nuevos requisitos de diseño, equipamiento y funcionamiento para las instalaciones que se conecten a la red eléctrica. Según la compañía, esta futura norma **contribuirá a reforzar la estabilidad del sistema al exigir mayores capacidades técnicas a los nuevos generadores y consumidores**, facilitando además un uso más eficiente de la capacidad de acceso disponible.

Saturación de la red

La empresa rechaza que la red de transporte se encuentre saturada y asegura que actualmente circula electricidad procedente de unos 150 gigavatios de potencia instalada, con una elevada proporción de generación renovable. Indica además que **una parte significativa de los nudos mantiene capacidad disponible** y que existen permisos de acceso concedidos a demanda que aún no se han materializado en nuevas conexiones.

La planificación eléctrica para el periodo 2025-2030 contempla inversiones superiores a 13.000 millones de euros en la red de transporte, con actuaciones destinadas a reforzar ejes de 400 kV, consolidar anillos en grandes núcleos urbanos, mejorar interconexiones y desplegar compensadores síncronos, especialmente en sistemas insulares, con el objetivo de fortalecer la regulación de tensión en entornos con menor inercia.

Madrid inyecta 40 millones a Endesa en el sur de Gran Canaria para blindar el suministro

Maspalomas24h.com, 28 febrero de 2026

El Gobierno de España ha despejado finalmente la incógnita financiera sobre la estabilidad energética del principal polo económico de Canarias. A través de una resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas fechada el 3 de febrero de 2026, el Ministerio para la Transición Ecológica ha adjudicado inversiones autorizadas por un valor total que supera los 40,5 millones de euros destinados a la renovación de activos de generación en Gran Canaria, operados por Unión Eléctrica de Canarias Generación (Endesa).

El grueso de esta inyección de capital se concentra de forma estratégica en el complejo de Barranco de Tirajana, en el sur de la isla. Esta infraestructura, pieza clave para el sostenimiento del sector turístico y el consumo industrial, recibirá un total de 40.525.610 euros en inversiones reconocidas bajo el régimen



retributivo adicional. La resolución garantiza así la rentabilidad y el mantenimiento de grupos de ciclo combinado y turbinas de gas que resultan críticos para evitar fallos en el suministro de un sistema eléctrico aislado y de alta vulnerabilidad.

En el desglose de las partidas financieras, destacan los más de 14,2 millones de euros destinados al proyecto Endesa GC-BA-03 y los 13,6 millones para el grupo GC-BA-04, ambos correspondientes a la tecnología de ciclo combinado en configuración 2x1 en el nudo de Barranco de

Tirajana. A estas cifras se suma una inversión de 12,5 millones de euros para una turbina de gas "heavy duty" en el mismo emplazamiento, consolidando al sur de Gran Canaria como el principal receptor de estos fondos de modernización.

La resolución también contempla actuaciones de menor escala en la central de Jinámar, donde se han autorizado dos partidas de 2,7 millones de euros cada una para la actualización de turbinas de gas. Todas estas inversiones cuentan con una vida útil regulatoria de 10 años, lo que otorga a Endesa un horizonte de estabilidad financiera para operar estos activos. Este movimiento administrativo cierra un proceso de concurrencia competitiva iniciado en 2024, diseñado para compensar los sobrecostos de generación en los territorios no peninsulares y asegurar que la transición energética en las islas no comprometa la seguridad del sistema.

España entierra el carbón y lidera la carrera de las renovables

elEconomista.es, 28 febrero de 2026

- Desde 2023, las renovables aportan de media más electricidad al mix español que las no renovables, y su peso va en aumento año a año

El país se ha convertido en dos décadas en un referente energético, tanto por la elevada penetración de las renovables en el mix como por el buen hacer de las compañías del sector. Sin embargo, el apagón ha supuesto un **cambio de paradigma**, incluso más allá de nuestras fronteras.



El país se ha convertido en dos décadas en un **referente energético**, tanto por la elevada penetración de las renovables en el mix como por el buen hacer de las compañías del sector. Sin embargo, el apagón ha supuesto un cambio de paradigma, incluso más allá de nuestras fronteras.

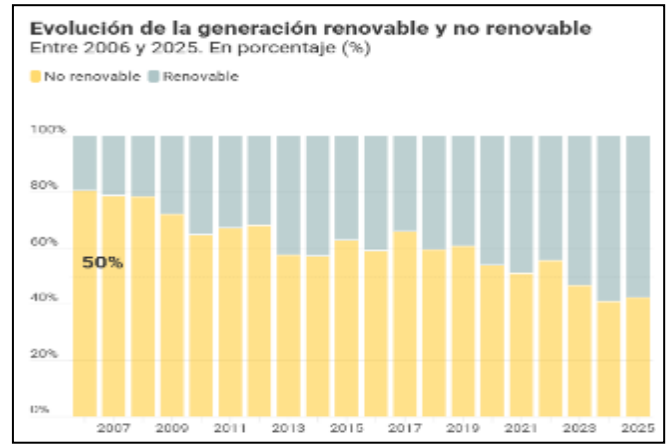
En apenas veinte años, el sector energético español ha experimentado una transformación estructural que ha alterado por completo su mix de generación, su arquitectura empresarial y su posicionamiento internacional. Si en 2005 el sistema descansaba todavía en buena medida sobre combustibles fósiles y carbón - fuentes que suponían entonces el 80% de la generación eléctrica - , en 2026 España se sitúa entre los países europeos con **mayor**

penetración renovable. El recorrido no ha sido lineal: ha estado marcado por hitos regulatorios, operaciones corporativas de gran envergadura, crisis internacionales y también por episodios críticos como el gran apagón.

El primer gran punto de inflexión moderno puede situarse en 2007, con la aprobación del Real Decreto 661/2007, que consolidó el sistema de **primas a las energías renovables** que garantizaba una rentabilidad en torno al 7%. Ese marco impulsó una expansión acelerada de la eólica y, especialmente, de la solar fotovoltaica. Así, en 2008 el país llegó a instalar más de 2.700 megavatios (MW) solares en un solo año, convirtiéndose en referencia mundial. Sin embargo, el fuerte coste del sistema derivó en ajustes regulatorios posteriores: en 2010 comenzaron los recortes como consecuencia de la crisis financiera y en 2013 se una

modificación del régimen retributivo, generando litigios que todavía hoy se pelean en los despachos y frenando la inversión durante varios años.

El sector renovable resurgió en 2017, cuando el Gobierno reactivó las subastas de nueva capacidad. A partir de 2018 y, especialmente, entre 2019 y 2023, España vivió un nuevo **boom fotovoltaico**, esta vez apoyado en un modelo más orientado al mercado y en la entrada masiva de fondos internacionales. En 2022, la solar superó por primera vez los 20 gigavatios (GW) instalados, y hoy en día ya ha superado los 50 GW. Este crecimiento dio lugar a la aparición y consolidación de **multitud de desarrolladores independientes, productores y empresas de ingeniería especializadas en utility-scale**, autoconsumo y almacenamiento.



El ecosistema empresarial vinculado a la fotovoltaica se convirtió en uno de los más dinámicos del país, si bien la elevada competencia y la reducción de rentabilidades ha propiciado la salida de una buena parte de nuevos actores. Según cálculos sectoriales, las renovables han aportado en todos estos años (2026-2025) más de 210.000 millones de contribución directa e indirecta al PIB.

Descarbonización y biocarburantes

En paralelo a este proceso 'renovable', España inició el **desmantelamiento progresivo del carbón**. En 2018 se anunció el cierre escalonado de la mayoría de las centrales térmicas, y entre 2020 y 2023 se clausuraron prácticamente todas las grandes plantas. Este proceso fue acompañado por planes -no muy exitosos- de transición justa para las comarcas mineras.

También en el ámbito de los combustibles se produjeron avances relevantes. La **gasolina con plomo** desapareció definitivamente del mercado español en 2002, culminando un proceso iniciado en los años noventa para **reducir emisiones contaminantes**. En la última década, especialmente a partir de 2020, el foco se desplazó hacia los biocombustibles avanzados. Así, en 2023 y 2024 varias refinerías españolas anunciaron inversiones para producir **HVO** (biodiésel) y **SAF** (combustible sostenible para aviación), en línea con los objetivos europeos de descarbonización del transporte aéreo y marítimo.

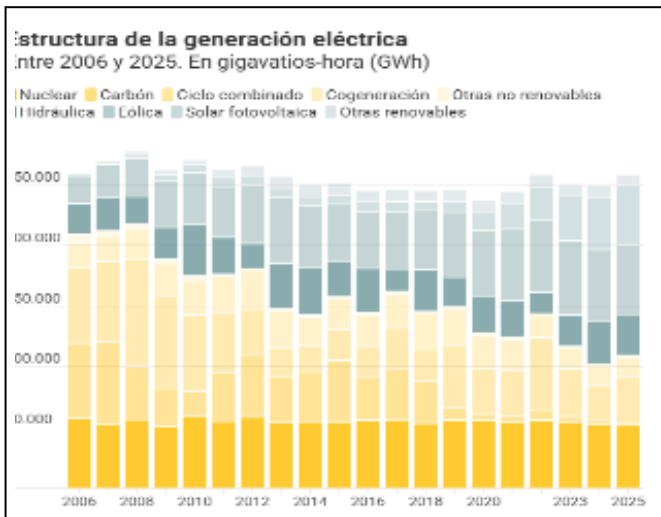
El **biogás** y el **biometano** comenzaron a ganar tracción a partir de 2021, cuando el Gobierno aprobó la Hoja de Ruta del Biogás. Desde 2022 se multiplicaron los proyectos de inyección en red, especialmente vinculados a residuos agroganaderos. Aunque España partía con retraso respecto a Francia o Alemania, entre 2023 y 2025 se produjo una aceleración notable de iniciativas industriales, con el objetivo de integrar el biometano en la red gasista existente y reducir la dependencia exterior; especialmente sobre el **gas ruso**, dado que con motivo de la invasión en Ucrania la UE estableció un veto gradual que culminará en 2027.

La Península Ibérica en el mapa

En el plano económico, la crisis energética derivada de la invasión rusa de Ucrania en 2022 llevó al Gobierno español a activar el denominado **'Mecanismo Ibérico'**, que **limitó temporalmente el precio del gas para generación eléctrica**. Y en el plano técnico, el gran apagón de abril de 2025, que afectó a millones de usuarios en toda la Península Ibérica, se convirtió en un punto de inflexión en **el debate sobre la resiliencia de las redes**. El incidente evidenció la necesidad de reforzar la planificación, acelerar inversiones en transporte y distribución e integrar almacenamiento a gran escala.

Liderazgo de empresas españolas

El plano empresarial ha sido igualmente determinante. **Endesa**, objeto de deseo para numerosas energéticas, fue 'víctima' de varias opas que se intensificaron a partir de 2005. Tras los intentos fallidos de Iberdrola, Gas Natural y la alemana E.On, la eléctrica pasó a estar controlada desde 2007 por la italiana **Enel** y Acciona, en una de las mayores batallas corporativas de la historia empresarial española. En 2009, Enel reforzó su control al adquirir la participación de Acciona, y desde entonces está en manos de los italianos.



Por su parte, **Iberdrola** emprendió su gran expansión internacional en 2007, culminando la integración de **ScottishPower**, constituida en 1990. En 2015 consolidó su posición en **Estados Unidos** mediante el nacimiento de **Avangrid**. En **Brasil**, reforzó su presencia a través de **Neoenergia**, y entre 2020 y 2021 intensificó su apuesta por **Australia**, consolidando una cartera relevante de renovables y almacenamiento. Esta estrategia permitió a **Iberdrola** convertirse en la primera utility de Europa por capitalización bursátil y la segunda a nivel mundial.

En 2009 se produjo la fusión de **Unión Fenosa** con **Gas Natural**, creando un gran grupo integrado de gas y electricidad, y en 2018 la compañía adoptó la marca **Naturgy**, en un proceso de simplificación corporativa y redefinición estratégica no solo hacia el gas, sino también hacia las renovables.

Uno de los episodios más tensos del sector se produjo en 2012, cuando el Gobierno argentino expropió el 51% de **YPF**, entonces controlada por **Repsol**. El conflicto se resolvió en 2014 con un acuerdo de compensación por 5.000 millones de dólares, pero marcó un antes y un después en la estrategia internacional de **Repsol**. La ahora multienergética fue, además, la primera compañía de su sector en comprometerse con el nivel cero emisiones netas en 2050.

BlacRock abandona Naturgy con la venta del 11,4% del capital y aboca a la compañía a otra reestructuración del Consejo

Elmundo.es, 02 marzo de 2026

El fondo estadounidense desaparece del capital de Naturgy en una nueva venta acelerada como la que ya ejecutó en diciembre. La operación ronda los 3.000 millones al precio actual de mercado



Sorpresa en el capital de **Naturgy**. El fondo estadounidense **BlackRock** ha comunicado a última hora de este lunes a la CNMV la venta acelerada del 11,4% del capital de la primera gasista española, donde era el cuarto socio. La operación supone su salida definitiva de la energética, lo que abocará a la compañía a una nueva reestructuración de su Consejo.

La nueva venta se suma a la que la gestora que dirige **Larry Fink** ejecutó el pasado diciembre, cuando se desprendió de 69 millones de acciones equivalentes al 7,1% del capital. Aquella operación superó los 1.700 millones de euros.

La venta que arranca ahora comprende 110.753.554 acciones. La cotización de **Naturgy** ha repuntado este lunes un 1,6%, en el marco de la brutal escalada de los precios del gas por la escalada de tensión en el Golfo. Sus acciones han cerrado la jornada a 26,76 euros. Tomando como referencia el precio actual de mercado, **la operación de BlackRock rondará los 3.000 millones**. Es decir, en cuestión de pocos meses, la mayor gestora del mundo habrá ingresado cerca de 5.000 millones por su participación en la gasista. Si bien, el valor final de la transacción todavía no se conoce, pues **BlackRock** aún no ha compartido el precio

Después de este movimiento, **BlackRock** quedó como el tercer mayor inversor de la energética, por detrás de **Criterium**, del fondo australiano **IFM**, y también de **CVC**, que históricamente había mantenido una participación muy pareja. Con este nuevo escenario, **Naturgy** anunció hace unos días que iba a proponer a

la próxima Junta General una reestructuración del Consejo de Administración, por la cual IFM ganaría un tercer consejero y BlackRock rebajaría su peso a dos sillones.

Ahora, esa foto ha vuelto a quedarse obsoleta, lo que obligará a la energética a rebajar el número de consejeros o a reconfigurar de nuevo el equilibrio de fuerzas del máximo órgano de gobierno.

BlackRock heredó en enero de 2024 la histórica participación de Global Infrastructure Partners (GIP) en Naturgy, entonces del 20%, tras comprar el fondo de infraestructuras. Desde el principio, el mercado descontó que BlackRock iba a rebajar sustancialmente esa posición, puesto que la gestora que dirige Fink suele apostar por participaciones mucho más pequeñas que no requieran participar activamente en la gestión de sus participadas ni en sus órganos de gobierno. Si bien, tampoco se preveía una salida total en tan poco tiempo.

Fuentes del mercado apuntan que el adiós de Naturgy aumentará el *free float* o capital flotante, uno de los objetivos prioritarios que ha tenido la compañía desde que la entrada de IFM y la consecutiva carrera de Critería por mantener su posición de control secaron la liquidez de la compañía en bolsa, lo que expulsó al grupo de los principales índices bursátiles.

Y van un paso más allá al asumir que, por fin, desaparece una incertidumbre que ha acompañado de forma constante a la compañía en los últimos años: el runrún de una salida de BlackRock y CVC, que hace tiempo superaron su periodo inversor en Naturgy. "Ya no hay un precio al que el mercado piense que BlackRock-GIP va a vender, porque ya lo ha vendido todo", explican. A nivel bursátil, prevén que esto "destapará" la cotización.

La clave ahora es conocer a qué precio cierra BlackRock la inminente venta acelerada, pero sobre todo, quién o quiénes compran ese paquete de más de 110 millones de acciones. Una vez que estas dos incógnitas se despejen, la compañía que dirige Francisco Reynés tendrá que volver a redefinir el equilibrio de fuerzas de su Consejo.

Qatar reduce su participación en Iberdrola en 2025 y la sitúa por debajo del 7%

eEconomista.es, 01 marzo de 2026

- **Aún así, Qatar sigue siendo el primer accionista del grupo, por delante de BlackRock**

Qatar Investment Authority (QIA), el fondo de inversión estatal de Qatar, **ha reducido su participación en Iberdrola por debajo del 7% del capital, situándose así en su nivel más bajo desde 2012**, aunque se mantiene como el principal accionista de la eléctrica.

Según consta en el informe anual de 2025 de la energética, **QIA vio recortada sus posiciones en Iberdrola en un 1,71% de su capital**, reduciendo así su participación del 8,69% que controlaba a cierre de 2024, y alrededor del que se había mantenido estable desde hace años, al 6,98% que poseía al pasado 31 de diciembre.



A pesar de ver recortada su posición en el capital de Iberdrola, Qatar sigue siendo el primer accionista del grupo, por delante de BlackRock, que cuenta con un 6,03%, tras haber también reducido su presencia respecto al 6,62% que tenía a finales de 2024. **Su 6,98% en el capital del grupo alcanza un valor a precio de mercado de más de 9.457 millones de euros.**

El fondo soberano de Qatar **entró en Iberdrola en 2011 con una participación superior al 6%, en una operación valorada en más de 2.000 millones de euros** tras suscribir una ampliación de capital a un precio de unos 5,63 euros por título, y la elevó rápidamente por encima del 8% del capital, en el que se ha mantenido estable en los últimos años.

Todos los años Iberdrola, dentro de sus programas de retribución al accionistas, lleva a cabo ampliaciones de capital que pueden diluir algo la participación de sus accionistas, si optan por cobrar el dividendo a cuenta en efectivo en lugar de recibir títulos nuevos -opción por la que siempre se ha decantado Qatar para mantener su participación-.

Diluida en la ampliación de capital por 5.000 millones

No obstante, el año pasado la eléctrica llevó a cabo una ampliación de capital histórica en julio por 5.000 millones de euros para acelerar su estrategia de crecimiento en redes en el Reino Unido y los Estados Unidos, mercados con marcos regulatorios estables y alta calificación crediticia.

Esta operación, que representó casi el 5% del capital tras el cierre, habría así también llevado a diluir la participación de Qatar en Iberdrola, al no haber acudido a su derecho de suscripción preferente como accionista, en algo más de un 0,4% del capital.

Los títulos de Iberdrola cerraron el pasado viernes a un precio de 20,05 euros por acción, tras permanecer planos en esa jornada en Bolsa, con lo que su capitalización se sitúa cerca de los 135.495 millones de euros.

De hecho, desde su entrada en el capital de Iberdrola la inversión de Qatar se ha visto más que triplicada. Solamente en el año 2025, los títulos de la primera 'utility' de Europa se revalorizaron un 39%.

La alianza entre eléctrica y Qatar, que a pesar de ser el principal accionista no cuenta con un asiento en el consejo de administración de la energética, va más allá de lo accionarial, ya que la eléctrica cuenta en el país con el Iberdrola Innovation Middle East, un centro de innovación líder en el mundo -situado en el Parque Científico y Tecnológico de Qatar- que tiene como objetivo sentar las bases de 'la energética digital', desarrollando soluciones digitales innovadoras para la integración de las energías renovables, las redes inteligentes y la eficiencia y conservación de la energía.

Giro total en Naturgy: GIP rompe su compromiso de estabilidad y pone a la venta toda su participación

elEconomista.es, 02 marzo de 2026

- La desinversión total del fondo en la energética española está valorada en cerca de 3.000 millones de euros

Global Infrastructure Partners (GIP) controlado por BlackRock, ha puesto en marcha la venta de la totalidad de su participación en Naturgy, equivalente aproximadamente al 11,4% del capital social de la compañía. La operación se articula mediante una colocación acelerada dirigida exclusivamente a inversores cualificados y estará coordinada por J.P. Morgan y Goldman Sachs, que actúan como joint global coordinators, según la comunicación de información privilegiada remitida a la CNMV.

El mandato contempla la venta de hasta 110.753.554 acciones ordinarias de Naturgy, representativas del 11,4% del capital y equivalentes al 100% de la participación de GIP III Canary 1 en la gasista. Tras completarse íntegramente la operación, BlackRock se deshará de toda su posición accionarial en la compañía española.

A precios de mercado, el paquete supone uno de los mayores movimientos recientes en el accionariado de una utility europea. Las acciones de Naturgy cerraron la última sesión en el entorno de los 26,4-26,7 euros por título, lo que sitúa el valor de la participación objeto de la colocación en el entorno de los 3.000 millones de euros, a falta de conocer el descuento que finalmente se aplique en el proceso de formación acelerada del libro de demanda.



La transacción se ejecutará como un accelerated bookbuilt offering, un proceso rápido por el que los bancos colocadores recaban en pocas horas órdenes de grandes inversores institucionales hasta cubrir el paquete en venta. El contrato de colocación suscrito entre el vendedor y las entidades financieras recoge las condiciones habituales en este tipo de operaciones y establece que, una vez completado el proceso, los bancos anunciarán al mercado los términos definitivos, incluido el precio de venta por acción.

La documentación remitida a la CNMV subraya que no se trata de una oferta pública y que las acciones no se ofrecerán al público en ninguna jurisdicción ni se registrarán en Estados Unidos al amparo del Securities Act de 1933. La operación se dirige exclusivamente a inversores cualificados en el Espacio Económico Europeo y el Reino Unido, y queda su distribución en Estados Unidos, Canadá, Australia, Japón, Sudáfrica y otros países donde la legislación de valores impone restricciones.

Los bancos colocadores se reservan, asimismo, la posibilidad de tomar parte de las acciones en la colocación como posición principal y de realizar operaciones de financiación asociadas, en línea con la práctica de mercado en grandes block trades.

Un giro respecto al compromiso de estabilidad

El movimiento supone un giral mensaje transmitido por el propio fondo apenas tres meses antes. **En diciembre de 2025, GIP III Canary 1 ya había reducido su participación en Naturgy mediante una primera colocación acelerada de aproximadamente el 7,1% del capital**, en la que vendió a un precio de 24,75 euros por título. Tras esa operación, el vehículo quedó con el 11,4% del capital, sujeto a un compromiso de lock-up de 90 días, y trasladó entonces a la compañía su intención de mantenerse de forma estable en torno a ese porcentaje, según comunicó el fondo a la propia Naturgy.

Aquella transacción, coordinada en exclusiva por J.P. Morgan, **supuso una desinversión por 1.703 millones de euros** y ya marcó un primer paso en la **transformación del papel de BlackRock en el capital de Naturgy**, desde una participación cercana al 20% en los años anteriores hasta un escalón más financiero y menos de control.

Con la nueva colocación, el fondo de infraestructuras controlado por BlackRock **pasa de la lógica de "estabilidad" en torno al 11% a una salida completa**, en un contexto en el que el Gobierno vigila de cerca la composición del accionariado de las grandes compañías energéticas por su papel estratégico en la seguridad de suministro y la transición energética.

Reconfiguración del núcleo duro de Naturgy

Según el Informe Anual de Gobierno Corporativo de Naturgy correspondiente a 2025, antes de esta nueva operación el capital de la energética estaba fuertemente concentrado en torno a varios socios de referencia: **CriteriaCaixa con alrededor del 26%, GIP III Canary 1 con el 11,42%, el fondo IFM Global Infrastructure con cerca del 15,5% a través de Global InfraCo, el vehículo Rioja Acquisition controlado por CVC con aproximadamente el 13,8% y Corporación Financiera Alba con un 5,01%**, además de otras posiciones menores de fondos del grupo BlackRock.

La venta del 11,4% en manos de GIP abre varios escenarios. Si el paquete se distribuye de forma atomizada entre grandes institucionales, el free float de Naturgy aumentará de manera significativa, reforzando la liquidez del valor y reduciendo el peso del núcleo duro. En cambio, si uno o varios inversores toman posiciones relevantes en la colocación, **podría emerger un nuevo actor de referencia en el capital de la compañía**, con implicaciones directas en la gobernanza y en los equilibrios entre los restantes socios significativos.

BlackRock, que se convirtió en la matriz última de GIP tras la adquisición anunciada en 2024, mantendrá previsiblemente otras posiciones financieras en Naturgy a través de fondos y vehículos gestionados por distintas filiales del grupo, aunque **la salida de GIP III Canary 1 supondría el fin de su presencia como accionista industrial con asiento propio en el consejo**.

Impacto de mercado y próximos pasos

La operación se lanza en un momento de relativa estabilidad en la cotización de Naturgy, que en las últimas semanas ha oscilado en la banda de 25,5 a 27 euros por acción, con una revalorización moderada en lo que

va de año. El tamaño del paquete y el eventual descuento frente al último precio de mercado condicionarán la reacción de la acción en las próximas sesiones, como suele ocurrir en grandes colocaciones aceleradas.

Una vez cerrado el libro y fijado el precio, J.P. Morgan y Goldman Sachs deberán comunicar al mercado los términos definitivos de la colocación. A partir de ese momento **se aclarará si la salida de BlackRock se traduce en un aumento del capital flotante o en la entrada de nuevos socios relevantes**, y hasta qué punto se reconfigura el equilibrio de poder en una de las grandes compañías energéticas del Ibex 35.

Iberdrola eleva el pulso a la Moncloa y exige alargar el cierre de las nucleares más allá de Almaraz

Vozpopuli.com, 1 marzo de 2026

La empresa insiste en su mensaje al Gobierno contra el cierre de las centrales nucleares, “son necesarias” y “abaratán la luz”



Ignacio Galán, presidente de Iberdrola, **ha elegido un escenario de máximo foco** —la **presentación de resultados**— para lanzar un mensaje directo al Gobierno. Sin rodeos, sin matices y con una apelación explícita a su perfil técnico. “No sé cuántas veces he repetido, como ingeniero, cuál es mi visión. Las centrales nucleares son necesarias, seguras, eficientes y contribuyen a tener precios más bajos en nuestros países. Esa es la realidad”.

No fue una frase aislada. Fue una enmienda en toda regla al calendario de cierre pactado por el Ejecutivo, que prevé apagar progresivamente el parque nuclear español en la próxima década. Mientras el Ejecutivo mantiene su hoja de ruta hacia un mix sin nuclear, el presidente de la mayor eléctrica del país, de Europa y una de las primeras del mundo plantea justo lo contrario: prolongar la vida útil de las plantas.

Pero para llevarlo a efecto son necesarios incentivos. Galán puso el foco en uno de los elementos más controvertidos del debate: **la carga impositiva**. “En el caso de España, sufrimos una enorme carga impositiva que, según creo, es de casi 30-35 euros por megavatio hora, lo cual es tres o cuatro veces más que en otros países vecinos”.

En un mercado eléctrico donde el precio marginal lo marca la tecnología más cara que entra en cada hora, penalizar fiscalmente una fuente que opera con costes variables bajos **tiene consecuencias directas en el precio final**. Si la nuclear soporta una presión fiscal superior a la de su entorno, su viabilidad económica se erosiona.

El Gobierno defiende estos gravámenes como instrumentos de política energética y de financiación del sistema. Pero el resultado práctico es que se encarece una tecnología ya amortizada, sin emisiones de CO₂ y que aporta generación firme. Y después se argumenta que el cierre es inevitable.

Más barata que el gas

El presidente de Iberdrola fue más allá al subrayar una paradoja del mercado actual al asegurar que “hoy, algunas centrales nucleares han sido llamadas **a operar bajo restricciones porque son más baratas que las plantas de gas**. Esa es la realidad a la que nos enfrentamos”.

En plena volatilidad internacional del gas, la nuclear actúa como ancla de estabilidad. **No depende de mercados geopolíticos ni de tensiones externas**. Su coste es predecible. Sustituirla por ciclos combinados implica aceptar mayor exposición a precios internacionales y, por tanto, mayor riesgo estructural en la factura eléctrica.

Cerrar las centrales no elimina la demanda. Obliga a cubrirla con más renovables —cuando estén disponibles— y con gas cuando no lo estén. La transición comporta un equilibrio complejo y prescindir de generación firme puede tener un coste.

Galán también apeló a la comparación continental. “Hoy, los países europeos que no tienen energía nuclear tienen precios estructuralmente más altos: **Italia, Alemania... Alemania está alrededor de 20 euros más que Francia o España**”.

El mensaje que mandó es claro: los países que han cerrado o no han desarrollado nuclear dependen más de combustibles fósiles importados. “Aquellos países que mantenemos nuestras centrales nucleares, y que ya hemos invertido en otras tecnologías renovables, tenemos precios más bajos que los países que no las tienen, ya sea porque no las han construido o porque han cerrado sus plantas nucleares. Y, por tanto, dependen de la importación de combustibles fósiles, lo que hace automáticamente que sus costes sean más elevados”.

Mientras Francia impulsa nuevos reactores y Bruselas ha incluido la nuclear en la adscripción ‘verde’ bajo determinadas condiciones, España mantiene un calendario de cierre acordado en un contexto previo a la crisis energética europea. La pregunta es si ese marco sigue siendo válido.

Almaraz y el pulso regulatorio

“**Hemos solicitado ya la extensión de Almaraz**, y nos gustaría la extensión de otras centrales en el futuro. Ese proceso está en marcha. El Consejo de Seguridad Nuclear lo está analizando. Nosotros hemos enviado toda la documentación requerida”, sentenció.

La extensión de la vida útil no es excepcional en el ámbito internacional. “Las centrales nucleares, la mayoría parecidas a esta, tienen una extensión de vida de 60, incluso de 80 años”. Estados Unidos es el ejemplo paradigmático. Europa empieza a reconsiderar cierres prematuros.

La decisión final dependerá del regulador y, en última instancia, del Gobierno. Pero el debate ya está en la arena pública. Y no es ideológico, es económico. ¿Puede España permitirse prescindir de una tecnología que aporta estabilidad y precios más contenidos en plena presión sobre la competitividad industrial?

Galán lo resumió sin ambigüedades. “No tendría mucho sentido que no aprovecháramos este activo que, insisto, es necesario, **seguro, eficiente y contribuye a tener precios más bajos**”.

El Ejecutivo tiene la última palabra. Pero cada vez resulta más difícil sostener el cierre como una cuestión meramente técnica. La discusión es estratégica. Y afecta directamente al bolsillo de empresas y consumidores.

Bogas reorganiza Endesa con cambios en auditoría, seguridad y servicios generales

elEconomista.es, 03 marzo de 2026

• La eléctrica renueva su dirección para afrontar el nuevo plan estratégico a 2028



El consejero delegado de Endesa, José Bogas, ha puesta en marcha **una reorganización en la primera línea ejecutiva de la compañía** para afrontar el nuevo plan de negocios presentado por la empresa esta pasada semana y que afecta a varias áreas de servicio.

Desde el pasado 1 de enero, la antigua directora de auditoría, **Patricia Fernández Salís, se ha convertido en la nueva Directora general de Real Estate y Servicios Generales** de la eléctrica en sustitución de Pablo Azcoitia, que se prejubilaba.

Fernández Salís nacida en Madrid en el año 1968, es Licenciada en Administración y Dirección de Empresas por CUNEF (Universidad Complutense) donde cursó la especialidad en Auditoría. Cuenta además con el Management Development Program de IESE y el Leadership for Energy Program de la Harvard Business School.

Fernández Salís ha sido sustituida a su vez en su anterior cargo por **Eugenio Belinchón, que asume así la dirección general de auditoría**.

Belinchón nacido en 1976 es Licenciado en Economía por la Universidad Complutense de Madrid y Executive MBA por el IE Business School. Además, cuenta con un Leadership Program por IESE/Bocconi y el Risk Management Program de Harvard Business School.

El último de los cambios llevados a cabo por la compañía en este 2026 afecta al área de Seguridad donde **Florencio Retortillo ha sido sustituido por Miguel Ángel García López justo tras el ciberataque sufrido por la compañía**, aunque la empresa asegura que sin ninguna relación con este suceso al tener también prevista su prejubilación. García López nació en Córdoba en 1982. Es licenciado en Derecho por la Universidad de Nebrija, con máster en Seguridad y máster en Prevención de Riesgos Laborales por la UNED. También, diplomado Superior en Dirección y Gestión de la Seguridad Integral en Seguridad Privada por la UNED. Fue director de Seguridad e Instructor de tiro de Seguridad Privada habilitado por el Ministerio del Interior, y titulado por la Jefatura de Enseñanza de la Guardia Civil en las especialidades de Policía Judicial, Protección de la Naturaleza, Búsqueda y Localización de artefactos explosivos y Gestión Económica y Técnica.

Acumula veinticuatro años de trayectoria profesional en el Cuerpo de la Guardia Civil, donde alcanzó la categoría de Teniente Coronel de la Escala Superior de Oficiales. Desempeñó diferentes puestos de responsabilidad en unidades de seguridad ciudadana en Almería y Madrid; en unidades de investigación del Seprona; en la Jefatura de Transformación Digital y Ciberseguridad y durante nueve años en el Servicio de Seguridad de la Casa de S.M. El Rey. Se incorporó a Endesa en diciembre de 2025 ejerciendo la función de Manager de la Dirección General de Seguridad hasta el pasado 31 de enero de 2026.

Brecha de seguridad con los datos de más de 16 millones de clientes

La Agencia de Protección de Datos ha solicitado a las dos sociedades de Endesa afectadas por **el robo de datos de 16 millones de clientes** que amplíen las notificaciones preliminares realizadas a dicha autoridad. Igualmente, la eléctrica ha procedido a informar del incidente a otras autoridades competentes en la materia mientras continúan los análisis para determinar el origen de dicha brecha de seguridad que fue detectada el pasado 5 de enero y motivó la activación de los protocolos y procedimientos de seguridad establecidos.

Iberdrola abonará 14 millones por el ahorro de energía del Metro de Barcelona y los autobuses

Expansión.com, 03 marzo de 2026

- **CAF y Comsa se adjudican dos contratos de mantenimiento del Metro de Barcelona**
- **Indra fabricará las nuevas máquinas de billetes para el Metro de Barcelona**

Las inversiones que **Transports Metropolitans de Barcelona (TMB)** está efectuando en ahorro energético no sólo reducirán su recibo. El operador recibirá 14,4 millones de euros por las medidas de eficiencia que ha introducido en los últimos tres años, según explicó su consejero delegado, **Xavier Flores**.

Desde principios de 2023, el ordenamiento jurídico incorpora un mecanismo que prevé que las empresas energéticas adquieran certificados de ahorro como alternativa a su aportación al Fondo Nacional de Eficiencia Energética.

Ante este cambio normativo, TMB decidió convocar un **concurso público "pionero en España"**, que ha ganado **Iberdrola**, que será la comercializadora que le abone este importe, que se calcula en base al ahorro energético certificado de **TMB**. En tres años, asciende a 57 gigawatios-hora (GWh) y su previsión es alcanzar los 80 GWh en 2029.

El menor consumo se debe a la **renovación de la flota**, mejoras en el sistema de conducción para ganar eficiencia y la renovación de la iluminación y de las calderas centrales. Los trenes del **Metro** también recuperan energía que se genera mientras frenan.



El "efecto dominó" de Almaraz: retrasar el cierre de una sola central obliga a rediseñar todo el mapa energético de España

Xataka.com, 03 marzo de 2026

- **Iberdrola y Endesa redoblan su presión al Gobierno para prorrogar el parque atómico nacional**
- **Los embalses llenos y el viento han hundido tanto los precios que las centrales ya se desconectan solas por falta de rentabilidad**



Justo en medio de una batalla política y empresarial sin cuartel para alargar la vida del parque atómico español, la cruda realidad del mercado se ha impuesto. Mientras los grandes ejecutivos discuten sobre el futuro a largo plazo, el presente ha dado un golpe sobre la mesa: el titular de la central nuclear de Almaraz II notificó al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) una parada no programada de su reactor y su desacoplamiento de la red eléctrica.

No saltaron las alarmas por un problema de seguridad. De hecho, el incidente se clasificó con nivel 0 (sin significación para la seguridad) en la escala internacional INES, al cual hemos tenido acceso. El motivo real fue puramente económico y motivado por causas relacionadas con el mercado eléctrico. Según explica *El Periódico de Extremadura*, la reciente sucesión de borrascas disparó la producción renovable —hundiendo los precios de la luz— lo que, sumado a una "inasumible carga impositiva" que supone más del 75% de sus costes variables, hizo completamente inviable mantener el reactor encendido.

El pulso reciente: de la desconexión a la prórroga

Esta desconexión choca frontalmente con los intensos movimientos corporativos de las últimas semanas. A finales de octubre, Iberdrola, Endesa y Naturgy presentaron al Ejecutivo una petición formal para aplazar hasta junio de 2030 el cierre de Almaraz, cuyos dos reactores tenían programada su desconexión para 2027 y 2028.

Pero la ambición del sector no se detiene en Cáceres. Según recoge *Cinco Días*, el presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, ha confirmado que pedirán la ampliación de otras centrales en el futuro, asegurando que "la mayor parte de ellas pueden llegar hasta los 60 e, incluso, los 80 años".

Esta postura está respaldada por argumentos técnicos y logísticos de la industria. Como detalla en *El Economista*, el consejero delegado de Endesa, José Bogas, aspira a prolongar "en números redondos unos 10 años más" todo el parque nuclear español. Bogas argumenta que no tiene sentido logístico proceder al complejo desmantelamiento de dos grupos de una misma central en fechas diferentes (2027 y 2028). Mientras tanto, el CSN ya está analizando la documentación para emitir su informe preceptivo, previsiblemente en verano, tal como informa una nota de prensa del propio regulador.

La posible prolongación de Almaraz ha abierto una enorme brecha entre dos visiones irreconciliables de la transición energética. En el bloque de quienes defienden alargar la vida atómica, los argumentos económicos y laborales marcan el paso. Según las declaraciones de Ignacio Sánchez Galán recogidas por *Vozpópuli*, las centrales nucleares son una pieza clave para abaratar el precio de la luz. De hecho, el presidente de Iberdrola recuerda que los países europeos que carecen de este tipo de energía, como Italia y Alemania, pagan la electricidad "unos 20 euros más" por megavatio hora en comparación con España y Francia.

A esta defensa de la competitividad se suma la advertencia sobre el impacto directo en el bolsillo del consumidor final. Un reciente informe de la OBS Business School alerta de que si Almaraz cierra, la inevitable dependencia del gas encarecería la factura eléctrica en torno a un 23% para los hogares —entre 150 y 250

euros más al año— y hasta un 35% para la industria. Más allá del recibo, está el factor territorial. El Colegio de Ingenieros Industriales, [en declaraciones a El Periódico de la Energía](#), recuerda que esta central no solo genera el 7% de la electricidad de toda España cumpliendo con los máximos estándares internacionales de seguridad (WANO 1), sino que es un motor económico vital para sostener 4.000 empleos directos e indirectos que frenan la despoblación en la región.

Sin embargo, frente a esta postura se alza un sólido muro de detractores que ven en la prórroga un peligro inminente para la transición verde. Una investigación conjunta de la Universidad Rey Juan Carlos (URJC) y la Universitat Politècnica de Catalunya (UPC), [elaborada por encargo de Greenpeace](#), concluye que prorrogar Almaraz tan solo tres años supondría un "alivio momentáneo, perjuicio estructural". Los investigadores calculan que esta decisión costaría a los consumidores un sobrecoste acumulado de 3.831 millones de euros de aquí a 2033 y frenaría hasta 26.129 millones de euros en inversiones destinadas a nuevas energías limpias.

Desde *Greenpeace* apuntan también [al llamado "efecto tapón"](#): al ser la nuclear una tecnología inflexible que produce a piñón fijo independientemente de la demanda, a menudo obliga a desconectar o desperdiciar energía renovable —gratuita y limpia— en momentos de mucho sol o viento. Esta situación genera un clima de enorme preocupación en el sector verde. [En una entrevista con InfoLibre](#), Pedro Fresco, director general de la patronal renovable valenciana Avaesen, alerta de que conceder una "miniprórroga" de tres años sería el peor de los escenarios posibles. A su juicio, este movimiento enviaría un mensaje de total incertidumbre a los inversores, amenazando con paralizar en seco el desarrollo de futuros proyectos renovables.

El "Efecto Dominó": reescribir el mapa energético

El verdadero trasfondo de esta batalla es que Almaraz no es una pieza aislada. Como advierten varios expertos a [el Faro de Vigo](#) y [el Periódico de Extremadura](#), retrasar el cierre de la planta cacereña desataría un "efecto dominó" imparabile en todo el territorio nacional.

Si Almaraz se retrasa a 2030, su cierre coincidiría en el tiempo con el de Ascó I (Tarragona) y Cofrentes (Valencia). Las eléctricas dan por hecho que el Gobierno tendría que aplazar también estas clausuras para evitar que se solapen los gigantescos y complejos trabajos de desmantelamiento de cuatro reactores de forma simultánea. Esto obligaría a empujar también los cierres de Ascó II, Vandellós II y Trillo mucho más allá de 2035, volando por los aires el actual Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC).

La decisión final está en el tejado del Ejecutivo, que de momento mantiene su postura. El Gobierno [ha marcado tres líneas rojas innegociables](#) para aceptar cualquier cambio: que se garantice la seguridad radiológica, la seguridad de suministro y, sobre todo, que no cueste un euro más a los consumidores ni implique rebajas de impuestos a las eléctricas.

Y es aquí donde el círculo se cierra. [Como insiste Galán en Vozpópuli](#), las centrales soportan una enorme carga impositiva de "30-35 euros por megavatio hora". Sin una rebaja fiscal, las eléctricas amenazan con la inviabilidad económica; pero sin rentabilidad, es el propio mercado quien, como ocurrió la madrugada del 3 de marzo, expulsa a los reactores apagándolos de forma natural.

Parada la central nuclear Vandellós II (Tarragona) por una intervención en una válvula

Elperiodicodelaenergía.com, 04 marzo de 2026

La incidencia que no ha tenido impacto en los trabajadores, la población o el medio ambiente

La central nuclear Vandellós II ha notificado al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) la parada de la instalación para proceder a realizar una intervención en las válvulas piloto de una de las válvulas de aislamiento de vapor principal.

La planta se ha desconectado de la red eléctrica a las 3.22 de la madrugada de este miércoles después de llevar a cabo una secuencia ordenada de parada iniciada a las 16 horas del martes, informa la Associació Nuclear Ascó Vandellós (Anav) en un comunicado.

Vandellós II se encuentra parada y están en curso los procedimientos de operación para llevar a la planta a las condiciones operativas necesarias para intervenir en la válvula, en una incidencia que no ha tenido impacto en los trabajadores, la población o el medio ambiente.

Iberdrola y Endesa paran Almaraz en otro pulso al Gobierno

Expansión.com, 04 marzo de 2026

- El Congreso rechaza suprimir la fecha de cierre de las nucleares, con la abstención de Junts
- El fin de Almaraz: este será su efecto en el empleo y en la economía local

La central nuclear de Almaraz, propiedad de Iberdrola, Endesa y Naturgy, anunció ayer que ha parado uno de sus reactores. En concreto, el de la unidad 2. La razón que han alegado los gestores es la falta de rentabilidad en estos momentos.



Se ha decidido parar "al no resultar casada [es decir, no se ha podido dar salida a su producción a los precios que reclamaba] en el mercado eléctrico". Tampoco ha sido requerida por seguridad de suministro por el operador del sistema, es decir, Red Eléctrica.

La "elevada generación" eléctrica originada por la sucesión de borrascas [que eleva la producción de las hidráulicas] ha hecho que las nucleares "queden fuera del sistema eléctrico", explican desde Almaraz.

En todo caso, los gestores de esta central, en Cáceres, subrayan que la unidad 2 se encuentra "en perfectas condiciones técnicas y de seguridad", y que esta operación de parada "entra dentro de la normalidad" de la central y se ha realizado con arreglo a sus reglamentos internos.

Según señala la central nuclear, esta parada de la unidad dos ha sido notificada al Consejo de Seguridad Nuclear, según los procedimientos establecidos. Ante esta situación, la central nuclear de Almaraz ha reiterado que tiene unos costes operativos "muy competitivos", sin embargo, su viabilidad económica "está seriamente comprometida por la inasumible carga impositiva, que supone más del 75% de sus costes variables". Apuntan además que la unidad 1 de la Central Nuclear de Almaraz "opera con normalidad al cien por cien de potencia".

Órdago fiscal

El hecho de que los gestores de Almaraz aludan a la alta fiscalidad, como argumento que eleva los costes y lleva a la parada, es un nuevo órdago de las eléctricas al Gobierno en un momento muy sensible. Almaraz ha pedido al Gobierno extender hasta 2030 su actividad, en lugar de clausurarse en 2027, tal como está previsto. Reducir la fiscalidad ha sido un asunto recurrente de las eléctricas en los dos últimos años.

La demanda eléctrica nacional sube un 1,2% en febrero

Elperiodocodelaenergía.com, 03 marzo de 2026

Las renovables generaron en febrero un 17,1% más que en el mismo mes del año pasado, con 13.654 GWh, lo que supone una cuota del 63,2% del total, una de las más altas de su historia

La demanda eléctrica nacional ha registrado un ascenso del 1,2% en febrero con respecto al mismo mes del año anterior, una vez descontados los efectos de temperatura y laboralidad.

En términos brutos, la demanda fue de 20.425 gigavatios hora (GWh), un 0,8% superior a la del mismo mes de 2025. Además, en este mes, y con los datos disponibles, se estima que las instalaciones de autoconsumo han generado 872 GWh, según informó Red Eléctrica de España (REE).

En los dos primeros meses del año, España registró una demanda total de 44.491 GWh, lo que supone un crecimiento del 3% respecto al mismo periodo del año anterior. Si tenemos en cuenta la laboralidad y las temperaturas, este incremento es del 2,3%.



Tecnologías

Por tecnologías, las renovables generaron en febrero un 17,1% más que en el mismo mes del año pasado, con 13.654 GWh, lo que supone una cuota del 63,2% del total, una de las más altas de su historia.

En el mes de febrero, el 81,8% de la producción eléctrica procedió de tecnologías que no emiten CO2 equivalente. Las sucesivas borrascas que han atravesado la Península Ibérica durante el mes de febrero hicieron que la eólica experimentara un crecimiento del 68,3% respecto al mismo mes del año anterior y anotó 6.306 GWh.

Así, esta tecnología lideró en febrero el 'mix' de generación nacional con el 29,2%, seguida de la hidráulica, que produjo un 7,7% más que en febrero de 2025, hasta los 4.451 GWh, con los que obtuvo una cuota del 20,6%; la nuclear, con el 18,6%; el ciclo combinado, con el 12,7%, y la solar fotovoltaica, responsable del 11,5% del total.

Si se tienen en cuenta datos de producción procedentes de instalaciones de autoconsumo, la participación de las renovables en el 'mix' español ascendió en febrero al 63,8%, según las estimaciones disponibles.

En cuanto a los sistemas de almacenamiento, en febrero se integraron a la red un total de 922 GWh procedentes de tecnologías de almacenamiento energético (baterías y bombeo), lo que permite un mayor aprovechamiento de la generación renovable.

La demanda cae un 3,5% en Baleares y un 0,1% en Canarias

En lo que se refiere a los territorios extrapeninsulares, en las Islas Baleares, la demanda de electricidad en febrero descendió un 3,5% una vez tenidos en cuenta los efectos de la laboralidad y las temperaturas.

En términos brutos, la demanda mensual se calcula en 397.741 megavatios hora (MWh), lo que supone un 5,4% más que en el mismo periodo del año anterior.

En los dos primeros meses del año, la demanda de electricidad balear se situó en los 898.801 MWh, un 2,2% más que en el mismo periodo del año anterior.

En cuanto a la producción, el ciclo combinado, con el 74,3% de la energía producida en Baleares, fue la primera fuente de las islas este mes.

Por su parte, la energía renovable generada representó el 14,5% del total de mix balear. Además, durante este mes de febrero, el enlace submarino entre la Península y Mallorca contribuyó a cubrir el 25,8% de la demanda eléctrica balear.

Mientras, en el archipiélago canario, la demanda de energía eléctrica disminuyó un 0,1% respecto al mismo mes de 2025, teniendo en cuenta los efectos de laboralidad y las temperaturas.

En términos brutos, la demanda fue de 675.024 MWh, un 0,3% inferior que la de febrero del ejercicio pasado. En el acumulado del año 2026, Canarias registró una demanda de 1.444.882 MWh, un 0,8% más que en el mismo periodo de 2025.

En cuanto a la generación eléctrica, el ciclo combinado, con un 42,7% del total, fue la primera fuente en febrero. Las renovables generaron un 18,7% de toda la electricidad en Canarias.

Almaraz para su Unidad 2 "al no resultar casada en el mercado eléctrico"

Elperiodicodelaenergía.com, 03 marzo de 2026

La Unidad 1 de la central nuclear de Almaraz opera con normalidad al 100% de potencia

La Unidad 2 de la central nuclear de Almaraz ha parado este martes, 3 de marzo, "al no resultar casada en el mercado eléctrico ni ser requerida por el operador del sistema, como venía ocurriendo las últimas semanas", según ha informado el titular de la planta extremeña.

La mercantil ha subrayado que la Unidad 2 se encuentra en "perfectas condiciones técnicas y de seguridad", a la vez que ha señalado que la operación de parada "entra dentro de la normalidad de la planta y se ha realizado con arreglo a sus reglamentos internos".

Notificada al CSN

La parada ha sido notificada al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) según los procedimientos establecidos.



"La central nuclear de Almaraz tiene unos costes operativos muy competitivos, sin embargo, su viabilidad económica está seriamente comprometida por la inasumible carga impositiva, que supone más del 75% de sus costes variables", ha indicado su titular.

Ineficiencia

Asimismo, ha apuntado que la actual situación de mercado genera una "ineficiencia" en el sistema eléctrico, "fruto de la cual y debido a su alta fiscalidad en ocasiones como la presente (de elevada generación originada por la sucesión de borrascas) las nucleares

quedan fuera del mercado eléctrico".

Por su parte, la Unidad 1 de la central nuclear de Almaraz opera con normalidad al 100 por cien de potencia.

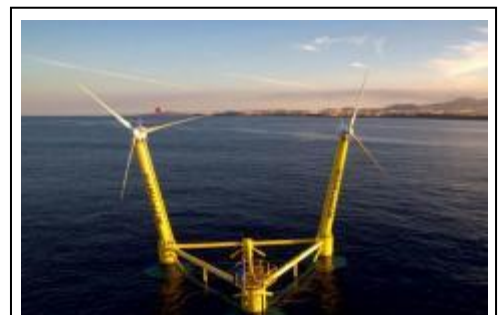
La primera plataforma eólica marina de Tenerife generará energía para cubrir la demanda de 19.000 viviendas

Diariodeavisos.elespanol.com, 04 marzo de 2026

Con una inversión prevista de 40 millones de euros, la autorización administrativa previa y la declaración de impacto ambiental salen a información pública para la presentación de posibles alegaciones

La empresa **Primavera Offshore Wind** promueve la instalación de la primera **plataforma eólica marina de Tenerife**, con una **inversión de 40 millones de euros** y capacidad para generar energía para atender la demanda eléctrica de **19.000 viviendas**

Este parque eólico marino, compuesto por dos aerogeneradores de 5,5 MW de potencia instalada cada uno, y su infraestructura de evacuación se instalará en aguas del puerto de Granadilla y tanto la solicitud de autorización administrativa previa como la declaración de impacto ambiental salen desde hoy a información pública por un periodo de 30 días para que los interesados puedan formular las alegaciones que estimen oportunas.



La documentación de este expediente estará expuesta en el área funcional de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Santa Cruz de Tenerife y en el Ayuntamiento de Granadilla de Abona

Si se superan estos trámites, el proyecto seguirá su curso administrativo para ejecutar una instalación que se conectará a la red con el objeto de generar y vender energía eléctrica, a través de la Subestación Polígono de Granadilla de la red de distribución gestionada por E-Distribución, a la que se conectará a través del Centro de Entrega y Distribución del Puerto de Granadilla. Para ello, ya cuenta con permisos de acceso y conexión.

La empresa ha previsto que el proceso administrativo, de construcción, instalación y puesta en marcha tendrá una duración de tres años como máximo. Tras agotar el periodo de 25 años de vida útil de los equipos instalados, se iniciará su desmantelamiento.

El denominado proyecto Primavera consiste en la instalación de una plataforma eólica flotante, instalaciones auxiliares y equipos complementarios para la producción de energía eléctrica dentro de la zona II del Puerto de Granadilla. Para ello se prevé usar tecnología W2Power, compuesta por dos turbinas eólicas soportada cada una de ellas por una torre inclinada, que se encuentra ensamblada a una base flotante conformada por 4 columnas principales fabricada en acero. En la columna de proa, irá conectado el sistema de amarre que garantiza en todo momento la orientación de la plataforma (y por tanto de las turbinas eólicas) hacia la dirección del viento predominante, aprovechando de esta forma el recurso eólico.

La instalación consta de una unidad de producción W2Power, de potencia nominal 11 MW. formada por dos turbinas eólicas de unos 5,5 MW, con un diámetro de hasta 160 metros, sus torres y piezas de transición a la plataforma, además de una plataforma semisumergible que actúa como estructura flotante de las turbinas eólicas, a 346 metros del dique, con una altura máxima de punta de pala de 184 metros.

Endesa construye en tiempo récord la nueva subestación El Palmar, que transformará la energía del cable submarino Tenerife-La Gomera

Elperiodicodelaenergía.com. 04 marzo de 2026

Con El Palmar se alcanza el objetivo de aumentar la capacidad de evacuación de energía procedente de fuentes renovables instaladas en La Gomera

Endesa ha concluido en tan sólo once meses, en tiempo récord, la construcción de la nueva subestación El Palmar, situada en la isla de La Gomera. Esta novedosa instalación da apoyo al cable submarino que une esta isla con la de Tenerife -y a la inversa- y que fue inaugurado a principios de este mes de febrero.

La subestación de El Palmar, que dará suministro a los más de 15.000 habitantes de la isla, es uno de los grandes hitos de Endesa en Canarias, ya que se trata de la más moderna en el territorio y que permitirá captar y transformar toda la energía, en gran parte procedente de fuentes renovables.

Supone, además, la unión energética de La Gomera con Tenerife y a la inversa. Para ello, la subestación de El Palmar está enlazada con otra subestación, en este caso de **Red Eléctrica**, que dispone de conexión mediante un doble circuito submarino tripolar de corriente alterna a 66KV (el cable submarino) que enlaza directamente con la subestación Chío, en la isla de Tenerife. De esta forma, ambos sistemas energéticos insulares quedan conectados.

Un sistema energético más robusto

La subestación, que entrará en funcionamiento a finales del mes de marzo, dotará a **La Gomera** de uno de los sistemas energéticos más robustos de **Canarias**, al tiempo que sitúa a la isla de manera destacada en el mapa de la sostenibilidad al permitir el trasvase de la energía excedente a la vecina isla de Tenerife

mediante el cable submarino. Además, en caso de evento crítico, ambas islas podrán prestarse apoyo energético.

La **conexión** de los sistemas eléctricos de La Gomera y de Tenerife mediante el cable submarino (el tercero de Canarias tras los que unen Lanzarote con La Graciosa y Lanzarote con Fuerteventura), unido a la suma de nuevas infraestructuras eléctricas, supone un acontecimiento de relevancia en el suministro energético de ambas islas.

La principal ventaja, además de una mayor robustez gracias entre otras cosas a dos nuevos transformadores de 40MVA cada uno, es que se alcanza el objetivo de aumentar la capacidad de evacuación de energía procedente de fuentes renovables instaladas en La Gomera.



Construcción de la nueva subestación

La filial de Redes de Endesa, **e-distribución**, ha destinado unos 8 millones de euros a la construcción de la nueva subestación gomera. Esta está ubicada en el Barranco de La Concepción, dentro del municipio de San Sebastián de La Gomera.

La instalación se encuentra a pocos metros de la subestación de Red Eléctrica, y ambas, a un kilómetro aproximadamente de la costa, donde se inicia el cable submarino.

El **proyecto** ocupa una extensión aproximada de 2.700 metros cuadrados, contemplando el levantamiento de la nueva

infraestructura, el acondicionamiento de los caminos de acceso y el cableado que permite conectar esta subestación con la ya existente en la central térmica **El Palmar**, lo que dará más seguridad y calidad del suministro a los residentes, una vez entre en funcionamiento.

La nueva subestación ha sido presentada hoy miércoles a las autoridades en un acto oficial que ha contado con la presencia del consejero de Transición Ecológica del Gobierno de Canarias, **Mariano Hernández Zapata**; del director general de la Energía del Gobierno regional, **Alberto Hernández**; del presidente del Cabildo de La Gomera, **Casimiro Curbelo**; del director insular de la Administración General del Estado en La Gomera, **Juan Luis Navarro**; de Vidina León, jefa de demarcación de REE en Canarias y de todos los alcaldes de la isla colombina.

En representación de Endesa estuvieron presentes el director territorial de Endesa en Canarias, **Pablo Casado**; el director de Distribución de Endesa en Canarias, **Carlos Lafoz**, el director de Relaciones Institucionales en Canarias, **José Manuel Valle**; así como así como **Antonio Lucena**, director de Ingeniería y Construcción del área de Redes de Endesa; **Manuel Huertas**, director de Ingeniería y Construcción de Distribución en Andalucía y Canarias; **Miguel Palmero**, responsable de Ingeniería y Construcción de Distribución en Canarias y **José Daniel Plasencia**, responsable de la obra por parte de Ingeniería de Endesa, quien detalló las fases más relevantes de la construcción.

El consejero de Transición Ecológica y Energía del Gobierno de Canarias, **Mariano H. Zapata**, destacó que la nueva subestación de El Palmar “marca un antes y un después para la seguridad energética de La Gomera y del conjunto del Archipiélago”, al reforzar la robustez del sistema tras el cero energético de 2023 y la posterior declaración de la Emergencia Energética.

En este sentido, subrayó que, junto al cable submarino, “esta infraestructura permitirá integrar una mayor penetración de energías renovables, facilitar el intercambio de potencia entre islas y reducir de forma significativa el riesgo de nuevos apagones, permitiendo que Canarias avance hacia su descarbonización”.

El presidente del Cabildo, **Casimiro Curbelo**, destacó que la inauguración de la nueva subestación de Endesa supone un “paso decisivo” en la transformación de la isla, al fortalecer una arquitectura energética orientada a garantizar la seguridad y robustez del sistema.

Durante su intervención, Curbelo subrayó que esta infraestructura es el complemento imprescindible para la reciente interconexión eléctrica con Tenerife. “La Gomera no quiere ser un territorio aislado en materia energética; quiere ser un territorio seguro, competitivo y sostenible”, afirmó el presidente, quien aprovechó

el acto para urgir la materialización del cierre del anillo eléctrico por el sur para acabar con la vulnerabilidad estructural del sistema insular.

Por su parte, el director de Distribución de Endesa en Canarias, **Carlos Lafoz**, destacó que “nada de esto habría sido posible sin la estrecha colaboración institucional y sin el enorme trabajo de los equipos técnicos de Endesa, de e-distribución y de Red Eléctrica, que han demostrado que cuando se trabaja con planificación, compromiso y cooperación, los proyectos estratégicos se convierten en realidad”.

Para **Carlos Lafoz**, Endesa está firmemente comprometida con Canarias, con un modelo energético más seguro, más sostenible y mejor adaptado a las singularidades de las islas. “La subestación El Palmar es una prueba clara de ese compromiso y del camino que queremos seguir recorriendo juntos. Permítanme terminar diciendo que hoy no solo inauguramos una infraestructura: conectamos islas, conectamos futuro y conectamos oportunidades”.

Pablo Casado, director territorial de Endesa en Canarias, señaló que este “es un proyecto importante de colaboración con muchas partes implicadas” y concluyó subrayando que se ha redoblado el compromiso de Endesa con la isla.

Por último, **José Daniel Plasencia**, técnico jefe de Endesa responsable de la obra, hizo una amplia exposición de los detalles de los trabajos de construcción de la instalación, dando a conocer la tecnología novedosa con la cuenta a nivel eléctrico por qué eso la convierte en la subestación más innovadora de Canarias.

SIE SINDICATO FUERTE E INDEPENDIENTE DEL SECTOR ENERGETICO
SIEMPRE CON LOS TRABAJADORES, EN DEFENSA DE SUS DERECHOS

 **Siempre adelante**

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