

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



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Endesa libera de emisiones el Puerto de Cádiz suministrando electricidad a los cruceros

Okdiario.com, 19 marzo de 2026

- Una inversión de 8 millones que reducirá 5.000 toneladas de CO2 al año en el Muelle Alfonso XIII
- El sistema OPS apaga los motores auxiliares de los buques y elimina sus emisiones en puerto



Endesa y el Puerto de Cádiz han inaugurado el primer sistema de suministro eléctrico a cruceros de España, **una instalación pionera que permite a los buques conectarse a la red eléctrica terrestre** mientras permanecen atracados en el Muelle Alfonso XIII de la capital gaditana.

Con una inversión conjunta que supera los ocho millones de euros, el proyecto representa un hito histórico en la transición energética del sector marítimo nacional.

El sistema puesto en marcha por Endesa, denominado OPS (On-shore Power Supply), **elimina la necesidad de que los cruceros mantengan en marcha sus motores auxiliares** durante la estancia en puerto. La reducción de emisiones contaminantes es drástica: un 96% de NOx, un 94% de partículas y un 64% de CO2, según los cálculos elaborados por Puertos del Estado.

El primer OPS de España

La instalación cuenta con una estación modular de 16 megavoltioamperios (MVA) y atenderá una demanda estimada de 8,62 GWh en su primer año de funcionamiento. Eso **equivale a evitar la emisión de unas 5.000 toneladas de CO2 anuales**, lo que supone retirar de las carreteras 2.800 vehículos durante un año completo

Endesa tiene adjudicada la concesión del servicio en el Muelle Alfonso XIII por 35 años y **suministrará a los buques energía con certificado de origen renovable**. La inversión de Endesa en este proyecto asciende a 6,75 millones de euros, de los cuales 2,7 millones proceden de los Fondos NextGeneration de la Unión Europea.

5.000 toneladas menos de CO2

El acto de inauguración reunió al presidente de Puertos del Estado, Gustavo Santana; la presidenta del Puerto de la Bahía de Cádiz, Teófila Martínez; el alcalde de Cádiz, Bruno García; y el director de Endesa en Andalucía, Extremadura, Ceuta y Melilla, Rafael Sánchez Durán. Todos coincidieron en señalar este proyecto como **modelo a seguir para el resto de puertos españoles**.

El Puerto Bahía de Cádiz **se convierte así en el primero de España en ofrecer suministro eléctrico a cruceros en activo**, una solución que además elimina el ruido generado por los motores auxiliares y mejora sensiblemente la calidad del aire tanto en el entorno portuario como en la ciudad. La iniciativa se enmarca en los objetivos de descarbonización marcados por la normativa europea antes de 2030.



Referente portuario en descarbonización

El sistema tiene carácter modular, lo que permitirá ampliar su potencia hasta los 24 MVA para **dar servicio simultáneo a varios buques en distintos muelles**. Esta arquitectura escalable garantiza que la

infraestructura pueda crecer al ritmo del tráfico de cruceros y de unas exigencias medioambientales cada vez más estrictas en el sector marítimo internacional.

Con este proyecto, Endesa consolida su posición como **socio energético estratégico en la electrificación de los puertos españoles**, aportando experiencia técnica e innovación tecnológica al servicio de la descarbonización. La compañía eléctrica líder en España avanza así hacia un modelo portuario más limpio, competitivo y alineado con los grandes retos climáticos de la próxima década

Duarte Bello, un veterano de la casa, nuevo hombre fuerte de EDP para España y Portugal

elEconomista.es, 19 marzo de 2026

- **El nuevo primer ejecutivo asume la responsabilidad del grupo para Iberia y mantiene sus funciones europeas**
- **El nombramiento refuerza la apuesta de la energética por las renovables, redes y movilidad eléctrica**
- **El relevo en la cúpula se produce con Iberia como principal región por volumen de negocio para el grupo**



EDP ha nombrado a Duarte Bello nuevo consejero delegado de EDP España, en sustitución de Pedro Vasconcelos, dentro de una reorganización con la que el grupo refuerza su estructura de dirección para Iberia y el resto de Europa, [tal y como adelantó elEconomista.es](#). La designación ha sido ratificada por el Consejo de Administración de EDP España, según ha comunicado la compañía este jueves desde Oviedo.

Con este movimiento, **Bello asumirá la responsabilidad del grupo energético en España y Portugal**, al tiempo que mantendrá las funciones que ya ejerce desde 2024 sobre el negocio europeo dentro del modelo organizativo de EDP, articulado en cinco grandes regiones: Iberia, Europa, Norteamérica, Sudamérica y Asia Pacífico.

El nuevo primer ejecutivo de EDP España se incorporó a la compañía en 2006 en el área de fusiones y adquisiciones y desarrollo corporativo. Entre 2009 y 2017 lideró esa división, desde la que dirigió operaciones internacionales en Europa, Estados Unidos, Latinoamérica y Asia Pacífico, además de participar en el diseño estratégico del grupo. También ha sido jefe del gabinete del consejero delegado y miembro del Comité de Inversiones de EDP.

Desde 2017 forma parte del comité ejecutivo de EDP Renováveis (EDPR), la filial de renovables del grupo con sede en España, donde ha estado al frente de la estrategia de proyectos renovables y de soluciones para empresas en Europa. Bello es licenciado en Administración y Dirección de Empresas por la Universidade Nova de Lisboa, cuenta con un MBA por INSEAD y un posgrado por Harvard Business School.

La compañía subraya que Iberia sigue siendo su principal región por volumen de negocio y por la implantación de todas sus plataformas operativas. **En la Península Ibérica, EDP supera los 14 GW de capacidad instalada, gestiona 288.000 kilómetros de redes eléctricas, distribuye 60 TWh de energía y comercializa 30 TWh**, además de mantener una posición destacada en movilidad eléctrica.

En España, uno de los mercados prioritarios para el grupo, EDP emplea a más de 2.000 personas y desarrolla actividad en generación, distribución y comercialización. **La empresa cuenta con más de 4.000 MW de potencia instalada, más de 53.000 kilómetros de redes y 1,4 millones de puntos de suministro**. En comercialización, su cartera supera los 12 TWh, a lo que se suman 250 MWp en instalaciones de autoconsumo y más de 1.000 puntos de recarga para vehículo eléctrico.

El relevo en la primera línea de EDP España se produce en un momento en el que la energética **mantiene a la Península como mercado central para su crecimiento, con especial foco en redes, renovables, autoconsumo y electrificación de la movilidad.**

El informe final de Europa sobre el apagón apunta a una 'tormenta perfecta' de fallos en cadena sin un único culpable

elEconomista.es, 20 marzo de 2026

- **La falta de control de la tensión agravó la crisis hasta el colapso**
- **Los expertos señalan que a día de hoy existen herramientas para evitar futuros apagones**
- **La CNMC urge a adaptar la red eléctrica tras el apagón que desveló su fragilidad ante las renovables**

El gran apagón que dejó sin luz a España y Portugal el 28 de abril de 2025 no fue el resultado de un fallo aislado, ni de una sola avería, ni tampoco de una incidencia imposible de prever. Fue, más bien, la consecuencia de una suma de factores que se fueron encadenando hasta desbordar la capacidad de respuesta del sistema. Esa es la principal conclusión que se extrae del informe final elaborado por Entso-e, el panel europeo de expertos, que atribuye el colapso a una causa multifactorial, que incluye combinación de sobretensiones, oscilaciones previas, desconexiones masivas de generación y limitaciones estructurales en el control de la red. Además, sus autores enfatizaron que su documento **no pretende establecer responsabilidades o culpas**, ya que no están facultados para hacerlo, y dejan la pelota en el tejado de las autoridades competentes del país.



La investigación, que analiza el incidente más grave registrado en Europa en más de dos décadas, dibuja un escenario en el que el sistema eléctrico fue perdiendo estabilidad hasta entrar en una fase irreversible. Todo comenzó con un aumento rápido e incontrolado de la tensión, en un contexto que ya venía marcado por señales de fragilidad durante las horas previas, en una mañana primaveral de precios bajos, una muy alta penetración de renovables y una notable exportación, de hasta 5 gigavatios. En este escenario, la tensión empezó a mostrar una variabilidad creciente y se registraron **dos episodios de oscilaciones relevantes en el sistema europeo**, uno de carácter local en la Península y otro de naturaleza inter-área.

Sobre la primera oscilación, "El análisis indica que esta oscilación tenía un carácter local, clasificado como un fenómeno de inestabilidad **impulsado por convertidores**, que afectaba principalmente a los sistemas eléctricos de España y Portugal", describe el informe. Y sobre la segunda, "ocurrió entre las 12:19 y las 12:22 como una oscilación inter-área, con una frecuencia dominante de 0,2 Hz, correspondiente al modo continental Este-Centro-Oeste", detalla el documento.

Fin a las oscilaciones con más tensión

Las medidas adoptadas por los operadores para amortiguar esas oscilaciones fueron eficaces en ese frente concreto, pero tuvieron un efecto secundario que acabaría resultando determinante: elevaron la tensión del sistema ibérico. Ese fue el punto de partida de una secuencia que se precipitó en apenas unos segundos.

Alrededor de las 12:30, varios generadores modificaron su producción de potencia activa. Y a partir de las 12:32, las tensiones comenzaron a subir en numerosos nodos, se produjo la desconexión de grandes instalaciones renovables (por valor de 500 MW) y el sistema dejó de ser capaz de absorber ese incremento.

En esos momentos aparece una de las claves del informe: la debilidad del control de tensión. El panel identifica varias carencias que deterioraron la capacidad del sistema para contener una sobretensión de esa

magnitud. Por un lado, parte de los equipos destinados a regular la tensión, como **los reactores, se gestionaban manualmente**, lo que implica tiempos de reacción incompatibles con un evento que evoluciona en segundos. Por otro, algunas de esas instalaciones habían sido previamente desconectadas para responder a episodios anteriores de baja tensión asociados a las oscilaciones. A ello se sumó que **los generadores renovables estaban operando con factor de potencia fijo**, es decir, **sin responder activamente a las variaciones de tensión**, y que en el caso de las centrales convencionales síncronas la potencia reactiva aportada no alcanzaba en la mayoría de los casos el valor de referencia. En definitiva, las renovables no estaban habilitadas para ejercer el control de tensión dinámico. Por su parte, las centrales convencionales no tenían un requisito específico aplicable sobre el comportamiento dinámico, ya que solamente se exige que cumplan durante el 75% del tiempo. Pero incluso algunos generadores desviaron los requisitos aplicables para ese 75%.

El resultado fue un sistema con recursos insuficientes para frenar la escalada de tensión. Cuando esta empezó a dispararse, el comportamiento de buena parte del parque generador no ayudó a estabilizar la red, sino que terminó agravando el problema. **Entre las 12:32 y las 12:33 se registraron recortes rápidos de producción y desconexiones de generación renovable**, tanto en grandes plantas como en unidades distribuidas de menor tamaño. Primero se perdieron cientos de megavatios de producción renovable en grandes instalaciones; después, pequeñas plantas conectadas a la red de distribución —principalmente **fotovoltaica en tejados**— también desaparecieron del sistema, en muchos casos por la **activación automática de protecciones** frente a sobretensión en los inversores.

Ese fenómeno tuvo un doble impacto. Por un lado, redujo de golpe la capacidad del sistema para absorber potencia reactiva, lo que hizo subir todavía más la tensión. Por otro, incrementó la carga neta sobre la red al desaparecer generación que hasta ese momento estaba cubriendo parte de la demanda. A esa secuencia se añadió la desconexión de un transformador en la zona de Granada, que conectaba varias instalaciones fotovoltaicas, eólicas y termosolares con la red de transporte. Poco después llegaron **nuevas pérdidas de generación** en Badajoz, Segovia, Huelva, Sevilla y Cáceres. En total, el sistema perdió más de 2,5 GW de generación en muy poco tiempo.

Otro de los elementos que influyó en el evento fue la carga de las líneas eléctricas, sobre todo en la zona sur del país. Las maniobras para equilibrar las oscilaciones previas, unida a la desconexión de una buena parte del autoconsumo fotovoltaico, disminuyó la carga en la red y aumentó aún más la tensión. "Esto es importante porque, al perder estas pequeñas unidades, aumenta el flujo desde la red de transporte hacia la red de distribución para compensar esa pérdida. Y esto, a su vez, conduce a una menor carga de las líneas. Esto es algo contraintuitivo, porque alguien podría pensar que al aumentar el flujo aumentaría la carga, pero en regiones exportadoras ocurre lo contrario", explicó **Klaus Kaschnitz**, colíder del panel expertos, en un encuentro con medios.

Además, justo tras las oscilaciones, se desconectaron **reactores de compensación** con el objetivo de aumentar la tensión, en un instante en el que la tensión era baja, y cuando la tensión volvió a subir, los reactores se reconectaron para estabilizarla. Sin embargo, esta maniobra, ejercida de manera manual, conllevó un breve (pero eterno en términos eléctricos) intervalo de tiempo que hubiera sido vital para controlar el evento.

A partir de ahí, el colapso era prácticamente inevitable. La sobretensión desencadenó una **cascada de desconexiones**, la frecuencia comenzó a caer y el sistema ibérico perdió sincronismo con el resto de Europa. Las interconexiones con **Francia** se desconectaron automáticamente para evitar la propagación de la perturbación al sistema continental, mientras que España y Portugal quedaron funcionando en modo isla durante unos segundos antes del colapso total. Los planes automáticos de defensa —deslastre de carga y desconexión de bombes— se activaron correctamente, pero no fueron capaces de frenar la secuencia.

Esa es otra de las conclusiones relevantes del informe: **los mecanismos de defensa no fallaron, simplemente fueron insuficientes** ante la rapidez y magnitud de los acontecimientos. Incluso con una mayor inercia del sistema, sostiene el panel, la pérdida de sincronismo no se habría evitado. Es decir, el problema no estuvo tanto en la ausencia de protocolos como en el hecho de que el evento desbordó los márgenes operativos disponibles.

Las consecuencias de todo ello fueron inmediatas. España y Portugal sufrieron el mayor apagón de su historia reciente y el proceso de reposición, aunque exitoso, volvió a poner de manifiesto debilidades del sistema. La recuperación se apoyó en arranques en negro, en la energización progresiva desde Francia y Marruecos y en la creación de varias zonas de reposición. Portugal logró restablecer su sistema de transporte a las 00:22 y España completó la recuperación a las 04:00 del 29 de abril. Pero durante ese proceso también afloraron problemas: **dificultades para arrancar algunas unidades preparadas para black-start**, deficiencias de comunicación entre agentes y falta de visibilidad sobre determinadas instalaciones.

Conclusiones y recomendaciones

Dado que el objeto final del estudio es ofrecer herramientas para evitar futuros incidentes como el que se ha analizado, los expertos europeos proponen una veintena de medidas para mejorar la resiliencia del sistema ibérico, agrupadas en cuatro bloques.

Como primera gran medida, Entso-e propone equiparar el rango máximo de la tensión con el estándar europeo, situado en **420 kV** —en línea con las reivindicaciones de las compañías eléctricas—, y habilitar a las renovables para el **control dinámico de tensión**, elemento que justo esta misma semana ha comenzado a llevarse a cabo tras las primeras habilitaciones.

En segundo lugar, el órgano europeo exige que se introduzcan mejoras para evitar oscilaciones, con mejoras de amortiguamiento, monitorización y detección. "Es importante señalar que este fue un problema muy local que escaló rápidamente. Se originó en el sur de España, afectó rápidamente a Portugal y solo se detuvo en los Pirineos, evitando que se propagara al resto de Europa. Al inicio fue un problema local", matizó **Damian Cortinas**, presidente de Entso-e.

En tercer lugar, señalan la necesidad de configurar correctamente las protecciones de las grandes plantas de generación, y estudiar en profundidad qué ocurrió con las unidades pequeñas. Para ello, recomiendan llevar a cabo una investigación adicional junto a distribuidores y fabricantes.

Y en cuarto lugar, advierten de la necesidad de modernizar los planes de defensa, adaptados hasta la fecha para responder ante caídas de frecuencia, pero no para actuar frente a colapsos por sobretensión. En este aspecto, creen vital mejorar los arranques en *black-start* (ya que muchas de las plantas a priori habilitadas para ello no cumplieron correctamente su cometido durante la fase de reposición) y la correcta comunicación entre las partes afectadas

"Hoy tenemos un consenso experto claro sobre lo que ocurrió exactamente y sobre lo que hay que hacer para evitarlo. Los 49 expertos de toda Europa, operadores y reguladores, coinciden en este diagnóstico. Y sabemos que las soluciones incluidas en las recomendaciones son técnicamente viables. **No hay nada en ellas que no pueda hacerse mañana**", concluyó Cortinas.

Expertos europeos señalan el uso de renovables sin soporte dinámico como causa del apagón

Elconceso.es, 20 marzo de 2026

[El informe de Entso-e detalla fallos de control de tensión, protecciones y oscilaciones que llevaron al colapso eléctrico de 2025 y reparte culpas entre el operador del sistema, las empresas y los reguladores](#)

- ✓ **La CNMC alerta de que el apagón masivo demuestra que la red eléctrica española no soporta la nueva realidad renovable**

La **ausencia de soporte dinámico en la generación por exceso de renovables** figura como el primer eslabón de la cadena que llevó al apagón que dejó sin suministro a toda la península ibérica el 28 de abril de 2025. Esta es la principal conclusión que se desprende del informe final del **panel de expertos de Entso-e** —la organización que agrupa a 43 operadores de sistema eléctrico en 36 países europeos— que describe un sistema operado con márgenes de seguridad estrechos y una red incapaz de gestionar perturbaciones

cuando la tensión empezó a escalar en torno al mediodía de aquel día, en el que hubo el incidente eléctrico más grave en el continente en los últimos 15 años.



El documento sostiene que **la operación del sistema español en un rango de tensión excepcionalmente alto**, junto a **la aportación nula de regulación dinámica por parte de la generación fotovoltaica y eólica**, creó un escenario en el que cualquier oscilación podía comprometer la estabilidad del conjunto. Según el panel, ese desequilibrio estructural convirtió la red en un sistema expuesto, incapaz de absorber variaciones bruscas de tensión sin apoyo de recursos capaces de proporcionar potencia reactiva en tiempo real.

El exceso de dependencia de renovables sin soporte dinámico se combina en el informe con otra debilidad arrastrada durante años: **la falta de automatismos en el control de la tensión**, basada en la maniobra manual de reactores y líneas, que provocó retrasos decisivos en el momento en que la tensión superó los niveles de alarma. El panel concluye que la suma de estos factores redujo la capacidad de la red para reaccionar cuando comenzaron las perturbaciones, lo que permitió que la tensión escalara hasta disparar protecciones en cascada en apenas segundos.

La secuencia del incidente se acelera a partir de las 12:32, cuando la red ibérica registra **un aumento súbito de tensión**, acompañado por **pérdidas inmediatas de generación renovable** superiores a los dos mil quinientos megavatios por caídas repentinas de producción y por disparos de sobrevoltaje en diversas instalaciones solares y eólicas. El informe revela que **muchas protecciones estaban mal ajustadas**, con valores por debajo de los exigidos por la normativa, lo que provocó que un número significativo de plantas se desconectara antes de tiempo y agravara el desequilibrio entre generación y consumo.

El panel identifica dos oscilaciones previas al colapso. La primera, una oscilación local de 0,63 hercios vinculada a recursos basados en convertidores, se extendió por el suroeste peninsular y activó maniobras defensivas en los centros de control. La segunda, una oscilación interárea de 0,2 hercios en la que España participó con un ángulo eléctrico anómalo, reveló la falta de amortiguación del sistema debido a la ausencia de estabilizadores o a su respuesta insuficiente en varias centrales. Aunque se aplicaron medidas correctoras, el margen operativo era tan reducido que el sistema cayó igualmente en un punto sin retorno en menos de un minuto.

El informe dedica una parte de sus conclusiones a **repartir responsabilidades entre todos los actores del sistema eléctrico**. Sostiene que el operador del sistema no disponía de automatismos suficientes para el control de la tensión y operaba la red en un rango superior al habitual en Europa, lo que redujo los márgenes de seguridad. A su vez, señala que **muchas instalaciones renovables y convencionales incumplieron o no aplicaron adecuadamente los requisitos técnicos de reactiva y los ajustes de protección**, lo que facilitó desconexiones prematuras en momentos críticos. El documento también cuestiona a los reguladores por **haber permitido un marco normativo que no exigía soporte dinámico de tensión a la generación renovable**, por mantener reglas de supervisión insuficientes para la producción distribuida y por no haber alineado los criterios españoles de operación con los estándares europeos vigentes, un conjunto de factores que, en opinión del panel, contribuyó a que el sistema careciera de las defensas básicas necesarias frente a perturbaciones de gran escala.

El informe apunta también al **déficit de información y supervisión** sobre la producción distribuida. Miles de pequeñas instalaciones fotovoltaicas de menos de un megavatio quedaron fuera de la observabilidad del operador –en su mayoría de autoconsumo–, lo que impidió conocer en tiempo real la magnitud de las desconexiones. Esa falta de visibilidad provocó aumentos de carga inesperados en la red de distribución que se trasladaron a la red de transporte y elevaron todavía más la tensión en un contexto ya crítico.

La restauración del sistema requirió dieciséis horas en España y doce en Portugal. El panel explica que se combinaron arranques en negro con la reenergización desde Francia y Marruecos, un proceso marcado por fallos de comunicación y pérdidas de telecontrol en varios puntos de la red. La creación de islas eléctricas con distinta estabilidad obligó a reconfigurar varias zonas antes de sincronizarlas de nuevo, lo que retrasó la recuperación plena del sistema peninsular.

Andalucía en el punto crítico del colapso

Andalucía figura en el informe como una de las áreas afectadas por las desconexiones masivas de renovables que aceleraron el colapso. El panel identifica **desconexiones súbitas de plantas fotovoltaicas y eólicas situadas en Huelva y Sevilla** en los segundos finales previos al apagón, dentro de un volumen total de novecientos veintiocho megavatios que se perdió entre las 12:33:17 y las 12:33:18. La región formaba parte del corredor sur, donde la generación superaba ampliamente al consumo y enviaba flujos elevados hacia el centro peninsular, lo que incrementó el ángulo eléctrico respecto al resto del sistema y elevó la sensibilidad ante las oscilaciones previas al colapso.

Andalucía alberga además subestaciones estratégicas, como Guillena, Carmona o Palos, que aparecen en las maniobras de control de tensión y en los mapas de oscilaciones utilizados por el panel. En el caso de Carmona, el informe emplea datos de sus mediciones de fasores como referencia para reconstruir el comportamiento del sistema en los instantes anteriores al apagón. La región también incluye algunas de las islas eléctricas que se formaron tras la caída del sistema y que necesitaron ser reenergizadas desde Marruecos antes de su sincronización con el resto de la red peninsular.

Reformas estructurales para evitar un evento similar

El documento concluye que el apagón no se debió a un único error, sino a **debilidades estructurales** que requieren una revisión profunda del marco técnico y regulatorio. Propone que las plantas renovables aporten **soporte dinámico de tensión**, que se automatice el control de los equipos hoy manejados manualmente y que se revisen todos los ajustes de protecciones para evitar disparos prematuros. Reclama además un refuerzo del equipamiento destinado a amortiguar oscilaciones, como estabilizadores y dispositivos de potencia reactiva, y una mejora sustancial de la observabilidad de la generación distribuida, cuyo comportamiento resultó determinante en la velocidad de propagación del incidente.

El panel sostiene que la integración masiva de renovables exige un salto cualitativo en los requisitos técnicos y advierte de que **la estabilidad del sistema ya no depende solo de la potencia instalada**, sino de la capacidad de control, regulación y amortiguación de las perturbaciones. Según sus autores, la adopción de estas medidas podría aumentar la resiliencia de la red y reducir de forma significativa el riesgo de que un evento de características similares vuelva a repetirse en la península ibérica

Iberdrola, reconocida en los Premios RENMAD 2026

Larazon.es, 22 marzo de 2026

El galardón reconoce el papel de la compañía en el desarrollo de soluciones vinculadas al almacenamiento energético



Iberdrola ha sido reconocida este martes en Sevilla con el Premio al Promotor de Almacenamiento Energético del Año en el marco de los Premios RENMAD 2026, un reconocimiento que pone en valor el papel de la compañía en el desarrollo de soluciones vinculadas al almacenamiento energético.

El premio ha sido recogido por Patricia Del Moral, responsable de Baterías y Grandes Renovables para Industria, y Luis Martín Ercilla, responsable territorial de Iberdrola Renovables en Andalucía; en un acto al que también ha asistido Félix Hernando Matellano, responsable de Nuevos Desarrollos de proyectos de almacenamiento por bombeo. Este galardón reconoce a empresas o entidades que han liderado proyectos o iniciativas clave para promover el almacenamiento energético, impulsar soluciones innovadoras e **integrar mejor las energías renovables** en el sistema eléctrico.

En este ámbito, Iberdrola impulsa el almacenamiento energético eficiente como una de las palancas clave para la electrificación y la descarbonización de la demanda. La compañía es líder en almacenamiento de energía a través de la generación hidroeléctrica y de bombeo, con una potencia instalada de 4,2 GW en

España y Portugal, y complementa esta capacidad con el desarrollo de sistemas de baterías asociados a instalaciones de generación renovable, tanto en operación – Iberdrola ha sido pionera en poner en operación las baterías más grandes de España —con proyectos piloto, como los desarrollados en Abadiño, Urkilla, Campo Arañuelo III y Puertollano— como en desarrollo. Este liderazgo se refuerza en su planificación estratégica, que contempla una inversión de 1.500 millones de euros en almacenamiento en el marco del Plan Estratégico 2025-2028

Asimismo, Iberdrola avanza en el despliegue de grandes instalaciones de almacenamiento con baterías con el respaldo de programas de ayudas del IDAE, entre las que destaca el proyecto de Andévalo (Huelva). En paralelo, impulsa **actuaciones recientes en bombeo hidroeléctrico**, como las de Torrejón y Valdecañas, en el río Tajo.

Este liderazgo se ve reforzado por la reciente adjudicación a Iberdrola España de ayudas del programa FEDER para proyectos de almacenamiento energético, tanto en baterías como en bombeo hidroeléctrico.

El almacenamiento energético desempeña un papel fundamental en la transición energética, al facilitar una mayor integración de las energías renovables y contribuir a la eficiencia y estabilidad del sistema.

La entrega del galardón ha tenido lugar en el marco de RENMAD Almacenamiento 2026, celebrado en Sevilla, **uno de los principales encuentros del sector en España**, que reúne a compañías, instituciones y expertos para analizar el presente y futuro de esta tecnología.

Con este reconocimiento, Iberdrola refuerza su posicionamiento en el desarrollo de soluciones orientadas a avanzar hacia un modelo energético más sostenible.

La junta de Naturgy vota renovación de Reynés hasta 2030 con el equilibrio de su consejo todavía por resolver

Elperiodicodelaenergía.com, 22 marzo de 2026

Reynés, que fue reelegido por última vez en 2023 por un mandato hasta 2027, de esta manera verá ampliada sus funciones como presidente ejecutivo de la energética hasta 2030, más allá del vencimiento del actual plan estratégico de Naturgy a 2027



Naturgy celebra este próximo martes, día 24 de marzo, su Junta General de Accionistas, en la que votará la renovación del mandato de su presidente ejecutivo, Francisco Reynés, para extenderlo hasta 2030.

Junto a la renovación de Reynés, la Junta de Naturgy ratificará una remodelación en su consejo que fue propuesta antes del último baile accionarial en la compañía, con la salida definitiva del fondo GIP, propiedad de BlackRock, de su capital y el último incremento de participación por parte de Critería.

Lo que irá así a la Asamblea de accionistas será que IFM consolidará el paso de dos a tres representantes, con Lars C. Bespolka ratificado como nuevo miembro del órgano rector en representación de la firma australiana. También se aprobará la reelección como consejeros de Jaime Siles y Ramon Adell.

A principios de marzo, GIP anunciaba su salida definitiva de la energética, tras diez años de permanencia en su capital, con la venta del 11,4% que todavía poseía, abandonando también su consejo

Este nuevo movimiento en el equilibrio accionarial de la primera gasista y tercera eléctrica de España se completó con un nuevo fortalecimiento de la posición de CriteríaCaixa, que se hizo con un 2,5% adicional para consolidarse como el máximo accionista con el 28,5% del capital de la energética.

El segundo accionista es el fondo IFM, con algo más del 15%, y que ha visto reforzada su presencia en el consejo con ese tercer asiento, seguido de CVC (13,8%) y Corporación Financiera Alba (5%), que a finales del año pasado modificaron su pacto accionarial y separaron sus participaciones.

De esta manera, la foto del consejo de administración que llegará a la Junta de accionistas no será reflejo, ni de lejos, del peso en el capital de cada uno de sus principales accionistas, ya que IFM, con casi la mitad de participación que CriteríaCaixa contará con los mismos consejeros, con tres cada uno.

El año pasado, el órgano rector de Naturgy ya aprobó la ampliación del número de miembros hasta 16 - desde 12- para cumplir con el principio de representación proporcional y mantener un número suficiente de consejeros independientes.

No obstante, el consejo actual cuenta con 13 miembros -los estatutos de la compañía establecen que puede tener un mínimo de 11 miembros y un máximo de 16-, por lo que una posible solución a futuro podría pasar por un incremento del número de consejeros de Critería, reconociendo su peso en el capital, o/y por la entrada de consejeros independientes.

El pasado mes de febrero, en rueda de prensa con motivo de la presentación de los resultados de 2025, Reynés reconoció que el objetivo del consejo de administración pasaba por intentar "siempre el equilibrio".

"Y la forma que hemos encontrado de un razonable equilibrio para reconocer las fuerzas de propiedad ha sido esta propuesta", manifestó, considerando que, de todas maneras, es "bastante difícil acudir a las matemáticas para el número de consejeros si no son divisibles".

Cuentas, gestión y dividendo

Además, como es habitual, la Junta aprobará las cuentas anuales de 2025 y someterá a aprobación la gestión del consejo, entre otros aspectos.

Naturgy obtuvo un beneficio neto récord de 2.023 millones de euros en 2025, lo que representa un incremento del 6,4% con respecto a sus ganancias de 1.901 millones de euros en 2024.

Respecto a la retribución a sus accionistas, el dividendo efectivo para 2025 será de 1,77 euros por acción - por encima de los 1,7 euros comprometidos-, lo que se traducirá en un dividendo complementario para el pasado ejercicio de 0,57 euros/acción, sujeto a aprobación por la Junta, a pagar el próximo mes de marzo.

Nuclear y renovables, la ofensiva europea para blindarse ante las crisis energéticas

Cincodias.elpais.com, 23 marzo de 2026

Bruselas ha presentado una estrategia para facilitar la inversión en el sector energético como respuesta al encarecimiento de los combustibles fósiles por la guerra en Oriente Próximo. El objetivo es apostar por tipos de energía que se puedan desarrollar dentro de la UE, como las renovables o la nuclear, para reducir las importaciones

La guerra en Oriente Próximo y la consecuente subida de los combustibles fósiles han sacudido a la Unión Europea y están obligando a que esta reaccione. Tras años de mantener una dependencia de las importaciones energéticas, la CE presentó hace unos días un paquete de iniciativas para impulsar la inversión en soluciones "limpias de producción nacional", y así cerrar las brechas de capital que le impide alcanzar los objetivos de autosuficiencia energética. Así, la nueva [Estrategia de Inversión en Energías Limpias](#) del Ejecutivo comunitario contempla un aporte de más de 75.000 millones de euros en financiación durante los próximos tres años, con el objetivo de acelerar la implementación de las fuentes renovables, pero también de nuevas plantas nucleares.

"El aumento de los precios del petróleo y el gas natural con el estallido de la [guerra en Oriente Próximo](#) ha vuelto a poner de relieve la vulnerabilidad de Europa a las crisis energéticas externas, dada su dependencia de las importaciones de gas. Se trata de una debilidad que también quedó al descubierto con la invasión a gran escala de Ucrania por parte de Rusia en 2022, aunque la magnitud de la nueva



crisis dependerá de cuánto tiempo interfiera el conflicto en las exportaciones de energía de la región”, indican Marco Romeo y Herta Loka, directores asociados de la agencia Scope Ratings

La gran prioridad del paquete propuesto por Bruselas es fomentar los tipos de fuentes energéticas que se pueden desarrollar de forma autónoma dentro de la UE. Con esto en cuenta, los principales proyectos que se beneficiarían son los de energía eólica, solar y nuclear. “Las tecnologías de energía limpia de producción nacional son claves para garantizar una energía fiable y asequible y reforzar el liderazgo de la UE en tecnologías de cero emisiones netas. Fortalecer el contenido europeo y construir una cadena de suministro sólida en la UE será esencial para reducir la dependencia de las importaciones y garantizar la autonomía estratégica”, señalan fuentes oficiales de la Comisión Europea.

Nueva estrategia

Naturalmente, el fantasma de la financiación es una de las principales preocupaciones. El Ejecutivo comunitario estima que la transición energética requerirá inversiones de 660.000 millones anuales hasta 2030, cifra que aumentará a 695.000 millones en la década siguiente. En esta línea, si bien la financiación pública desempeña un papel fundamental como catalizador, Bruselas reconoce que su aporte “no será suficiente” para cubrir estas necesidades.

Como respuesta, el paquete presentado está diseñado para mejorar el acceso a los mercados de capitales, reducir el riesgo de las inversiones de forma específica y establecer una cooperación estructurada con los inversores privados. “La filosofía central consiste más en reducir el riesgo que en financiar directamente. Utilizando la financiación pública como catalizador, la UE busca reducir el riesgo de los proyectos, distribuir los costes de financiación a lo largo del tiempo y atraer a una base de inversores mucho más amplia”, declara a **CincoDías** Eric de Tessières, responsable de sostenibilidad del grupo Edmond de Rothschild.

Por ejemplo, para atraer a inversores institucionales como fondos de pensiones, aseguradoras y fondos soberanos, la estrategia propone “mecanismos financieros a medida”. Entre las opciones, se baraja “titulizar flujos de ingresos futuros” (como las tarifas reguladas de la red o los pagos por energías renovables), convirtiéndolos en valores negociables que ofrezcan rentabilidad.

Otra posibilidad es la utilización de “bonos híbridos”, que permitan a los operadores de redes y a las compañías energéticas captar capital sin superar los límites de endeudamiento. Por otro lado, se sugiere que el nuevo Fondo Estratégico de Inversión en Infraestructuras invierta directamente en proyectos, junto con fondos de infraestructuras y gestoras.

Como novedad, el paquete incorpora una nueva apuesta por la energía nuclear a través de la [Estrategia para los Reactores Modulares Pequeños \(SMR\)](#). Esta tecnología, que permite construir minirreactores nucleares en una fábrica para después ensamblarlos, reduce el tiempo y los costes de construcción, además de brindar la posibilidad de añadir más módulos en la misma ubicación a medida que aumenta la demanda.

El objetivo de Bruselas es tener las primeras plantas de este tipo para inicios de la década de 2030, argumentando que las medidas apoyarán al sector nuclear para acelerar su desarrollo y despliegue. En esta línea, la Comisión contempla una posible aportación adicional de 200 millones de euros del Fondo de Innovación de InvestEU hasta 2028 para respaldar la implementación de las primeras unidades comerciales de este tipo de tecnología. Como dato, recientemente la UE anunció que también [invertirá 330 millones adicionales para investigación y desarrollo de tecnologías nucleares innovadoras de fusión y fisión](#).

“El interés en los reactores modulares pequeños surge de la necesidad de garantizar energía limpia, fiable y de producción nacional, al tiempo que se acelera la descarbonización industrial. Los SMR se consideran una tecnología complementaria a las energías renovables, ya que ofrecen flexibilidad, menores costes de capital iniciales en comparación con las grandes centrales nucleares y una seguridad avanzada”, explica Niall Gallagher, gestor de inversiones de renta variable europea de Jupiter Asset Management. Cabe recordar que la nuclear es considerada una energía “limpia” en la taxonomía de la Unión Europea.

Infraestructura

Más allá de las anteriores propuestas, los expertos esperan que este impulso ayude a renovar y ampliar la infraestructura energética de la región. Para alcanzar los objetivos de 2030, el consenso de los expertos

concuera en que se requiere la ampliación de las instalaciones de generación de energía renovable, la modernización de las redes eléctricas y la creación de amplias redes de líneas de transmisión y cables.

“La inversión debe centrarse en la modernización de las infraestructuras obsoletas, el desarrollo de aerogeneradores, paneles solares y sistemas de almacenamiento en baterías, así como en la integración eficiente de estas tecnologías en el sistema energético. Esto implica un importante desembolso financiero para crear y mantener las capacidades tecnológicas e industriales necesarias, así como para garantizar el suministro de los minerales críticos esenciales para estos componentes”, apuntala Pascal Dudle, responsable de inversiones temáticas y de impacto de la boutique Conviction Equities, una firma asociada a la gestora suiza Vontobel.

A este respecto, desde Jupiter AM resaltan que alrededor del 40% de las redes de distribución tienen más de 40 años, y la capacidad de transmisión transfronteriza debe duplicarse para 2030. “ACER [la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía] estima que la inversión anual en la red podría ascender a unos 100.000 millones, una cifra muy superior a la capacidad de los gobiernos por sí solos. Los operadores de red y las empresas de servicios públicos tendrán que asumir este esfuerzo, pero sin un apoyo regulatorio más claro para la inversión anticipada, una tramitación de permisos más rápida y mejores incentivos, la estrategia energética general se estanca”, responde el gestor de Jupiter a **CincoDías**.

Dependencia

Con todo, superar la adicción a las importaciones parece una meta difícil. Técnica y económicamente, esto es posible, pero no de la noche a la mañana. Si bien una reducción significativa de las importaciones de combustible es factible, se trata de un proyecto de inversión a largo plazo, no de una solución rápida. El éxito depende de una expansión masiva de las energías renovables, la energía nuclear y la infraestructura de la red eléctrica, junto con una electrificación ambiciosa. En resumen, si bien la CE considera factible la eliminación total de los combustibles rusos, la verdadera independencia requiere una fuerte inversión inicial y un enfoque pragmático para la producción nacional de gas”, detalla Gallagher.

En detalle, las **últimas cifras de Eurostat** muestran que la tasa de dependencia de las importaciones de energía en la UE fue del 57%, lo que significa que más de la mitad de las necesidades energéticas de la UE se cubrieron con importaciones netas. La principal categoría de productos energéticos importados fue el petróleo y los productos derivados del petróleo (incluido el crudo), que representan el 67% de las importaciones de energía en la UE, seguido del gas natural que supuso un 24%.

En cuanto a la nuclear, algunos expertos cuestionan que apostar por la nuclear significa trasladar las dependencias de un proveedor a otro, ya que unos pocos países concentran las materias primas. En 2024, los principales orígenes del uranio natural entregado a eléctricas europeas fueron Canadá (33,9%), Kazajistán (24,25%), Rusia (15,63%), Australia (10,54%) y Níger (8,25%).

“Existe una dependencia y conviene decirlo sin rodeos. La propia Euratom Supply Agency admite que la cadena de suministro nuclear europea depende fuertemente de las importaciones de uranio, aunque otras fases del ciclo estén más diversificadas y cuenten con mayor capacidad interna”, sentencia Antonio Castelo, analista de iBroker “La apuesta sería pasar por más nuclear, sí, pero también por más soberanía del combustible y de la industria nuclear”, remata el experto tras ser consultado por este periódico.

Dicho esto, los analistas coinciden en que, mientras que Europa no apuesta de manera clara por la autonomía estratégica, seguirá siendo vulnerable a las turbulencias geopolíticas o económicas que afecten a sus proveedores o a los mercados internacionales “La soberanía energética es fundamental para reforzar la autosuficiencia y la resiliencia, lo que hace que Europa sea menos vulnerable a los cambios en la dinámica del poder mundial, como han puesto de manifiesto los recientes acontecimientos relacionados con los principales productores de energía. Al reducir las importaciones, Europa también puede mejorar la sostenibilidad y la competitividad, garantizando la seguridad a largo plazo de su suministro energético”, explica Pascal Dudle.

El Gobierno lanza su plan contra el acaparamiento de las redes eléctricas para demanda

Elperiodicodelaenergía.com, 23 marzo de 2026

Derogará las garantías y se devolverán a aquellos proyectos que se retiren y no se construyan además de imponer nuevos hitos y priorizar algunos proyectos de viviendas o servicios públicos



En los últimos años, se ha producido un crecimiento exponencial del interés inversor en grandes proyectos, asociados a la descarbonización de la industria, la fabricación de combustibles renovables, los centros de datos para la IA, la movilidad eléctrica o el almacenamiento energético.

Este interés ha sido mayor en aquellos países mejor posicionados para esta transición, como España, debido a la ventaja comparativa derivada, entre otros factores, de la generación renovable abundante y competitiva. El procedimiento para la obtención del acceso a la red está regulado en el artículo 33 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, el Real Decreto 1183/2020, de 29 de diciembre, de acceso y conexión a las

redes de transporte y distribución de energía eléctrica, y la Circular 1/2024, de 27 de septiembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, por la que se establece la metodología y condiciones del acceso y de la conexión a las redes de transporte y distribución de las instalaciones de demanda de energía eléctrica, junto con sus disposiciones de desarrollo de menor rango.

Se trata de un procedimiento reglado, objetivo y no discriminatorio, basado (aunque con algunas excepciones) en el principio "first come, first served" (o sea, el primero que llega se lo lleva), en que los gestores de la red de transporte y distribución tramitan y resuelven las solicitudes de acceso a sus redes.

El sistema de otorgamiento por pura prelación temporal y el relativamente bajo coste asociado a la solicitud ha favorecido la aparición de un fenómeno de acaparamiento del acceso para demanda, en ocasiones con fines especulativos, que ha provocado una congestión administrativa de la red: es decir, cerca del 90% de la capacidad de acceso a la red (en el caso de la distribución) ha sido otorgada a promotores que, hasta la fecha, no han hecho un uso efectivo de la misma.

Con todo ello, el Ministerio para la Transición Ecológica ha decidido incluir en el RD 7/2026 una serie de medidas para acabar con este acaparamiento, liberar más capacidad y agilizar todos estos proyectos de demanda que de verdad sí quieren desarrollarse.

Permitting y pago adelantado de peajes

De esta manera, el Gobierno refuerza la transparencia sobre los permisos a las redes eléctricas, con el fin de facilitar a las Administraciones Públicas y el conjunto de la ciudadanía un mejor conocimiento de la situación y del estado de la capacidad disponible.

También se maximiza el aprovechamiento de redes existentes, agilizando así la necesaria y urgente electrificación, al tiempo que se desincentiva la especulación y el acaparamiento de capacidad, se establece **una prestación por reserva de capacidad de acceso**, exigible desde la obtención de los permisos de demanda para puntos de conexión de tensión igual o superior a 1 kV y hasta el inicio de la actividad.

Su cuantía se vincula a los términos de potencia de los peajes fijados por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y podrá modularse por nivel de tensión y con la demora en la puesta en servicio. Con ello, se favorece que la capacidad se reserve únicamente cuando exista una voluntad real de materialización del consumo, evitando acaparamientos y liberando capacidad cuando el proyecto no avance.

Esta prestación tiene la consideración de **pago anticipado de peajes**, de forma que, cuando la instalación inicie su actividad, las cantidades abonadas se minorarán de los peajes de transporte y distribución. Los

ingresos recaudados se integran en el sistema de liquidaciones del sector eléctrico, contribuyendo a sufragar los costes de redes junto con el resto de consumidores.

Adiós garantías, hola hitos

La implementación de esta medida supone una superación del régimen de garantías inicialmente concebido para los permisos de acceso y conexión de demanda e introducido en el Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía. Por ello, por medio de este real decreto-ley **se deroga dicho régimen de garantías**, previéndose un régimen transitorio para aquellas instalaciones que, a la entrada en vigor de esta norma, ya las hubiesen constituido.

En el caso de las instalaciones de almacenamiento, dicho régimen de garantías queda asociado exclusivamente a los permisos de acceso y conexión de generación. Asimismo, se prevé la caducidad automática de los permisos en caso de impago y se establece un régimen transitorio que permite la renuncia voluntaria a los permisos preexistentes sin ejecución de garantías.

Según el Gobierno con todo ello, se promueve un acceso a red más eficiente, predecible y coherente con las necesidades de planificación e inversión. Junto a esta prestación, **se refuerzan los hitos necesarios para el mantenimiento de los permisos de acceso** de instalaciones de demanda, el periodo intermedio que transcurre entre el otorgamiento de permisos y la caducidad actualmente establecida tras 5 años, en base a obligaciones ya existentes en la normativa sectorial eléctrica: el pago del 10% del importe de la posición de la red de transporte en un plazo máximo de 12 meses tras la obtención del permiso de acceso y conexión, la firma del contrato de Encargo de Proyecto en un plazo máximo de 3 años y la firma del contrato técnico de acceso (CTA) en un plazo máximo de 4 años.

Estos hitos actúan como "pruebas de vida" de los proyectos y permiten liberar capacidad de forma progresiva sin necesidad de esperar al vencimiento del plazo de caducidad general. La introducción de estos hitos permitirá la liberación de capacidad en el menor plazo posible, facilitando así la electrificación de la economía.

El CNAE de la actividad

También, con el fin de que solo los proyectos con suficiente grado de madurez soliciten los permisos de acceso y conexión de demanda a las redes de transporte y distribución, **se obliga a las instalaciones a que especifiquen el código CNAE asociado a su actividad**. Este código comprometerá las actividades asociadas a esas instalaciones de consumo, suponiendo la pérdida de los permisos de acceso en caso de que las actividades reales no se ajusten a los CNAE originalmente identificados.

Igualmente, se aborda la práctica por la que los titulares de instalaciones de generación con infraestructuras de evacuación compartidas vienen solicitando permisos de acceso para demanda como autoconsumo a través de estas infraestructuras de evacuación por potencias muy reducidas, con el objeto de bloquear las mismas ante otras peticiones. Esto produce una ineficiencia en el uso de la red eléctrica (ya que solo un consumidor puede conectarse a una misma posición de generación o consumo de la red) que no obedece a necesidades reales de los sectores productivos, sino a un posicionamiento estratégico de los agentes para obtener rentas futuras.

Adicionalmente, este real decreto-ley regula también la figura del **acceso flexible** a las redes eléctricas, que permite aprovechar las redes de forma más eficiente. Frente al modelo tradicional "firme" del acceso –que exige garantizar el suministro todas las horas del año y deja sin utilizar márgenes de red disponibles– el acceso flexible que permitirá que determinados consumos modulables y el almacenamiento se conecten bajo condiciones explícitas de disponibilidad de red. Con ello aflora capacidad adicional hoy bloqueada y se facilita la puesta en marcha de proyectos de electrificación que reducen la dependencia de combustibles fósiles.

Proyectos prioritarios

A su vez, se establecen medidas para la priorización del otorgamiento del acceso a los consumos que tengan **la consideración de alta prioridad entre ellas actuaciones de vivienda y servicios públicos**,

ampliaciones de consumo de instalaciones existentes derivadas de incrementos de actividad o procesos de electrificación, así como proyectos que se declaren como estratégicos.

Por otro lado, y con el mismo fin de maximizar la capacidad de electrificación, resulta urgente introducir un conjunto de medidas regulatorias sobre **los concursos de demanda**. En particular se clarifica qué capacidades se deben reservar para los concursos de demanda, qué agentes pueden participar en dichos procedimientos, y también se aclaran algunos aspectos relacionados con la reserva de capacidades de demanda y generación de almacenamiento cuando el nudo se encuentra reservado para concurso.

Según el MITECO, la electrificación de hogares e industrias para reducir la exposición a crisis como la provocada en Oriente Próximo requiere señales de capacidad de red claras y actualizadas, con una planificación más ágil y flexible para adaptarse al entorno cambiante y altamente volátil, para lo que, se introducen cambios en el artículo 4 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico.

Se establece la obligación de realizar modificaciones de aspectos puntuales de la planificación cada dos años y añadiendo nuevos supuestos para ser incorporados mediante dichas modificaciones. Adicionalmente se establece la obligación de iniciar un nuevo plan de desarrollo de la red de transporte, en el plazo máximo de 3 años, desde el último plan de desarrollo aprobado.

Asimismo, se habilita el desarrollo reglamentario de medidas para favorecer el suministro a demandas que se consideren prioritarias, lo que permite orientar la capacidad disponible hacia consumos más maduros, con mayor probabilidad de éxito o que puedan contribuir más a la electrificación y a la reducción de la dependencia de combustibles fósiles, así como cumplir el resto de objetivos nacionales.

Gran Canaria cubrió una cuarta parte de la demanda eléctrica de 2025 con renovables

Canarias7.es, 23 marzo de 2026

La punta de generación fotovoltaica y el mayor porcentaje de cobertura con energía solar se registraron el 6 y el 8 de febrero de este año

La generación de energía con fuentes renovables que se vierte al sistema eléctrico de Gran Canaria aportó en 2025 más de una cuarta de la demanda insular, según informan fuentes de Red Eléctrica de España (REE) con **datos provisionales del balance** de consumo y generación.

En concreto, la producción eólica y fotovoltaica **suministró el año pasado el 25,95% del consumo eléctrico** de la isla, que fue de 3.387.172,4 megavatios/hora (MWh), de los que 878.917,3 fueron cubiertos por generación renovable. La cobertura de la demanda eléctrica insular con energías limpias **supera en cinco puntos la media del archipiélago**.



El año 2025 dejó también un **nuevo récord en generación eólica**. El 19 de agosto a las 21.50 horas se registró el pico máximo de producción de esta energía en la isla, que se elevó hasta 265,29 Mwh. Para encontrar el momento en que el viento cubrió un mayor porcentaje de la demanda eléctrica insular hay que remontarse a las 22.06 del 16 de octubre de 2024, cuando aportó el 60,67% del consumo real.

El pasado **1 de diciembre de 2025 a las 12.29 horas** se produjo el mayor porcentaje de cobertura de la demanda eléctrica con energías renovables que se ha dado en el sistema eléctrico insular. En ese momento eólica y fotovoltaica aportaron dos tercios, el 66,50%.

La **mayor producción de ambas energías** se registró mucho antes, a las 11.00 horas del 4 de septiembre de 2024. Entonces aportaron 302,14 MWh al sistema eléctrico de Gran Canaria.

El **récord vigente en generación fotovoltaica** es más reciente y se contó el pasado 6 de febrero de este año a las 13.06 horas, cuando las plantas solares que vierten su producción al sistema eléctrico produjeron 120.92 MWh. El mayor porcentaje de cobertura de la demanda insular con esta energía es de dos días después, el 8 de febrero a las 12.46 y fue del 31,20%

Todos estos datos excluyen la generación renovable de autoconsumo que se produce en Gran Canaria.

Ignacio S. Galán (Iberdrola): "El modelo de negocio de Iberdrola es parte de la solución en crisis energéticas"

elEconomista.es, 24 marzo de 2026

- **"Hemos pagado 45.000 millones en dividendos y multiplicado por 12 la capitalización hasta los 130.000 millones"**
- **"El diseño del mercado eléctrico sigue siendo válido y España lo demuestra"**
- **Objetivo 4 de julio: EEUU acelera la prueba de fuego para su nueva generación de reactores nucleares**

Ignacio S. Galán, presidente de **Iberdrola**, se reúne con elEconomista.es en CERAWeek by S&P Global, un encuentro donde se dan cita los principales líderes de las mayores compañías energéticas mundiales en plena crisis de precios.



¿Cómo está afectando el actual contexto geopolítico y el conflicto bélico a la actividad de Iberdrola?

Una crisis de esta naturaleza afecta a los principales indicadores macroeconómicos y, por tanto, al conjunto de la economía. Pero los mercados saben que el modelo de negocio de Iberdrola es parte de la solución a crisis energéticas como la actual, una más de las muchas que

hemos sufrido en las últimas décadas. Nuestro negocio es, fundamentalmente, las redes eléctricas de distribución y de transporte en países con marcos estables, sobre todo en los Estados Unidos y el Reino Unido, estamos muy diversificados geográficamente y nuestra generación es muy poco dependiente de los fósiles importados, por lo que el impacto directo en nuestro negocio es muy limitado. De hecho, estamos aportando también esa estabilidad a nuestros países. Gracias a que contamos con nucleares y renovables, **los precios medios de la electricidad rondan en España los 50 euros en lo que llevamos de año, mientras que en Italia o Alemania superan los 90 o 100 euros**. Y podemos seguir ofreciendo a nuestros clientes precios fijos a largo plazo y muy competitivos

CERAWeek se celebra este año bajo el lema 'Convergence and Competition: Energy, Technology and Geopolitics'. ¿Cómo cree que las energéticas pueden transformar esa convergencia en una ventaja duradera en un entorno competitivo?

La energía, la tecnología y la geopolítica han estado siempre unidas. Nuestra función como empresas energéticas es aplicar la tecnología para dar respuesta a las necesidades de los distintos países en función de sus recursos naturales y de sus políticas energéticas, y hacerlo además en condiciones óptimas de seguridad, competitividad y sostenibilidad. Pero esa convergencia es hoy aún mayor, porque todos los grandes desarrollos tecnológicos actuales dependen de contar con electricidad fiable, abundante y competitiva. Y también porque, en el entorno geopolítico actual, la autonomía estratégica y la autosuficiencia se han convertido en objetivos prioritarios. Por todo ello, el fuerte crecimiento de la demanda eléctrica y la urgencia de invertir en infraestructuras de redes son dos de los temas clave aquí, en los Estados Unidos. Pero CERAWEEK es también una cumbre global, y por eso se está hablando de la necesidad de avanzar en la electrificación en Europa como un factor de autonomía estratégica, competitividad, crecimiento y estabilidad. **Electrificación es mayor seguridad, menor dependencia exterior y menor coste para los ciudadanos.**

¿Cómo valora el papel de España -y de sus energéticas- para la competitividad, electrificación e inversión industrial en Europa?

España tiene una oportunidad única por contar con recursos, empresas y proveedores de bienes de equipo muy competitivos. Pero para aprovecharla tenemos que movernos con urgencia: hoy, compañías de todos los sectores están llamando a nuestra puerta cada día para poder conectarse a la red y ampliar su actividad. Lo primero que necesitamos es dar cabida en el sistema a esa demanda latente, ampliando y reforzando las redes de distribución. Eso requiere eliminar toda barrera o limitación a las inversiones y dar estabilidad regulatoria, en línea con lo que está pidiendo la Unión Europea. Con más redes, crearemos un círculo virtuoso de inversión, actividad económica y creación de empleo, y además desbloquearemos la electrificación de consumos industriales, residenciales y de transporte que hoy se cubren con combustibles fósiles importados. **¿Tiene sentido que Europa gaste 400.000 millones de euros en importar combustibles fósiles cuando tenemos recursos autóctonos?** La electrificación es la palanca clave para ser menos dependientes del exterior y, con ello, mejorar la competitividad industrial, la seguridad energética y el crecimiento económico.

¿Cuáles son las principales líneas de crecimiento de la compañía en EEUU y Reino Unido?

Los Estados Unidos y el Reino Unido son nuestros dos principales vectores de crecimiento por las enormes necesidades de inversión que tienen, especialmente en redes de transporte y distribución. De hecho, **vamos a destinar a esos dos mercados 40.000 millones de euros entre 2025 y 2028, el 70% de nuestra inversión total en el período.**

En los Estados Unidos, la tendencia es muy clara, y se está escuchando con fuerza estos días aquí en Houston, por ejemplo, a los secretarios de Interior y Energía, con los que he estado reunido. El crecimiento de la demanda va a requerir añadir nueva generación y renovar, ampliar y digitalizar las redes de transporte y distribución. Y nosotros estamos en estados claves como Nueva York, Massachusetts, Connecticut o Maine, en los que los reguladores nos están pidiendo que invirtamos más. Acabamos de poner en marcha, por ejemplo, **una línea de transporte entre Canadá y Massachusetts que ha supuesto una inversión de 1.600 millones de dólares.** Y tenemos otros proyectos similares, en transporte y también en generación, con tecnologías competitivas y autóctonas que pueden ponerse en marcha con la rapidez que se necesita, como la eólica o la solar.

Y, en el Reino Unido, las tendencias son similares. El regulador acaba de aprobar un marco incentivador por el que **en los próximos 5 años vamos a multiplicar por cuatro veces nuestras inversiones en transporte de electricidad**, incluyendo grandes proyectos de interconexión submarina en corriente continua a cerca de 600.000 voltios para llevar la energía de Escocia al sur de Inglaterra. Y estamos ya negociando incrementos de la inversión también en distribución para el período 2028-2033, ya con Electricity North West, la distribuidora de la región de Manchester en la que invertimos 5.000 millones el año pasado, totalmente integrada. Además, seguimos invirtiendo en generación, con grandes proyectos eólicos marinos como los del hub de East Anglia, en el mar del Norte.

Usted ha defendido con rotundidad el papel de la nuclear como elemento de seguridad y competitividad. ¿Cómo ve la discrepancia de Europa y España respecto a esta tecnología?

La política energética le corresponde hacerla a los gobiernos. A partir de esa política, nosotros invertimos y operamos infraestructuras para dar a nuestras sociedades la energía que necesitan en las mejores condiciones de seguridad, coste y respeto al medioambiente.

Lo que yo vengo diciendo como ingeniero es que en España tenemos nucleares seguras y eficientes que pueden seguir operando muchos años, porque cada año invertimos en ellas para mantenerlas en perfectas condiciones. Aportan en abundancia una energía sincrónica que es esencial para la seguridad del suministro. Por eso, muchos países europeos y en otros continentes están apostando por mantenerlas. Pero no lo decimos solo nosotros, la presidenta de la Comisión Europea acaba de alertar a todos los Estados miembros de que **no tiene sentido cerrar centrales nucleares que pueden seguir aportando energía segura y competitiva** y reduciendo las importaciones de combustibles fósiles. Y menos en la coyuntura que vivimos.

Por eso, partiendo de un diálogo iniciado con el Gobierno y con los organismos regulatorios a la vista de las circunstancias actuales, **hemos solicitado la extensión de la central de Almaraz hasta 2030**. El expediente está en manos del Consejo de Seguridad Nuclear y del Gobierno.

¿Cómo cree que evolucionará el sector eléctrico de aquí a 2030 en términos de flexibilidad y gestión de la demanda?

En los últimos años, la configuración del sector eléctrico ha cambiado por completo. Del lado de la demanda, que es por naturaleza variable, estamos incorporando nuevos vectores impulsados por la electrificación de la economía -vehículos eléctricos, bombas de calor, hornos eléctricos, centros de datos...-. Pero es que del lado de la oferta hemos incorporado también fuentes que por naturaleza son variables, porque dependen de recursos como el viento o el sol. Eso hace que el sistema necesite contar con otros elementos que aporten más estabilidad. Unas redes modernas, malladas y digitalizadas a las que estamos incorporando desde hace años herramientas de inteligencia artificial para optimizar los flujos de energía -de ahí la necesidad de incrementar las inversiones-.

Y también almacenamiento de energía. **En España contamos con una ventaja competitiva muy importante, que es el bombeo hidroeléctrico**, la única tecnología que nos permite almacenar grandes cantidades de energía cuando el recurso renovable supera a la demanda y usarla en los momentos de mayor consumo, garantizando el suministro y evitando tener que recurrir a fuentes fósiles más caras y contaminantes. Por eso, el uso del bombeo se ha incrementado mucho en los últimos años. Además, es una tecnología en la que contamos con proveedores de primer nivel en Europa.

¿Considera que el actual diseño del mercado mayorista sigue siendo adecuado o necesita ajustes?

Hace apenas cuatro años se inició un proceso muy detallado de reforma del sistema de mercado que duró dos años y concluyó que el actual diseño es la mejor herramienta para garantizar unas señales de precio eficientes y transparentes, garantizar la competencia y atraer nuevas inversiones. Y no solo eso, sino que se pusieron en marcha mecanismos para anticipar posibles futuras crisis. Si miramos la situación de hoy, como decía antes, los países que hemos invertido en energías autóctonas estamos en una posición muy distinta a los que siguen dependiendo de los combustibles fósiles, y por eso los precios en España -actuales y en los mercados de futuros- están muy lejos de esos umbrales que se fijaron en su momento. Por tanto, **creo que el diseño de mercado eléctrico europeo sigue siendo perfectamente válido y la situación de España lo demuestra**.

¿Qué se puede hacer para impulsar la demanda?

Las bases para el crecimiento de la demanda están ya ahí. Tenemos demanda latente esperando a conectarse, y además contamos con tecnologías eficientes para electrificar todos los usos energéticos. A todo esto, se suma la nueva demanda por la digitalización y la inteligencia artificial.

Por tanto, la clave está en aflorar la demanda latente y en eliminar las barreras para que se materialice. Hablo de barreras como la falta de infraestructuras de red a la que me refería antes, provocada por límites a la inversión que no existen en ningún otro país y que han generado una enorme demanda latente, pero también de otras barreras regulatorias y fiscales. El nuevo marco de la distribución, por ejemplo, desincentiva inversiones en zonas con menor densidad de demanda. Y tenemos un sistema fiscal que grava un kilovatio hora de electricidad renovable producida en España con varias veces más impuestos que un kilovatio hora de gas importado. Eso es muy parecido a un "arancel inverso" a la electricidad autóctona. **Cada kilovatio hora eléctrico en España se grava con 6 veces más impuestos que en los Estados Unidos, e incluso estamos un 30% por encima de la media europea**. Y no hablo del impuesto de sociedades o del IVA que, por supuesto, nos aplican, sino de hasta 40 figuras tributarias. Eso desincentiva el consumo de electricidad para muchos clientes residenciales o industriales que podrían beneficiarse de la electrificación de forma casi inmediata.

En los últimos años, Iberdrola ha acelerado su presencia en Australia. ¿Cuál es el futuro allí?

Australia cuenta con muchas oportunidades de inversión en el sector eléctrico, en renovables y en redes de transporte. Y el país tiene una política energética clara e incentivadora, tanto a nivel federal como en los

distintos estados, porque saben que sus recursos eólicos y solares tienen un enorme potencial. Por eso están incentivando inversiones en generación y almacenamiento, y por ello **en Iberdrola Australia hemos más que duplicado ya la capacidad que había cuando llegamos, hace apenas 5 años, y vamos a crecer un 50% más a 2028.**

Pero para poder llevar esa energía a los centros de consumo en un país de la dimensión de Australia se necesitan también redes de transporte. Por eso, estamos llevando nuestras capacidades en transporte al país, donde **tenemos ya un proyecto de 1.200 millones de euros para llevar energía desde Victoria a Nueva Gales del Sur.** Y estamos trabajando ya en otros proyectos similares.

Este año Iberdrola cumple 125 años y usted 25 al frente de la empresa. ¿Qué enseñanza le muestra el pasado y qué cree que todavía queda por hacer?

Este 125 aniversario es la oportunidad de mirar atrás para reconocer y agradecer el trabajo de tantos miles de personas, desde aquellos pioneros del País Vasco hasta los 46.000 trabajadores de Iberdrola hoy, pero sobre todo de contemplar un futuro que es brillante para Iberdrola gracias a la electrificación. Por eso hablamos de "125 años luz". También son ya 25 años los que llevo en la compañía, y debo decir que han pasado muy rápido.

Para mí, nuestro 125 aniversario es el mejor comienzo para una etapa de crecimiento sin precedentes para Iberdrola. Gracias a nuestras inversiones, **damos servicio a cerca de 100 millones de personas** en un momento en el que la electrificación va a ser clave para la seguridad energética, la competitividad, el desarrollo industrial y la prosperidad.

Y tenemos por delante las mayores oportunidades de inversión de nuestra historia. **Los 58.000 millones de euros en apenas 4 años de plan que tenemos a 2028** supone multiplicar casi por 7 veces las inversiones de mi primer plan en Iberdrola. Y las nuevas tecnologías, como la inteligencia artificial, son una enorme oportunidad de negocio para nosotros -las tecnológicas son ya nuestros principales clientes- y también una palanca para seguir mejorando nuestros procesos.

Nos queda mucho por hacer, y por eso queremos reafirmar nuestro compromiso: seguir poniendo la electricidad al servicio del progreso e invirtiendo en infraestructuras que generan empleo, crecimiento económico y aportan valor a la sociedad.

La compañía ha vuelto a batir resultados en 2025, capitalización en bolsa, mientras mantiene una saneada estructura financiera. ¿Cuál es el próximo objetivo?

Tenemos al alcance de la mano ser la primera empresa eléctrica a nivel mundial por capitalización bursátil. Si hemos pasado de ser la vigésima en 2001 a ser la segunda hoy, ya cerca de la primera, ¿por qué no vamos a alcanzarlo? Nuestro plan marca una senda clara de crecimiento de resultados y dividendos -esperamos superar los 6.600 millones de beneficio neto en 2026 y los 7.600 en 2028, con un crecimiento de dividendos en línea-, a partir de un modelo de negocio totalmente alineado con las necesidades de política energética a corto y a largo plazo y diversificado en países como los Estados Unidos y el Reino Unido. Y, además, tenemos un equipo de 46.000 profesionales perfectamente cualificados, acceso a la mejor tecnología y una estructura financiera muy sólida, como decías.

¿Cómo combina ese crecimiento con el dividendo?

Llevamos 25 años demostrando que es perfectamente posible crecer y ofrecer un dividendo atractivo. En los últimos 25 años, **hemos pagado 45.000 millones de euros en dividendos y nuestra capitalización se ha multiplicado por 12 veces hasta rondar los 130.000 millones de euros, lo que nos convierte en la primera de Europa y entre las dos más grandes del mundo por capitalización.**

Por eso, mantenemos una política de dividendo creciente, ligada al aumento del beneficio. El Consejo acaba de proponer a la Junta General de Accionistas **un dividendo récord de 0,68 euros por acción, lo que supone destinar 4.500 millones de euros a la remuneración al accionista, un 12% más.**

Nuestro deber como gestores es hacer compatible la inversión a largo plazo y el crecimiento del beneficio y la generación de caja con el dividendo a nuestros accionistas. La clave es una gestión financiera prudente como la que llevamos poniendo en práctica estos 25 años.

Gianni Vittorio Armani sustituye a José Bogas como CEO de Endesa

Expansión.com, 24 marzo de 2026

Gianni Vittorio Armani es director de generación de Enel y hombre próximo a Giorgia Meloni, primera ministra italiana.



Endesa, una de las dos mayores eléctricas en España, ha aprobado la **sustitución de José Bogas como consejero delegado del grupo**. Bogas seguirá siendo miembro del consejo de administración del grupo como consejero externo. De aquí a la junta, que se convoca para el 28 de abril, se hará el traspaso de poderes a su sustituto. **En principio, el elegido es Gianni Vittorio Armani, director de generación de Enel, y hombre próximo a Giorgia Meloni, primera ministra italiana.**

Bogas (Madrid, 1955) fue nombrado consejero delegado de Endesa en 2014. Es uno de los ejecutivos con más reconocimiento profesional del sector eléctrico en España. Gran parte de su

trayectoria laboral la ha desarrollado en Endesa. Antes de ser consejero delegado **fue director general de España y Portugal (2004-2014), director general del negocio eléctrico (1998-2004), y director general de generación (1997-1998)**, entre otros cargos. Empezó su carrera en la división de ingeniería en Dimetronic (1980-1981)

El grupo italiano Enel, que tiene el 70% del grupo, es el que decide el sustituto de Bogas. Será el actual responsable de generación del grupo italiano, **Gianni Vittorio Armani, según ha podido saber EXPANSIÓN.** El nombramiento aun no es oficial

Bogas llegó al cargo de consejero delegado de Endesa hace ahora 12 años en sustitución de **Andrea Brentan, cuando el presidente era Borja Prado.** Bogas fue aupado por el **anterior presidente de Enel, Francesco Starace**, y se mantuvo cuando Starace fue sustituido por Flavio Cattaneo. La consolidación de éste al frente de Enel ha dado pie a una nueva etapa dentro de todo el grupo.

A través de distintos cargos, Bogas ha intervenido de manera destacada en hitos corporativos de Endesa en las últimas décadas, como el intercambio de activos con Enel.

Etapa estratégica clave

No obstante, ha sido desde 2014, año en el que asumió el cargo de primer ejecutivo del grupo, cuando adquirió más protagonismo y dio a **Endesa un mayor ritmo** a través de diversos planes estratégicos.

La renovación del puesto de consejero delegado se produce precisamente en un momento especialmente relevante para Endesa desde el punto de vista estratégico y también institucional. El pasado mes de febrero, **Endesa lanzó un nuevo plan para el periodo 2026-2028**, que sustituye al anterior 2025-2027, tras haberse batido todos los objetivos.

El grupo promete ahora **10.600 millones de euros en inversiones**, un 10% más que en el anterior plan, que ya de por sí presentaba cifras récord. El 52% se destinará a redes, mientras que el 26% será para renovables. El resto irá a negocios convencionales de generación y otras partidas. En el anterior plan, el primer destino también eran redes, pero con menos fuerza: 42%, frente al 39% en renovables.

El sustituto tendrá que asumir enormes retos financieros. A nivel de **dividendo**, Endesa pretende dispararlo en más de un 60%, empezando una carrera creciente desde ya. En lugar de 1,3 euros por acción en efectivo con cargo a 2025, como tenía previsto, dará 1,58 euros, un 22% más. A partir de ahí, no bajará de 1,6 euros. El grupo pretende dar **como poco el 70% de pay-out** (parte del beneficio que se destina a dividendos) y aumentar el dividendo a una tasa media del 4% anual. En 2028, quiere llegar a una cifra de entre 2,5 y 2,6 euros de beneficio por acción. Por lo tanto, el dividendo anual, siempre en efectivo, podría

rebasar los 1,8 euros. En el anterior plan, su máxima aspiración era 1,5 euros, en 2027. El sustituto o sustituta de Bogas, además, tendrá que lidiar con la difícil tarea de negociar con el Gobierno la extensión de las nucleares.

Nucleares, lo más urgente

Endesa es, junto con Iberdrola, el mayor propietario de nucleares en España. Tanto Endesa como Iberdrola abogan por ampliar la vida operativa de las instalaciones más allá de las fechas que se fijaron para su clausura. Por ahora, Endesa e Iberdrola han pedido extender la central nuclear de Almaraz, en Extremadura, hasta el año 2030. Es previsible que luego vayan pidiendo otras ampliaciones

Redeia quiere que Bruselas impida a Francia obstaculizar las interconexiones con España

Elperiodicodelaenergía.com, 24 marzo de 2026

Corredor ha insistido en que los proyectos de interconexión "no son algo que interese solamente a España, interesa fundamentalmente a Europa"

Redeia considera que las interconexiones eléctricas entre España y Francia son "imprescindibles" y propone que sean declaradas de interés comunitario para que de esa forma se impida que un país afectado, en este caso Francia, obstaculice su desarrollo.

La presidenta de Redeia, **Beatriz Corredor**, ha explicado en declaraciones a *EFE* que esa propuesta, que es la que entiende que defiende el Gobierno español, pasa porque "la **planificación** eléctrica sea de interés comunitario, es decir que la planificación de las infraestructuras transnacionales sea vinculante para los países afectados".



De esta manera, esos países no podrían "obstaculizar una infraestructura que es buena para Europa", añadió Corredor, que participó en el quinto foro organizado por las patronales de Francia (Medef) y España (CEOE), en el que la cooperación en materia de energía y las interconexiones tuvieron un papel relevante.

Las interconexiones entre Francia y España

Insistió en que los proyectos de interconexión "no son algo que interese solamente a España, interesa fundamentalmente a **Europa**" porque son las que permiten "utilizar todas las fuentes energéticas disponibles en los diferentes países".

España lleva años presionando a Francia, con pocos resultados, para aumentar las **interconexiones** eléctricas entre los dos países, que ofrecen una capacidad de intercambio de 2.800 megavatios que deberían pasar a 5.000 en dos años cuando se termine la línea que se está construyendo por el golfo de Vizcaya.

Eso representará apenas un 5% de la capacidad de generación instalada en España, cuando la Unión Europea (UE) había fijado un objetivo del 10% para 2010, que debía subir hasta el 15 % para 2030.

Corredor insistió en que la guerra en Oriente Medio pone más en evidencia que «la Unión Europea necesita dotarse de una autonomía energética» y aprovechar las ventajas de la renovable que es actualmente la más asequible en términos de precios y de la que mucha se genera en España y Portugal.

Por eso señaló que "las interconexiones son imprescindibles para que la energía renovable pueda fluir".

Más allá de la línea submarina que se está construyendo por el Golfo de Vizcaya y que, según Corredor, podría estar en servicio en su primera fase a finales de 2027, indicó que hay otros dos proyectos más a través de los Pirineos, uno por Navarra y otro por Aragón, que también se consideran de interés comunitario.

La de Navarra, que como la que iría por Aragón, aparece en el mapa de autopistas eléctricas que ha presentado la Comisión Europea y se encuentra en fase de estudio y ya tiene un presupuesto de la UE para la investigación tecnológica, precisó.

Aragón pide al MITECO que cumpla con el Nudo Mudéjar tras el recorte de Endesa

elEconomista.es, 25 marzo de 2026

- **El Nudo Mudéjar iba a compensar el cierre de la térmica de Andorra (Teruel) y la pérdida de empleo e ingresos en la zona**
- **El Gobierno de Aragón pedirá una reunión con el MITECO**
- **El varapalo ambiental obliga a Endesa a recortar a menos de un cuarto su megaproyecto renovable en Andorra**

El Gobierno de Aragón ha calificado de **"recorte inaceptable"** que ha llevado a la **modificación del proyecto del Nudo Mudéjar** y a que **Endesa**, del grupo Enel, optase por una nueva configuración para su proyecto de energías renovables tras analizar la Declaración de Impacto Ambiental (DIA) para sustituir la central térmica de carbón por renovables y poner en marcha diversos proyectos vinculados. Un ajuste realizado por la compañía ante la inviabilidad del proyecto anteriormente presentado, que implica **pasar de los 1.844 MW previstos en el plan inicial a los 406 MW que ahora se contemplan**.



Es una situación sobre la que el Consejo de Gobierno de hoy ha tomado en conocimiento el impacto general que se ha producido en torno al proyecto del Nudo Mudéjar en las localidades afectadas por el cierre de la Central Térmica de Andorra y que ha llevado al Gobierno de Aragón ha aprobar un acuerdo en el que, además de poner de manifiesto la preocupación por la incertidumbre actual, **se pide al Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico (MITECO), el cumplimiento íntegro de los compromisos socioeconómicos adquiridos con el territorio**.

En la rueda de prensa posterior al Consejo de Gobierno, la vicepresidenta en funciones, Mar Vaquero, ha recordado que **este proyecto del Nudo Mudéjar era uno de los más relevantes para el futuro económico de Teruel tras el cierre de la térmica de Andorra**, que conllevó la pérdida de empleo en la zona, así como de actividad económica y, en consecuencia, de ingresos municipales. "Se trataba de una inversión con grandes expectativas para llevar a cabo la reindustrialización de Teruel, la transformación de su economía después del cierre de la central térmica de Andorra", ha añadido

Vaquero ha explicado que **se va a exigir al Gobierno de España el cumplimiento estricto de los compromisos con la zona**, así como la adopción de medidas para que la capacidad de evacuación no utilizada pueda asignarse a nuevos proyectos capaces de impulsar la reindustrialización y la recuperación económica de la zona.

También se ha acordado **renovar el apoyo total al proyecto y al plan socioeconómico asociado**; manifestar el rechazo expreso a la reducción sustancial del proyecto, por el grave perjuicio que supone para la provincia de Teruel y para el conjunto de Aragón en términos de inversión, empleo, desarrollo industrial, vertebración territorial y fijación de población, así como respaldar a los municipios y al tejido social y económico de la comarca.

Además, se ha tomado en conocimiento también el "incumplimiento y gravísimo retraso que ha tenido por parte del Gobierno de España y, especialmente por un Ministerio que cada vez demuestra más signos de parálisis, de ineficacia, de errores, de incumplimiento, como es el MITECO, y lo que queremos es trasladar

nuestro más profundo rechazo, nuestra preocupación, y hemos tomado ese acuerdo donde se rechaza esa disminución, ese recorte y además se exige el cumplimiento de los compromisos para Aragón".

La vicepresidenta ha recalcado que "se trataba de la reindustrialización, de la transformación económica, de ofrecer oportunidades en muchos municipios, todos aquellos afectados por el cierre de la central, que han estado vinculados a lo largo de décadas a la creación de empleo y desarrollo de sus municipios con la térmica y que vemos cómo todo ello, en estos momentos, **cuelga de un hilo una vez más por el incumplimiento y la ineficacia del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico**".

De este modo, ha manifestado "el rechazo expreso del Gobierno de Aragón a la reducción y el **grave perjuicio que ello supone para la provincia de Teruel**, especialmente, y para estos municipios, pero también para el conjunto de Aragón en términos de inversión, de empleo, de desarrollo industrial, de vertebración territorial y de fijación de población".

"Declaramos que la situación generada constituye un incumplimiento material y estructural, no solamente coyuntural, y con una clara repercusión en el futuro", ha afirmado, añadiendo a continuación que "supone, además, comprometer el desarrollo del territorio para el futuro frustrando grandes expectativas".

Desde el Gobierno de Aragón se va a instar al Gobierno de España y, especialmente, al Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico a que se garantice el cumplimiento efectivo porque **"todavía hay tiempo, pueden todavía trabajar en ello, de los compromisos que en su día se alcanzaron**, adoptar medidas que puedan hacer recuperar el nivel de inversión y empleo".

Mar Vaquero también ha apuntado que el Gobierno de Aragón va a **pedir una reunión con el MITECO** para "manifestar nuestro rechazo y preocupación, cuestión que debería haber sido iniciativa de la propia ministra para tratar de buscar una solución, para explicar cuál es el motivo por el que se ha llegado a esta resolución y a este recorte", que ha cuantificado en un 80%.

El proyecto de Nudo Mudéjar

En 2021, el Ministerio para la Transición Ecológica convocó el primer concurso estatal de Transición Justa, adjudicando en 2022 a **Enel Green Power España una capacidad de evacuación de 1.202 MW para proyectos renovables con una inversión prevista de 1.660 millones de euros**, a los que se sumaban 72 millones en un Plan de Desarrollo Industrial y Socioeconómico.

Sánchez abre la puerta a prolongar las nucleares y Sumar exige mantener el calendario de cierre

Elboletín.com, 25 marzo de 2026

Sánchez hablará con las empresas "si no supone un coste económico para los ciudadanos vía rebajas de impuestos, si se garantiza la seguridad de suministros y de los ciudadanos".



El presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, ha abierto este miércoles la puerta a prolongar la vida de las centrales nucleares, mientras que Sumar le ha pedido que se comprometa a mantener el calendario de cierre. "Manténgase, por favor, firme frente al fascismo fósil", ha pedido la portavoz de Sumar en el Congreso, Verónica Martínez Barbero.

Durante su comparecencia en el Congreso para informar sobre la posición del Ejecutivo ante la guerra en Oriente Próximo, así como de la última reunión del Consejo Europeo, Pedro Sánchez ha indicado que "si no supone un coste económico para los ciudadanos vía rebajas de impuestos, si se garantiza la seguridad de suministros y la seguridad de los ciudadanos", el Ejecutivo hablará con las empresas nucleares sobre el cierre definitivo de las centrales.

"A día de hoy, eso no se está produciendo", ha replicado Pedro Sánchez al líder del PP, Alberto Núñez Feijóo, quien ha criticado el "dogmatismo climático", recoge Europa Press.

Sánchez considera que Feijóo “tiene una obsesión con las nucleares” y le ha pedido que “no vuelva a la carga de nuevo con el despliegue de renovables” porque gracias a ello, a su política energética y a la ‘solución ibérica’, “la semana pasada el precio de la electricidad en España estuvo en 35 euros el megavatio hora”. “En Alemania, señorías, fue de 110 euros el megavatio hora; en Italia, de 150 euros el megavatio hora”, ha argumentado, para después añadir que fue así por la “fuerte presencia” de la energía solar y la eólica.

“¿Se imaginan ustedes si hubiera gobernado el señor Mariano Rajoy durante toda esta crisis? Estaríamos ahora mismo pagando el megavatio hora del precio de la electricidad por encima de 110 euros, 150 euros”, ha asegurado.

Según Sánchez, “gracias a la política energética, que no es dogmatismo climático, es inteligencia climática”, en España se está pagando 35 euros el megavatio hora.

Sumar: “No valen excusas”

Desde Sumar, Verónica Martínez Barbero ha advertido de que no van a admitir “dilaciones de ningún tipo” en el calendario de cierre de las nucleares. “No valen excusas, no valen intereses electoralistas. Lo vamos a hacer, por mucho que le pese al señor Feijóo y al señor Abascal”, ha avisado.

“Y lo vamos a hacer bien, con una transición justa que garantice alternativas de empleo e inversión en las comarcas afectadas, porque gobernar para la mayoría, lo sabemos muy bien, no solo es decidir el rumbo, es hacerse cargo de lo que ese rumbo implica», ha declarado, para después añadir: “El ‘no’ a la guerra es un ‘sí’ a las renovables”, ha manifestado Martínez Barbero, según la citada agencia.

Verónica Martínez Barbero ha pedido al presidente Sánchez que se comprometa “expresamente” al mantenimiento del calendario de cierre de las nucleares porque está “firmado en el acuerdo de coalición y porque alargar la vida de las nucleares significa poner en riesgo las inversiones en renovables que necesita este país”.

“Aunque el Consejo de Seguridad Nuclear autorice la ampliación de la vida de Almaraz, no autorice esto. Esta decisión corresponde al Gobierno, no al Consejo de Seguridad Nuclear. Señor presidente, manténgase, por favor, firme frente al fascismo fósil”, ha zanjado.

La portavoz de Sumar ha arremetido contra el líder del PP y ha asegurado que otro ejemplo de su “patriotismo fake” es que quieren prolongar la vida de las nucleares, que es “mantener la dependencia de un modelo concentrado en pocas manos y que le sale muy caro a las familias españolas”. “Le sale hoy muy caro en el bolsillo y le sale caro al futuro de las familias españolas. Así que dejen de disfrazarlo”, ha remarcado.

Altar del “fanatismo” climático

En su primera intervención, Alberto Núñez Feijóo ha dicho que el Gobierno “es el del apagón, como en Cuba” y le ha reclamado que “garantice la continuidad de las centrales nucleares” o si no seguirá siendo “el responsable”.

“No agrave el problema. No aumente nuestra dependencia del gas. No aproveche el decreto para persistir en su dogmatismo climático. Se lo vuelvo a reiterar. Garantice la continuidad de las centrales nucleares”, ha insistido el presidente del PP.

Por su parte, el líder de Vox, Santiago Abascal, ha afirmado que la ideología del Gobierno también “mata, sacrificando a los españoles en el altar de su fanatismo climático” y ha añadido que Feijóo y el PP participan en esta cuestión “de los mismos mitos, de las mismas cantinelas y de la misma destrucción” de la riqueza.

“¿Cómo se entiende si no que hayan hecho inviable Almaraz o lo que hicieron con Garoña? ¿Cómo se entiende lo que han hecho con infinidad de centrales térmicas? ¿Cómo se entiende la negativa permanente a un plan hidrológico nacional? ¿Qué futuro tienen para los españoles?”, ha planteado Abascal, quien ha afeado que el Gobierno “estigmatiza la energía nuclear mientras se recupera en Europa”.

Iberdrola obtiene un préstamo de 700 millones para construir una autopista eléctrica submarina entre Escocia e Inglaterra

elEconomista.es, 25 marzo de 2026

- La interconexión, de 530 kilómetros, suministrará electricidad a 1,5 millones de hogares británicos
- Los fondos proceden del National Wealth Fund, un instrumento público británico
- Iberdrola incrementa su inversión en innovación en redes eléctricas inteligentes un 55% en cinco años y supera los 40 millones anuales

Iberdrola ha obtenido una financiación de 600 millones de libras esterlinas —alrededor de 700 millones de euros— del National Wealth Fund para impulsar **Eastern Green Link 4 (EGL4)**, una nueva interconexión submarina entre Escocia e Inglaterra llamada a reforzar la seguridad de suministro, reducir cuellos de botella en la red y facilitar la electrificación del sistema británico.



El proyecto, que utilizará tecnología HVDC para transportar electricidad en corriente continua a 525.000 voltios, **conectará Fife**, en Escocia, **con Norfolk**, en Inglaterra, a lo largo de 530 kilómetros. Con una capacidad de 2.000 MW, la infraestructura podrá suministrar electricidad a 1,5 millones de hogares británicos y aliviar una de las principales ineficiencias del sistema eléctrico del país: la dificultad para trasladar hasta los grandes centros de consumo del sur la energía generada en Escocia, especialmente la renovable.

La relevancia del proyecto va más allá de su dimensión técnica. Este tipo de enlaces submarinos de larga distancia se ha convertido en una pieza clave para el sistema energético británico, al permitir una mejor integración territorial de la generación, reducir los costes de congestión que terminan repercutiendo en el consumidor y disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados, más expuestos a la volatilidad internacional.

La operación refuerza además la relación entre Iberdrola y el National Wealth Fund, el instrumento público británico llamado a canalizar inversión estratégica en sectores prioritarios. No es la primera vez que ambas partes colaboran. En mayo de 2025, **el mismo fondo ya concedió otros 600 millones de libras para respaldar siete grandes proyectos de transporte eléctrico** de ScottishPower, la filial británica del grupo español.

La nueva financiación encaja plenamente con la hoja de ruta del Gobierno del Reino Unido, que ha situado las redes eléctricas entre sus principales prioridades de inversión. Según las estimaciones del operador del sistema, NESO, **Gran Bretaña necesitará alrededor de 58.000 millones de libras en redes de aquí a 2035** para acompañar el crecimiento de la demanda eléctrica y el proceso de electrificación.

En ese contexto, Iberdrola mantiene una posición cada vez más relevante. **La compañía prevé invertir 12.000 millones de libras hasta 2028** en redes de distribución y transporte en Reino Unido, dentro de una estrategia orientada a ganar escala en infraestructuras reguladas y a consolidarse en mercados con marcos estables y elevada necesidad de inversión.

La ministra británica de Economía, **Rachel Reeves** declaró: "Esta es precisamente la razón por la que creamos el National Wealth Fund: para poner todo el peso del Gobierno al servicio de inversiones estratégicas, en colaboración con el sector empresarial, que garanticen el futuro del Reino Unido. Esta inversión permitirá construir la infraestructura energética del mañana, reforzar nuestra seguridad energética y contribuir a reducir las facturas. Tenemos el plan económico adecuado para el Reino Unido, basado en la

estabilidad, la inversión y la reforma, con un Gobierno activo y estratégico que contribuye a construir una economía más fuerte y segura y a mejorar el bienestar de los trabajadores en todas las regiones".

Oliver Holbourn, director ejecutivo del National Wealth Fund, declaró: "Al respaldar proyectos de importancia nacional como el Eastern Green Link 4, demostramos nuestro compromiso con el fortalecimiento de nuestras infraestructuras nacionales para garantizar que nuestro sistema energético esté preparado para el futuro. Nuestra financiación ayudará a Scottish Power a avanzar más y más rápido en la realización de mejoras cruciales en la red eléctrica y, de este modo, facilitar el acceso a la energía limpia para los hogares y las empresas de todo el país".

Ignacio Galán, Presidente de Iberdrola y de ScottishPower, declaró: "Gracias a su política energética clara y su regulación incentivadora, el Reino Unido se ha consolidado con uno de los principales destinos de inversión para el Grupo, especialmente en redes eléctricas de transporte y distribución. Infraestructuras como el Eastern Green Link 4 serán esenciales para acelerar la electrificación, impulsar el crecimiento y garantizar la autonomía estratégica del Reino Unido".

Galán (Iberdrola) apuesta por electrificar la economía para ganar en autonomía energética

Elperiodicodelaenergia.com, 25 marzo de 2026

El presidente de Iberdrola ha mantenido encuentros con destacadas personalidades del ámbito político y energético global, además de su participación en el panel plenario

El presidente de Iberdrola, Ignacio Sánchez Galán, en su participación en CERAWeek, uno de los principales foros internacionales sobre energía, celebrado en los Estados Unidos, ha defendido la electrificación de la economía como vía para ganar en autonomía energética.

Galán ha participado en el panel 'The Power Convergence: Bridging the gap between AI demand and grid capacity', centrado en el fuerte incremento de la demanda eléctrica en todos los sectores, en particular, por el desarrollo de la inteligencia artificial y de los grandes centros de datos, informó la compañía.



En este debate han intervenido también el consejero delegado del suministrador de equipos GE Vernova, **Scott Strazik**, y el vicepresidente de Industrias de Amazon Web Services (AWS), **Uwem Ukpog**.

La conversación ha dejado patente la necesidad de promover de forma urgente inversiones en redes de **transporte y distribución** y en **capacidad de generación para acomodar la nueva demanda en condiciones óptimas de seguridad, autonomía energética y competitividad.**

En el marco del evento, **el presidente de Iberdrola ha mantenido encuentros con destacadas personalidades del ámbito político y energético global, además de su participación en el panel plenario.**

Iberdrola

Así, Galán se ha reunido de nuevo con los secretarios de Energía e Interior de los Estados Unidos, **Chris Wright** y **Doug Burgum**. Además, ha mantenido contactos con **Ditte Juul Jorgensen**, directora general de Energía de la Comisión Europea, y **Katherina Reiche**, ministra de Energía de Alemania, dado el enfoque global de este foro energético.

Iberdrola está en el grupo selecto de eléctricas que vienen siendo invitadas a participar en CERAWeek, reflejando su posición como mayor eléctrica de Europa y una de las dos mayores del mundo por capitalización bursátil y su presencia destacada ambos lados del Atlántico.

Iberdrola y Endesa piden ampliar la nuclear catalana de Ascó hasta 2034

Expansión.com, 26 marzo de 2026

Las dos grandes eléctricas inician trámites para prorrogar la nuclear de Tarragona. Meten presión así al Gobierno con una central que defienden Junts y ERC, sus socios de investidura

El órdago de las grandes eléctricas al Gobierno para que extienda la vida útil de las nucleares salta por primera vez más allá de la central de Almaraz, en Cáceres.

Iberdrola y Endesa van a pedir de forma inminente la ampliación la autorización de los dos reactores de la central nuclear de Ascó, en Tarragona, para que sigan funcionando al menos hasta el año 2034.

Ambas empresas ya han tomado la decisión a nivel de sus consejos o están apunto de tomarla esta semana. Ahora, la decisión la trasladan a la agrupación empresarial que controla esas dos centrales, la Asociación Nuclear Ascó Vandellós (Anav).



El reactor número 1 de Ascó es 100% de Endesa. El reactor número 2 es un 85% de Endesa y en un 15% de Iberdrola. Ambos suman una potencia instalada de 2.060 megavatios, casi los mismos que los dos reactores de Almaraz (2.097 megavatios).

Anav, empresa clave

Ascó y Almaraz son las dos mayores instalaciones nucleares en España, y su futuro condiciona el horizonte de todo el parque atómico de generación eléctrica. De ahí la relevancia de que el Gobierno apruebe o no su continuidad.

Anav es la empresa que gestiona conjuntamente tanto los reactores de Ascó, como el de Vandellós, también en Tarragona, que, a su vez, se reparte entre Endesa (72%) e Iberdrola (28%).

Anav está formada en un 85,41% por Endesa y en un 14,59% por Iberdrola. Una vez que ha recibido el visto bueno para solicitar ampliar Ascó, esa sociedad empezará los trámites de forma inminente.

Según el calendario de cierres aprobado en 2019 por el Gobierno, Ascó 1 debería cerrar en octubre de 2030, y Ascó 2 debería clausurarse en septiembre de 2032.

Paso a paso

Según fuentes conocedoras de la situación, Anav irá paso a paso en la burocracia de pedir la extensión de Ascó, y realizará varios trámites.

En primer lugar, pedirá agotar la licencia, previamente concedida, para que Ascó 1 funcione hasta 2031 con revisiones esenciales de seguridad, y luego solicitará tres y dos años, respectivamente, de ampliación operativa para Ascó 1 y Ascó 2, de manera que ambas centrales cerraran al mismo tiempo, si llega esa eventualidad.

Economías de escala

Hacer coincidir los tiempos de los reactores siempre ha sido una de las reivindicaciones de las eléctricas, por economías de escala y sinergias operativas. El reto para el Gobierno con la extensión de Ascó es mayor que el que ha tenido que enfrentar con Almaraz, sobre todo porque el componente político en el caso de la central catalana es mucho mayor. Junts y ERC, los partidos políticos mayoritarios catalanes, y socios de investidura del actual Gobierno de España, han abogado por la extensión de las nucleares en Cataluña.

Más peso que Almaraz

Además, desde el punto de vista energético, **Ascó tiene más peso para Cataluña que Almaraz lo tiene para Extremadura**, ya que Cataluña sigue siendo una comunidad con déficit eléctrico que necesita importar luz de otras comunidades, e insuficiencia en la red de transporte. Esto hace que **la energía autónoma, como Ascó, sea clave para evitar apagones.**

Illa deja hacer

El Gobierno de la Generalitat, ahora en manos del **PSOE**, con **Salvador Illa** al frente, ha mantenido **una posición prudente con respecto a las nucleares, evitando un rechazo rotundo** como el que pueda emanar de una parte del Ministerio de Transición Ecológica. **Ha dejado la decisión al Gobierno central, para que decida por razones de seguridad nuclear y seguridad de suministro eléctrico.** El Gobierno de **Pedro Sánchez** ha ido modulando su posición con respecto a las nucleares. De una oposición frontal, ha dejado la puerta abierta a ampliar plazos. **La continuidad de Ascó puede ser moneda de cambio dentro de un trueque político más amplio.**

Aagesen, a la espera de más peticiones

El Ministerio de Transición Ecológica, a cuyo frente está Sara Aagesen, explicaba hace unos días a EXPANSIÓN en una entrevista en exclusiva que "cualquier ampliación de la vida del parque nuclear en España no puede suponer un coste para los consumidores, y además, tiene que cumplir con la máxima garantía en términos de seguridad nuclear y de seguridad del propio sistema". Dejaba así abierta la puerta a valorar peticiones de ampliación de extensión de la vida comercial de las centrales. Tendría que analizarse caso por caso. Recordaba que, por ahora, solo ha habido "una única solicitud de ampliación de la vida operativa, que afecta a la central de Almaraz". "El Consejo de Seguridad Nuclear sigue elaborando un informe, con total independencia y rigor técnico". Y así será para otras centrales.

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