

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



Sindicato  
Independiente  
de la Energía

Nos importan  
las **PERSONAS**

Creemos en la  
**NEGOCIACIÓN**

Trabajamos para  
construir un  
**FUTURO** mejor

# 1.- Iberdrola, Endesa y Naturgy aprobarán el 20 de junio la prórroga para Almaraz.

eleconomista.es, 6 de junio de 2025

**Pactarán una inversión de entre 15 y 20 millones para asegurar combustible, seguridad y personal.**

**En marzo de 2026 esperan formalizar la petición tras negociar con el Gobierno la situación fiscal.**

**El Gobierno se ha comprometido a analizar la petición de las eléctricas sobre las nucleares.**



Iberdrola, Endesa y Naturgy se reunirán el próximo 20 de junio para aprobar las inversiones necesarias para llevar a cabo la petición de una prórroga de funcionamiento de la central nuclear de Almaraz. Las tres compañías eléctricas tienen previsto dar luz verde en dicho encuentro a un plan de inversión de entre 15 y 20 millones de euros para mantener la central lista para seguir operando más allá de 2027.

Según indicaron fuentes conocedoras, el encuentro supondrá la primera fase de avance para la negociación de una ampliación de vida para la central y en la

misma se aprobarán inversiones para la contratación del combustible nuclear necesario, así como para mejoras en la seguridad y el personal.

A partir de ese momento, las eléctricas esperan mantener una reunión con el Gobierno para poder abrir una negociación sobre la situación fiscal de las centrales nucleares, que consideran injusta.

La presidenta de Extremadura, María Guardiola, y la vicepresidenta y ministra de Transición Ecológica, Sara Aagesen, pactaron ya a finales de marzo la celebración de un encuentro con las eléctricas para poder flexibilizar el calendario de cierre, pero desde entonces no ha habido acercamientos en este sentido. De hecho, se ha producido incluso una discrepancia interna en el seno del Partido Popular. Mientras el presidente de la Comunidad Valenciana, Carlos Mazón, ha aprobado en los Presupuestos regionales eliminar la tasa autonómica, en Extremadura, Guardiola sigue exigiendo que el Gobierno dé pasos en este sentido antes de avanzar en la parte autonómica.

## Carga fiscal

En todo caso, las compañías se están armando de argumentos con una serie de informes elaborados por diversas consultoras, como el de EY desvelado ayer por elEconomista.es, en el que se pone negro sobre blanco el diferente trato fiscal que reciben las plantas españolas frente a otros países europeos con un diferencial de competitividad de más de 9 euros sobre los 28 euros/ MWh que pagan en impuestos estas plantas en nuestro país.

Según la previsión de las compañías, antes de marzo de 2026 las eléctricas tienen previsto llevar a cabo la petición oficial para prolongar la vida de esta central durante un plazo de tres años.

Las empresas propietarias de Almaraz ya han alcanzado un consenso sobre esta petición, aunque consideran que el plazo podría ser superior si se dieran las condiciones económicas necesarias para mantener operativas estas plantas y el Gobierno entrara en una posición más receptiva.

El presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, se mostró abierto el pasado 7 de mayo en su comparecencia sobre el apagón del 28 de abril a negociar el futuro de este tipo de centrales y aseguró que la oposición

intenta proyectarles como antinucleares, pero "si las eléctricas pactan otro calendario las escucharemos". Para el presidente del Gobierno, "las empresas pactaron un calendario de cierre entre ellas en 2019, y si ahora plantean otro calendario los escucharemos", indicó Sánchez en el Congreso, aunque puso tres líneas rojas para hacerlo: que la prórroga garantice la seguridad de los ciudadanos, que la medida sea económicamente viable y que garantice la seguridad eléctrica.

El presidente del Gobierno aseguró que no aceptará que el coste de prolongar la vida de las centrales nucleares lo asuman los ciudadanos en lugar de los "ultra ricos dueños de las centrales" y remarcó que no hay "ni un solo estudio serio que diga que las nucleares son imprescindibles".

### Apagones

Las eléctricas, por su parte, quitan hierro a esas declaraciones y aseguran que después de lo sucedido el pasado 28 de abril, cuanto menos, la prudencia llevará a analizar la situación y recuerdan que existen informes como los elaborados por PWC que ya alertaban del riesgo de apagones en grandes ciudades como Madrid, Barcelona o Valencia si se opta por el cierre de las nucleares.

El Gobierno, por su parte, todavía no ha solicitado a Red Eléctrica el informe de impacto sobre el suministro que podría provocar el cierre de Almaraz, pero tiene claro que de cumplirse las previsiones incluidas en el PNIIEC permitirían su desmantelamiento. Lo malo, en este caso, es que el ritmo de cumplimiento del plan está por debajo de lo previsto -principalmente en almacenamiento- y esta situación genera una fuerte incertidumbre para poder cumplir con el calendario previsto. En todo caso, el Ministerio sigue con su hoja de ruta hasta que las eléctricas pidan la ampliación. Desde Enresa ya están preparando la ingeniería básica para el desmantelamiento de la planta, y desde el Instituto de Transición Justa, el análisis del impacto que tendrá sobre la zona el futuro desmantelamiento de Almaraz.

### Las autonomías del PP pedirán hoy a Sánchez prolongar la nuclear

Los presidentes autonómicos del PP reclamarán al presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, que prolongue la vida útil de las centrales nucleares para "garantizar la estabilidad del sistema eléctrico" tras el gran apagón del 28 de abril, que dejó sin luz a toda la península ibérica. Esta es una de las propuestas que los populares han recogido de cara a la Conferencia de presidentes de este viernes en un documento de 15 páginas remitido por cada autonomía al Gobierno central, según fuentes territoriales. El dossier recoge un total de ocho grandes propuestas de acuerdo que el PP plantea debatir en la reunión de mañana, entre ellas, el fallo masivo de la red eléctrica de hace un mes. Los gobiernos autonómicos del PP defienden que España no puede permitirse prescindir de "una ventaja competitiva" como es la energía nuclear, cuando países de su entorno están ampliando su vida útil para asegurar el suministro. Reclaman, además, que las decisiones se adopten sobre bases técnicas y no "ideológicas".

## 2.- Red Eléctrica ve "urgente" inundar Canarias de pequeñas centrales térmicas.

eldiario.es, 7 de junio de 2025

**El operador del sistema eléctrico cree que el Archipiélago debe instalar más de 1.300 MW de potencia no renovable de aquí a 2028 para sustituir los grupos obsoletos y garantizar el suministro. Según sus cálculos, las renovables habrán doblado entonces su penetración.**

El operador del sistema eléctrico español, Red Eléctrica, ve "urgente" instalar al menos 1.300 megavatios (MW) de potencia térmica en Canarias de aquí a 2028 por la antigüedad de muchas centrales que ya han superado su vida útil regulatoria o están a punto de hacerlo, según un informe al que ha tenido acceso Canarias Ahora.

En un análisis de 38 páginas y con fecha de 2023, Red Eléctrica califica la situación del sistema eléctrico canario de "crítica" para cubrir la demanda por la fragilidad de su red, sobre todo en Gran Canaria, Tenerife, Lanzarote y Fuerteventura (estas últimas son las únicas islas interconectadas), donde el Gobierno canario ya ha proyectado ocho nuevas centrales térmicas que suman 120 MW.



Central eléctrica de Jinámar, en Gran Canaria

De acuerdo con el análisis del operador, la paralización indefinida de ciertos grupos de vapor en Jinámar y Candelaria por las restricciones medioambientales y el mantenimiento programado del resto de grupos, que también los hace inutilizables durante un periodo de tiempo concreto, pueden causar “incumplimientos” de los procedimientos de operación que regulan la red eléctrica.

Esos procedimientos establecen los criterios de seguridad y reserva necesarios para garantizar la calidad del sistema. Y uno de los indicadores utilizados para ello se denomina LOLE

(Loss Of Load Expectation, en inglés), que viene a medir las horas al año en las que existe una probabilidad no nula (es decir, mínima) de que se produzca un déficit de cobertura.

La normativa exige que el LOLE del sistema eléctrico sea de menos de un día en diez años. O lo que es lo mismo: menos de doce minutos (0,2 horas) al mes. Pero la situación es tan grave, apunta el informe de Red Eléctrica, que cuando alguna de las centrales térmicas de Gran Canaria y Tenerife debe parar por mantenimiento “se manifiestan ya incumplimientos de los requisitos para la reserva”.

Y esto es preocupante para el operador del sistema, pues esos mantenimientos son necesarios (de lo contrario, el riesgo de “problemas de suministro” aumentaría), pero en estos momentos “es inviable o muy complejo” hacerlos sin que se produzcan “problemas de cobertura” debido a la falta de reservas de generación, así que “el riesgo es muy cierto”.

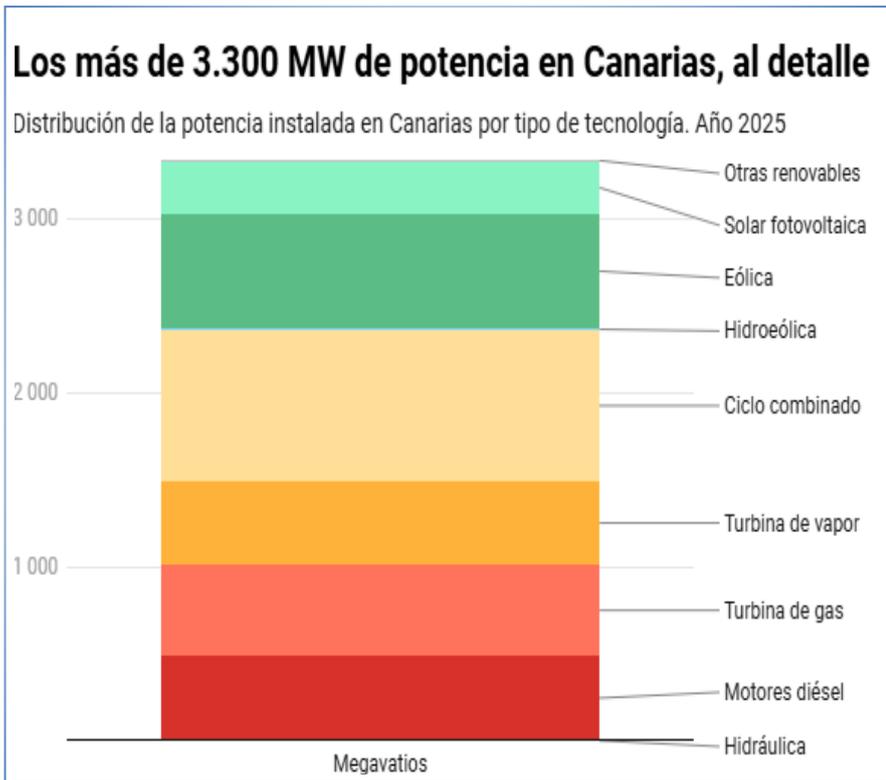
Un caso que merece especial atención es el de Fuerteventura. Aunque está conectada con Lanzarote por un doble circuito (un enlace de 66 kilovoltios y otro de 132), sigue existiendo un único circuito entre dos subestaciones al sur de la isla, entre las localidades de Mácher (municipio de Tías) y Playa Blanca (Yaiza), que ante un “fallo simple” alteraría el sistema eléctrico, aislando a ambas islas y comprometiendo el suministro, “especialmente” en Fuerteventura.

Ese es uno de los motivos que ha llevado a la Consejería de Transición Ecológica y Energía a instalar 32,8 MW de potencia extra en la isla mayorera. Pero el argumento que más justifica la renovación de casi la mitad del parque de generación térmica del Archipiélago, según Red Eléctrica, es la antigüedad de sus centrales térmicas, de las cuales muchas han superado su vida útil regulatoria.

Canarias cuenta con una potencia instalada de 3.350 MW. De ese total, casi 2.500 MW proceden de combustibles fósiles (ciclo combinado, motores diésel, fueloil...) y el resto, de renovables. Pues bien, al menos 960 megavatios de esa generación térmica es producida por centrales obsoletas, instalaciones que han superado el tiempo pensado para su actividad y que ahora pueden sufrir inconvenientes. Hay algunas que excedieron su límite hace más de 25 años, de hecho.

Por eso los más de 1.300 MW de potencia térmica adicional que propone Red Eléctrica, el equivalente a centenares de pequeños motores de propano o diésel, vendrían a sustituir a todos esos equipos que están en sus últimas o que lo estarán pronto, antes de 2028. Esa es la potencia necesaria para cubrir con garantías (cumpliendo el mencionado indicador LOLE) la demanda eléctrica en las Islas que, según sus cálculos, no crecería mucho: pasaría de 8.975 gigavatio-hora en 2024 a 9.874 en 2028, un incremento del 10%.

El operador no ha pedido cualquier tipo de potencia térmica, eso sí. Recomienda equipos que “doten de una mayor flexibilidad” al sistema, de máximo 30 MW en Gran Canaria y Tenerife y 15 MW en Fuerteventura, que presenten tiempos de arranque y parada lo más rápido posible, con mínimos técnicos cercanos a 0 MW, capacidad de inicio autónomo y rampas de carga también rápidas. Una descripción similar a las centrales que promueven las empresas DISA y Sampol en Canarias, financiadas por el Estado para evitar apagones.



Por islas, la distribución de esa potencia adicional sería la siguiente: al menos 250 MW para el sistema eléctrico de Lanzarote-Fuerteventura, 520 MW para el de Gran Canaria, 500 MW para Tenerife, 2,5 MW para La Gomera (con enlace con Tenerife), 52 MW para La Palma y 9 MW para Tenerife.

Red Eléctrica ha sugerido que las centrales sean así, flexibles y de mínimos técnicos, para facilitar la penetración de renovables en el Archipiélago, donde los ciclos combinados, una tecnología enorme que combina turbinas de gas y vapor, generan más de 800 MW, es decir, casi un 30% de la generación térmica, y no ofrecen el nivel de agilidad (tiempos de arranque y parada reducidos o rampas rápidas de carga y descarga) que facilite la penetración de renovables.

## 3.- Rafael Mateo cede el puesto de consejero delegado de Acciona Energía a Arantza Ezpeleta.

eleconomista.es, 5 de junio de 2025

**El hasta ahora CEO de la energética continuará como consejero delegado.**

**Los accionistas han aprobado el pago del dividendo por importe de 0,44 euros/acción.**

La junta general de accionistas de Acciona Energía, convocada este jueves, estuvo marcada por la despedida de su hasta ahora consejero delegado, Rafael Mateo Alcalá —quien pasará a ser consejero ejecutivo—, así como por la bienvenida a su sucesora, Arantza Ezpeleta Puras, más allá de la aprobación de todos los puntos contemplados en el orden del día. De hecho, la sustitución de Mateo por Ezpeleta fue, precisamente, uno de los puntos incorporados a la votación.

Ha sido un orgullo haber sido parte de este equipo. Ha sido la culminación de una muy larga carrera en el sector, en la que he sido testigo de directo de la necesaria transición [energética]", expresó Mateo en su última intervención como CEO de la compañía energética, en la que resumió el desempeño de la compañía durante el año 2024 y enfatizó sobre la importancia de contar con activos de generación renovable, dada la cada vez mayor dificultad por contar con nuevos recursos de generación renovable en un contexto de una creciente demanda energética. También avanzó que la compañía pretende construir 600 megavatios (MW) de capacidad a lo largo de este año, así como conectar a la red otros 2.000 MW actualmente en construcción.

"Durante estos casi 16 años hemos convertido a Acciona Energía en un referente sectorial, en un líder, en escuela y en ejemplo para muchos otros que han pretendido acercarse a nuestro sector", destacó Mateo.

"Permítanme reconocer de forma muy especial la labor de Rafael Mateo, cuyo liderazgo ha sido clave para posicionar a esta empresa como un referente global. Es un honor contribuir a liderar una compañía que ha



Rafael Mateo Alcalá, hasta ahora CEO de Acciona Energía.

construido una trayectoria ejemplar en el desarrollo de soluciones energéticas exclusivamente renovables. Ser parte de este gran proyecto, que contribuye a resolver uno de los grandes problemas globales, no solo me enorgullece, sino que también refuerza mi motivación para seguir contribuyendo a este gran reto", señaló Ezpeleta, nueva CEO de Acciona Energía.

Además de este recambio, los accionistas aprobaron la reelección de los 10 consejeros que componen la mesa, así como sus respectivas remuneraciones.

Por su parte, el presidente de la compañía, José Manuel Entrecanales, agradeció la dedicación del consejero delegado saliente y transmitió su confianza a la consejera delegada entrante. "Cuentas con nuestro apoyo, nuestro afecto y nuestro respeto, y estoy seguro de que harás una labor extraordinaria", aseguró refiriéndose a Ezpeleta Puras.

En cuanto al devenir del sector y de la compañía, Entrecanales reclamó "acelerar la modernización del ecosistema con trámites más rápidos, redes más robustas e interconectadas, sistemas de remuneración adecuados y apoyo social y público" para que la transición energética pueda ser más efectiva.

Como punto destacado, también se aprobó el pago del dividendo por un importe de 0,44 euros por acción, el cual será abonado el próximo 19 de junio. esta cifra supone un descenso del 8,3% respecto a los 0,48 euros abonados el año pasado.

También se aprobaron las cuentas anuales y la gestión llevada a cabo por el órgano de administración. Cabe señalar que Acciona logró al cierre de 2024 una cifra de negocios de 3.048 millones de euros, así como un ebitda de 1.123 millones. El beneficio neto atribuible fue de 357 millones, mientras que su deuda neta ascendió hasta los 4.076 millones.

## 4.- Una acción coordinada en el sistema energético británico podría desbloquear 35.000 millones de libras en inversiones verdes y 5 GW de centros de datos.

elperiodicodelaenergia.com, 6 de junio de 2025

**Según Aurora, un enfoque descoordinado provocaría un aumento de las emisiones del 14%, lo que socavaría los objetivos de descarbonización del Reino Unido y haría subir los precios mayoristas de la electricidad.**

Aurora Energy Research, proveedor global de análisis del mercado energético, ha publicado un informe que examina el impacto de la expansión de los centros de datos en el sistema energético británico y la importancia crucial de la coordinación estratégica entre centros de datos, redes y generadores. Este enfoque podría liberar 35.000 millones de libras esterlinas en inversiones en energía baja en carbono, según el informe.

El informe es el resultado de varios meses de análisis exhaustivo y la colaboración con 14 actores clave de centros de datos, responsables políticos, redes y generadores de energía. Se publica en un momento en



que la expansión sin precedentes de la inteligencia artificial está incrementando drásticamente la demanda de energía en la red.

Cada gran centro de datos añade una carga equivalente aproximadamente a la de un cuarto de millón de vehículos eléctricos. Este aumento repentino de la demanda plantea un desafío crítico de coordinación entre los operadores de centros de datos que buscan acceso inmediato a la red, los promotores de energías renovables que requieren acuerdos a largo plazo y las expansiones de la red que implican ciclos de planificación prolongados.

Según el informe, la colaboración estratégica entre las partes interesadas no solo podría generar miles de millones de dólares en inversiones en energía baja en carbono, sino también impulsar el crecimiento de aproximadamente 5 GW de centros de datos ecológicos durante la próxima década.

### **Impulsar un sistema energético coordinado**

Las herramientas de planificación estratégica, como el Plan Estratégico de Energía Espacial de NESO, tienen el potencial de impulsar un sistema energético coordinado que impulse activamente el desarrollo económico del Reino Unido, pero solo si evolucionan para incluir nuevas fuentes de demanda importantes, como los centros de datos, junto con la planificación tradicional del suministro. Sin coordinación, el informe concluye que las emisiones del sector eléctrico podrían aumentar un 14 %, lo que obstaculizaría los esfuerzos de descarbonización del Reino Unido e impulsaría el alza de los precios mayoristas de la electricidad.

El informe evalúa además que ubicar los centros de datos lejos de los centros de Londres y tras límites de transmisión restringidos (como en Escocia) podría reducir los costes de equilibrio de la red y la restricción de la energía eólica hasta en un 9 %. Sin embargo, estos beneficios disminuyen después de 2035, a medida que se completan las inversiones planificadas en la red.

Brian Potkowski, director de asesoramiento para Reino Unido e Irlanda en Aurora Energy Research, comentó: “El crecimiento sin precedentes de los centros de datos presenta al Reino Unido un riesgo significativo y una gran oportunidad. Una coordinación eficaz entre los participantes del mercado podría impulsar una inversión significativa en energía limpia. Sin embargo, la falta de colaboración estratégica podría resultar en una “tragedia de los comunes”, lo que frustraría nuestros esfuerzos de descarbonización y aumentaría los costos para los consumidores. Esto no es solo un desafío para el sector tecnológico, sino un punto de inflexión crucial para lograr la transición energética”.

Richard Gwilliam, director de desarrollo de Drax, afirmó: “Esta investigación lo deja claro: el acceso a la energía es fundamental para las ambiciones del Reino Unido en materia de centros de datos, pero sin una acción urgente y coordinada entre los productores de energía, los operadores de red y el sector de los centros de datos, el país corre el riesgo de aumentar el coste mayorista de la electricidad e impedir los objetivos de descarbonización del Reino Unido”.

“Drax continúa participando en este sector y la Central Eléctrica Drax se encuentra en una posición privilegiada para impulsar la próxima generación de infraestructura de datos verdes. Al alinear la inversión en infraestructura digital con nuestros objetivos de transición energética, podemos impulsar el crecimiento regional, descarbonizar la industria y crear miles de empleos altamente cualificados en el Norte”, añadió.

### **Descarbonización y digitalización deben ir de la mano.**

David Wildash, director de estrategia de Apatura, dijo: “En Apatura, reconocemos que la descarbonización y la digitalización son dos grandes tendencias que deben ir de la mano. Acogemos con satisfacción este informe; es evidente que el sector de centros de datos ecológicos del Reino Unido puede crecer sin afectar la descarbonización, pero solo si construimos de forma inteligente y en la ubicación adecuada. Como

promotor de proyectos de almacenamiento y centros de datos en Escocia, respaldamos plenamente el llamamiento del informe para aprovechar las regiones con altas energías renovables como Escocia. La ubicación inteligente de los centros de datos puede reducir la restricción de la energía eólica en un 9 % y los costes del sistema en un 8 %. La tarificación por zonas podría generar un ahorro energético de hasta 13 £/MWh para 2035. Es una ventaja no solo para los operadores, sino para todo el sistema y para cada consumidor”.

Joe Dalton, director de gestión de activos de NTR, añadió: “Con este estudio, Aurora ha iniciado un diálogo que podría alinear a tres entidades clave: centros de datos, proveedores de energía baja en carbono y operadores de red. Los estudios señalan el camino hacia una operación de centros de datos prácticamente libre de combustibles fósiles, con el potencial de contribuir a la seguridad de la red, a un coste aceptable. Los debates e investigaciones han confirmado la necesidad de un enfoque coordinado para optimizar el uso de los recursos existentes y justificar la nueva infraestructura. Sobre todo, este conjunto de trabajos confirma la necesidad de soluciones integradas para lograr una fiabilidad, seguridad y eficiencia real en el mercado.

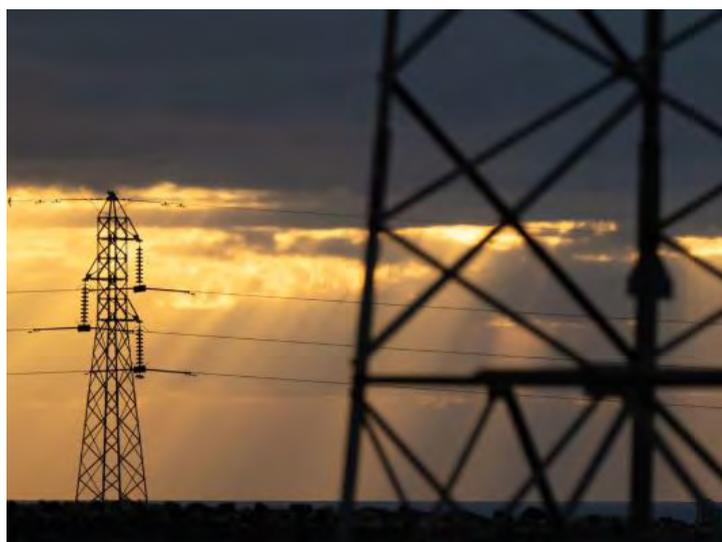
Por último, Mikey Clark, director ejecutivo de Relode, destacó que el Reino Unido tiene una enorme oportunidad, aunque limitada en el tiempo, para escalar el crecimiento de los centros de datos y liderar la revolución de la IA. Pero, como indica este oportuno informe de Aurora, la acción coordinada es vital para satisfacer la creciente demanda de energía del sector sin comprometer las ambiciones de cero emisiones netas del país.

“Los planes de Relode para crear centros de demanda eléctrica, estratégicamente ubicados para la generación de energía renovable y las actualizaciones planificadas de la red, ofrecen una solución inteligente y eficiente, que suministra energía limpia a gran escala a centros de datos y otras industrias críticas. Pero primero debemos asegurarnos de que las reformas en curso en la conexión a la red sitúen a los clientes con mayor demanda en la primera fila de la lista de espera para la energía. De no hacerlo, se asestaría un duro golpe a algunas de las industrias de mayor crecimiento del Reino Unido, socavando su competitividad y perjudicando el crecimiento económico”, concluyó.

## 5.- Un cero energético deja sin luz a la isla de La Palma durante horas.

elconfidencial.com, 10 de junio de 2025

**Pasadas las 22 horas, la energética Endesa ha notificado de que el suministro eléctrico ha quedado plenamente restablecido.**



Un apagón general dejó sin luz este martes a toda la isla de La Palma (83.875 habitantes) durante varias horas como consecuencia de un problema ocurrido en la central de Los Guinchos, según confirmaron a EFE fuentes del Gobierno canario y del Cabildo palmero.

El corte del suministro se produjo a las 17.32 horas (hora canaria) "por disparo de turbina de generación" que resultó en cero energético, lo que ha afectado a un total de 50.289 abonados, según informó la energética Endesa a la administración insular, que ha dado por restablecido el suministro pasadas las 22 horas.

Poco antes del fallo, el gráfico de demanda energética en tiempo real de la empresa Red Eléctrica certificó una caída hasta los 1,2

megavatios (Mwh) frente a los 29 Mwh programados, para unos minutos después caer totalmente a cero.

El Centro Coordinador de Emergencias 112 (Cecoes) del Gobierno de Canarias informó de que el problema estaba localizado y que había sido detectado en la subestación de Los Guinchos, en el municipio de Breña Alta, donde se había producido un fallo en el generador de la planta. El alcalde de la localidad, Jonathan Lorenzo, señaló que las compañías estuvieron trabajando en la reposición del servicio desde que la incidencia fue detectada.

Mientras se trabajaba para restablecer el servicio, el Gobierno canario activó el Plan Territorial de Emergencia de Protección Civil de la Comunidad Autónoma de Canarias (Plateca) mientras persistía la incidencia, informó también el Cecoes, que ha aclarado que no se han registrado incidencias relacionadas con el apagón.

Pasadas las 22 horas, Endesa ha notificado que el suministro eléctrico ha quedado plenamente restablecido en toda la isla de La Palma tras el cero energético registrado. La eléctrica ha explicado que la reposición del suministro comenzó de inmediato lo que ha permitido recuperar el servicio en apenas tres horas.

### **No es la primera vez que ocurre**

En mayo, y contando lo sucedido este martes, la isla de La Palma ha sufrido hasta seis incidencias con su suministro eléctrico, como la que el pasado 8 de mayo dejó sin luz a 19.526 usuarios y cuya raíz estaba localizada en la misma subestación de Los Guinchos que hoy ha disparado el cero energético.

En general, las causas varían desde averías técnicas hasta daños por movimientos de tierra en instalaciones subterráneas. También el pasado 14 de mayo se produjeron dos cortes en varios puntos de la isla que afectaron, en el primer caso a unos 9.000 clientes y, en el segundo, a unos 10.000.

Cuando sucedieron las incidencias en mayo, el consejero de Transición Ecológica, Mariano Hernández Zapata, manifestó su "preocupación" y anunció el inicio de inspecciones y el requerimiento de explicaciones formales a las empresas responsables del sistema eléctrico.

El ministro de Política Territorial y Memoria Democrática, Ángel Víctor Torres, manifestó estar siguiendo la evolución del cero energético en la isla de La Palma y se mostró confiado en que se restablezca la energía "lo antes posible".

"Envío todo el ánimo para la población palmera", indicó el ministro en un mensaje en la red social 'X', en el que detalló que ha sido informado de lo ocurrido tras la reunión del Consejo Territorial de Memoria Democrática celebrada en Zaragoza.

Por su parte, el presidente del Cabildo de La Palma, Sergio Rodríguez, lamentó que La Palma continúe siendo "una isla que no está en el primer mundo" y exigió a los gobiernos central y canario medidas para evitar apagones como el que ha ocurrido esta tarde y que ha afectado a toda la isla.

Asimismo, expuso que este cero energético se esperaba tras los apagones ocurridos en las últimas semanas con una central de más de 50 años de antigüedad, que está obsoleta y que dificulta el desarrollo de la isla.

"La Palma ya ha sufrido demasiado como para seguir sufriendo estas situaciones", dijo el presidente insular, que exige al Gobierno central que haga las inversiones necesarias, al tiempo que también ha requerido a la Consejería canaria de Transición Ecológica que aborde la situación energética de la isla como lo hace con Tenerife, Gran Canaria o Fuerteventura.

## **6.- Iberdrola solicita información sobre la gestión de la interconexión y el cierre de líneas de Red Eléctrica.**

elperiodicodelaenergia.com, 11 de junio de 2025

**La empresa eléctrica asegura encontrarse al día en la entrega de la documentación requerida por distintos organismos nacionales e internacionales que indagan las causas del incidente.**

Iberdrola ha solicitado información clave sobre la gestión de la interconexión eléctrica y el cierre de líneas de transporte operadas por Red Eléctrica de España (REE), en el marco de las investigaciones abiertas tras

el apagón que afectó al sistema eléctrico peninsular el pasado 28 de abril. Así lo han confirmado fuentes de la compañía a Europa Press, subrayando su plena disposición a colaborar con las autoridades competentes.

La empresa eléctrica aseguró encontrarse al día en la entrega de la documentación requerida por distintos organismos nacionales e internacionales que indagan las causas del incidente. Desde la misma madrugada en la que comenzaron las labores de recuperación del suministro, Iberdrola ha estado remitiendo información sobre lo sucedido y, hasta la fecha, continúa haciéndolo de forma activa.

### A la espera de datos esenciales

Sin embargo, las mismas fuentes indicaron que aún están a la espera de datos esenciales por parte de los operadores de España y Francia, sin los cuales no es posible realizar un análisis exhaustivo de determinados aspectos técnicos relacionados con el apagón. En particular, la eléctrica señaló la necesidad de conocer los criterios de operación aplicados por REE en momentos previos al colapso, como las decisiones relativas a la gestión de líneas de transporte de 400 kilovoltios.

"La información imprescindible para comprender los efectos en nuestras instalaciones incluye detalles sobre las actuaciones realizadas por el operador del sistema, que todavía no han sido facilitadas", explicaron desde Iberdrola.



### Requerimientos informativos

Hasta el momento, la compañía ha recibido un total de 35 requerimientos informativos vinculados al suceso: 16 del Comité de Análisis, 12 de Red Eléctrica, 3 del Instituto Nacional de Ciberseguridad (Incibe), 2 del operador portugués REN, 1 del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) y 1 del Centro Nacional de Protección de Infraestructuras Críticas (CNPIC). De esos requerimientos, 31 ya han sido respondidos, con un plazo medio de respuesta de 6,2 días naturales —equivalente a 5 días laborables— mientras que los 4 restantes se encuentran en fase de tramitación.

Iberdrola ha reiterado su voluntad de seguir colaborando "eficazmente con cualquier investigación al respecto, atendiendo todas las peticiones recibidas o las que pudieran sucederse en adelante".

## 7.- Aena firma con EDP España un contrato de luz a diez años para el 5% de su consumo total.

eleconomista.es, 12 de junio de 2025

### El PPA comenzará el 1 de enero de 2026 para un volumen de energía de 44 Gwh/año El propósito es diversificar riesgos del mercado y estabilizar la factura eléctrica.

Aena ha formalizado con EDP España un acuerdo financiero de energía con entrega de garantías de origen, lo que en la jerga se conoce como un PPA (Power Purchase Agreement en inglés), según ha podido saber elEconomista.es en fuentes del sector. El objetivo del gestor aeroportuario es limitar la exposición al riesgo de de los vaivenes en los precios de la electricidad.

Las mismas fuentes detallan que el contrato tendrá una duración de 10 años (2026-2035) y dará comienzo el 1 de enero de 2026. El volumen de suministro de energía acordado es de 43,75 gigavatios hora (GWh) al año, lo que supone casi el 5% de su consumo total (950 GWh al año). Es la primera operación de estas características que realiza la compañía. Aena da así un paso más en su transición hacia un modelo energético más sostenible, eficiente y resiliente. Las fuentes consultadas por este diario señalan que la



adjudicación se ha llevado a cabo con el propósito de diversificar los riesgos que presenta el mercado mayorista (pool), estabilizar el presupuesto energético de la empresa y garantizar el suministro de energía de origen renovable. Aena anunció el inicio del proceso en marzo del año pasado.

En el marco de la actualización de su plan estratégico para el periodo 2022-2026, aseguró que tenía pendiente de cubrir alrededor del 20% de su energía mediante un PPA financiero. En concreto, es un contrato de compraventa de

energía que no involucra la entrega física de electricidad. En lugar de eso, las partes pactan un precio y se intercambian pagos basados en la diferencia entre el acuerdo y el mercado mayorista.

### Implicaciones contables y financieras

Desde AleaSoft Energy Forecasting explican a este medio que unas de las principales diferencias entre un PPA físico y un PPA financiero son sus implicaciones contables y financieras y cómo se reflejan en las cuentas de resultados tanto del productor como del comprador (offtaker en la jerga). En concreto, los PPA financieros se registran como derivados y tienen más implicaciones contables que hay que tener en cuenta, indican desde la firma.

Un PPA financiero será un activo o un pasivo financiero con cambios de valor en la cuenta de resultados si el valor de mercado del contrato fluctúa. También existe la posibilidad de aplicar al PPA contabilidad de coberturas si se cumplen una serie de requerimientos. En este caso, los cambios de valor del PPA se reflejarán en el patrimonio neto y no implicará volatilidad en la cuenta de resultados. Para su contabilidad, los PPA financieros requieren de una valoración. Esta valoración debe reflejar su valor de mercado, un valor razonable, que deberá reflejarse en la cuenta de resultados. La valoración de los PPA depende de varios factores, entre los que destacan la estructura de precios y el perfil. Las previsiones de curvas de precios de largo plazo también son una parte clave.

### Plan de autoconsumo

Aena se ha visto obligada a recortar sus expectativas de autoabastecimiento mediante placas solares fotovoltaicas. Ha sufrido distintos reveses administrativos y desde que presentara su plan de autoconsumo en 2019 lo ha ido recortando. En dicho año informó de que aspiraba a producir hasta el 70% de su propia electricidad para 2026 mediante sus propias plantas, sin embargo, en la actualización de su hoja de ruta que presentó el curso pasado, la cifra cayó hasta el 30%. Por su parte, ya de cara al final de década, el porcentaje se eleva hasta el 51% con respecto al consumo de 2019. "Implantación adicional pendiente de capacidad disponible de la red pública y la tramitación administrativa de los permisos", señalaba Aena en la presentación de su nueva estrategia.

Por ahora, Aena tan solo ha empezado a ejecutar la que será la mayor planta fotovoltaica de todos sus aeropuertos, que estará en Madrid, con una potencia de 120 megavatios (MW) y una superficie de 141 hectáreas, equivalente a 353 campos de fútbol. Los 235.000 módulos se ubicarán en diferentes parcelas dentro de los terrenos del aeropuerto y tendrán una capacidad para generar 212 GWh al año. El contrato para la construcción de la planta lleva adjudicado a Grupo San José desde abril de 2022 por 99 millones de euros.

También ha recibido la autorización administrativa de construcción para la planta solar del Aeropuerto Josep Tarradellas Barcelona-El Prat y de Reus. La primera contará con una potencia total instalada de 12,523

megavatios pico (MWp) y una potencia nominal de 10 MW. Estará compuesta por 18.984 módulos, dentro de los terrenos del aeropuerto. Por su parte, la segunda tendrá una potencia total instalada de 15 MW y una potencia nominal de 12,5 MW. El contrato se lo ha llevado la Unión Temporal de Empresas (UTE) que conforman Acciona Construcción y Tecmo Instalaciones Obras y Servicios por un importe de 33 millones de euros.

## 8.- Red Eléctrica niega que su gestión de la interconexión y el cierre de líneas produjesen el apagón.

elperiodicodelaenergia.com, 11 de junio de 2025

**El operador del sistema señala que Entso-e aún no ha emitido un informe oficial sobre el apagón.**



Red Eléctrica de España (REE) ha negado tajantemente que la gestión de la interconexión eléctrica con Francia o las maniobras de cierre de líneas llevadas a cabo antes del incidente estén relacionadas con el apagón ocurrido el pasado 28 de abril. En un comunicado emitido en respuesta a informaciones aparecidas en medios españoles, la compañía ha querido matizar diversos aspectos sobre el suceso, subrayando que la organización europea de operadores eléctricos (Entso-e) no ha

publicado aún ningún informe oficial sobre las causas del apagón ni ha realizado valoraciones al respecto.

“La comunicación del pasado viernes de Entso-e no contiene las conclusiones que se han difundido en prensa”, puntualiza REE, al tiempo que insiste en que cualquier juicio sobre las causas del incidente es, a día de hoy, prematuro.

### Gestión de la interconexión

En lo referente a la gestión de la interconexión entre España y Francia, Red Eléctrica destaca que el sistema opera bajo un protocolo conjunto con RTE, su homóloga francesa, denominado Operational Common Protocol, cuya versión más reciente data de diciembre de 2023. Este procedimiento regula las actuaciones coordinadas en tiempo real ante fenómenos como las oscilaciones interáreas, una perturbación compleja del sistema eléctrico europeo que, de no amortiguarse adecuadamente, podría tener consecuencias a gran escala.

Dentro de ese protocolo, una de las principales medidas consiste en pasar el enlace HVDC (corriente continua de alta tensión) entre Sta. Llogaia y Baixas al modo de “potencia fija”, una táctica que, según REE, ha demostrado ser efectiva en numerosas ocasiones para mitigar dichas oscilaciones.

Además, la empresa defiende el conocimiento técnico acumulado en España sobre este fenómeno. “Por nuestra posición geográfica y la dedicación de recursos, contamos con una de las experiencias más profundas en Europa”, señala, recordando la participación decisiva de REE en la integración de la red ucraniana con la europea tras el estallido del conflicto con Rusia.

También desmiente que España actuara de manera aislada, asegurando que “no es cierto que el sistema español se quedase sin el apoyo del sistema europeo”.

## Cierre de líneas

En cuanto a las maniobras de cierre de líneas, que según algunas versiones se realizaron justo antes del colapso, Red Eléctrica aclara que estas se ejecutaron al menos 10 minutos antes del apagón, y que las condiciones de tensión en la red eran completamente normales en ese momento.

Según los datos facilitados por la compañía, a las 12:30 horas, tres minutos antes del suceso, las tensiones en la red de 400 kV de la zona sur oscilaban entre 404 y 420 kV, dependiendo de la subestación. A las 12:32, apenas un minuto antes del incidente, los valores se situaban entre 399 y 416 kV, dentro de los márgenes operativos habituales.

Estas cifras, afirma REE, contradicen la idea de que existiera una situación anómala derivada de su actuación.

Red Eléctrica concluye su comunicado apelando a la prudencia informativa y al respeto por los procedimientos técnicos establecidos. Recuerda que será el informe oficial de Entso-e, aún pendiente de publicación, el que ofrezca una visión concluyente sobre las causas del apagón del 28 de abril.

## 9.- Vestas firma un contrato de 46 MW con Naturgy para la repotenciación de un parque eólico en Galicia.

energetica21.com, 10 de junio de 2025

**El pedido incluye el suministro e instalación de siete aerogeneradores V150-6.0 MW y dos V110-2.2 MW. También contempla un contrato de Operación y Mantenimiento Active Output Management 4000 (AOM 4000) de 10 años.**



Vestas ha recibido un pedido de 46 MW para el proyecto eólico Somozas, en Galicia. La iniciativa forma parte de una iniciativa de repotenciación. El pedido, realizado por Naturgy, incluye el suministro e instalación de siete aerogeneradores V150-6.0 MW y dos V110-2.2 MW. También contempla un contrato de Operación y Mantenimiento Active Output Management 4000 (AOM 4000) de 10 años, diseñado para garantizar el rendimiento óptimo del proyecto.

El proyecto Somozas subraya el papel estratégico que desempeña Galicia en el panorama de las energías renovables de España. El acuerdo también refuerza la colaboración entre Vestas y Naturgy y destaca la creciente importancia de la repotenciación para acelerar la transición energética en todo el país

“Este proyecto refleja el gran potencial de modernización de emplazamientos existentes con tecnologías avanzadas para aumentar la producción energética y mejorar la eficiencia global de parques eólicos maduros. Galicia es una región clave para el desarrollo eólico, y estamos comprometidos a ofrecer soluciones eólicas avanzadas que ayuden a liberar todo su potencial en energías renovables”, afirmó José Luis del Cerro, director general de Vestas Iberia.

Se prevé que la entrega de turbinas tenga lugar en el último trimestre de 2025, con la puesta en marcha programada para el segundo trimestre de 2026. Con casi 6 GW de capacidad eólica instalada en España, Vestas sigue desempeñando un papel clave en el impulso del país hacia un mix energético más sostenible.

## 10.- La gran industria calcula sus pérdidas millonarias por el apagón para activar la batalla legal de las reclamaciones.

elperiodico.com, 10 de junio de 2025

**Grandes grupos electrointensivos preparan informes detallados del coste asumido por el frenazo en su producción y de los daños sufridos en sus fábricas por la parón abrupto del suministro a la espera de que la investigación señale responsables.**

**Las principales compañías industriales temen un sobrecoste de 100 millones en su factura eléctrica si REE mantiene todo el año las medidas especiales para evitar otro apagón. La patronal AEGE reclama al Gobierno ayudas compensatorias.**



La gran industria española sufrió un roto millonario por culpa del apagón que paralizó España el pasado 28 abril y ahora se prepara para reclamar indemnizaciones... a la espera de saber a quién. Los grandes grupos industriales aún echan cuentas para calcular el importe de las pérdidas soportadas mientras esperan a que avancen las investigaciones abiertas para esclarecer las causas del colapso y que eventualmente se señale a los responsables del histórico 'cero energético'.

La industria pesada padeció el impacto económico de estar durante horas (en algún caso, varios días) con la producción totalmente paralizada por la falta de suministro eléctrico y también de los daños sufridos por los equipos de sus factorías por el parón abrupto de sus operaciones y el tiempo de inactividad, crítico para algunos sectores como el siderúrgico.

La Asociación de Empresas de Gran Consumo de Electricidad (AEGE), la patronal que agrupa a una treintena de los mayores grupos industriales con presencia en el mercado español, asegura que las compañías aún tratan de calcular las pérdidas sufridas, pero anticipa que se trata de "varias decenas de millones de euros" sólo en el caso de sus asociados. La caída total del suministro abre la puerta ahora a una batalla en los tribunales por parte de los clientes en busca de las compensaciones.

### **Golpe por las medidas 'antiapagón'**

"La industria electrointensiva fue la más afectada por el apagón. Y lo sigue sufriendo", explica a EL PERIÓDICO Pedro González, director general de AEGE (que agrupa a gigantes como ArcelorMittal, Acerinox, Sidenor, Ferroatlántica, Tubos Reunidos, Alcoa o Asturiana de Zinc). Y es que la gran industria se queja de estar soportando ahora el sobrecoste en el precio de la electricidad por las medidas especiales adoptadas por Red Eléctrica de España (REE) para evitar nuevos apagones.

España ha activado un mecanismo especial para evitar el riesgo de que vuelva a producirse un apagón. Red Eléctrica, el operador del sistema eléctrico, está aplicando en las últimas semanas un modo de operación reforzada para reducir al mínimo la posibilidad de un nuevo colapso, primando el uso de energías tradicionales -muy especialmente centrales de gas- y reduciendo un poco la utilización de renovables.

Red Eléctrica está utilizando de manera más intensa las denominadas ‘restricciones técnicas’, un mecanismo que permite al operador intervenir el mercado eléctrico priorizando qué energías utilizar, pero que ahora implica un coste adicional al primar el uso de centrales de gas que se refleja con un alza en el precio de la electricidad y a la postre también en el recibo de luz de millones de consumidores. Entre ellos, los grandes consumidores industriales, que suelen tener contratos indexados a la evolución del mercado mayorista de la electricidad o compran la electricidad directamente en el mercado mayorista.

Desde AEGE se alerta de que el coste disparado de los servicios de ajuste del mercado eléctrico, en los que se carga el impacto de las medidas especiales contra otro apagón, ha supuesto un encarecimiento del 10% en la factura final de mayo de los mayores grupos industriales. “Eso implica perder un 10% de competitividad con un coste sobrevenido y que las compañías no pueden controlar. Y es un golpe diferente al que se sufrió durante la crisis energética, porque ahora es exclusivo para la industria española y no para la de todos los países europeos”, subraya González.

La gran industria se queja de la falta de visibilidad sobre cuánto durará la aplicación de las medidas especiales por parte de Red Eléctrica y, por ende, cuánto tiempo soportarán el sobre coste que conllevan. “No sabemos si la ‘operación reforzada’ es temporal o va a ser el nuevo escenario que se quede”, explica el director general de AEGE, que reconoce que la industria electrointensiva teme un sobre coste excepcional de 100 millones de euros en su factura de luz si la ‘operación reforzada’ del sistema eléctrico se mantiene durante todo el año. Una incertidumbre que también supone un obstáculo para la firma de contratos de suministro de electricidad a largo plazo (PPA, según la jerga sectorial) por la dificultad de establecer previsiones para pactar un precio fijo con estas condiciones.

### **Petición de ayuda al Gobierno**

La gran industria española, que lleva años alertando del lastre que suponen los altos precios de la energía para su actividad y de sus problemas para poder competir con sus rivales de otros países europeos, alerta de que ahora se encuentra con nuevos “impactos significativos y sobrevenidos” y por eso reclama al Gobierno “medidas compensatorias”. Los grandes grupos industriales con presencia en el mercado español se quejan de estar en desventaja frente a sus competidores de Francia o Alemania, que se benefician de mayores bonificaciones en su factura eléctrica, y por eso reclaman al Gobierno más ayudas y descuentos en un momento especialmente delicado.

El Ministerio de Industria, comandado por Jordi Hereu, activará en breve el proceso para repartir ayudas por 600 millones de euros para compensar los costes indirectos de CO2 soportados el año pasado por unas 200 empresas con un alto consumo eléctrico. Una cifra supone duplicar el importe del año anterior, pero que sigue muy por debajo de las aspiraciones del sector para cubrir los costes soportados el año pasado.

Frente a los 600 millones que distribuirá el Gobierno, la Asociación de Empresas de Gran Consumo de Electricidad sigue reclamando una gran ampliación presupuestaria para compensar los costes indirectos del CO2, ya que calcula que el sector tenía derecho a compensaciones por un importe de cerca de 900 millones de euros este año, dada la evolución de los parámetros que se utilizan para calcular el importe máximo de las ayudas (la UE permite repartir hasta un 25% de los fondos obtenidos por las subastas de derechos de emisión de CO2 en el país y cubrir hasta un 75% de los costes indirectos de las empresas).

Los grandes grupos industriales se benefician cada año de un sistema de compensación de parte de los costes de las emisiones indirectas de CO2 que asumen en sus costes energéticos, orientada a los sectores y subsectores con mayor riesgo de ‘fuga de carbono’ (esto es, riesgo de deslocalización por el coste diferencial con otros países de fuera de la Unión Europea). Desde AEGE se entiende que el Gobierno podría utilizar esta vía para hacer un guiño a la gran industria y elevar las ayudas hasta los máximos permitidos en este escenario post-apagón complicado para el sector.