

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



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Ruiz-Tagle asegura que la relación entre los directivos de Iberdrola y Red Eléctrica es cercana a cero tras el apagón

Elperiodicodelaenergía.com, 12 febrero de 2026

"Se llaman todos los días. No son conversaciones de colegas sino conversaciones con contenido que buscan optimizar la operación de la red", ha explicado el CEO de la energética



El consejero delegado de Iberdrola España, Mario Ruiz-Tagle, ha asegurado que la relación, a nivel de directivos, con el operador del sistema eléctrico, Red Eléctrica (REE), "ha caído prácticamente a cero" después del apagón peninsular del pasado 28 de abril.

Según ha relatado ante la comisión del Senado que investiga este incidente, el 'cero eléctrico' "no fue un buen elemento para seguir trabajando" como hasta entonces "en una relación de confianza, de diálogo y de apertura", si bien ha insistido en que, a nivel técnico, el contacto entre los equipos de ambas casas es constante.

"Se llaman todos los días. No son conversaciones de colegas sino conversaciones con contenido que buscan optimizar la operación de la red", ha explicado el consejero delegado de Iberdrola España.

El apagón e Iberdrola

Después están los **técnicos de gestión**, los ingenieros de Iberdrola y Red Eléctrica de España, que **"no tiene sentido que trabajen de espaldas, porque es un sistema dinámico en el que todos somos parte", ha proseguido.**

Sin embargo, a nivel de directivos, el **diálogo** "ha caído prácticamente a cero", ha admitido Ruiz-Tagle, que ha valorado que, desde octubre, se esté recuperando la relación entre ingenieros para avanzar en elementos regulatorios y sectoriales gracias al esfuerzo de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Endesa ve a REE como único culpable del apagón, ya que "no actuó con la agilidad suficiente" en ningún momento

Elperiodicodelaenergía.com, 12 febrero de 2026

Estima en unos 1.100 millones el coste de la operación reforzada de REE tras el apagón, con un impacto de 230 millones para Endesa

El consejero delegado de **Endesa**, José Bogas, ha señalado a Red Eléctrica de España (REE) como el único responsable del apagón eléctrico del 28 de abril, ya que "no actuó con la agilidad suficiente ni en la previsión, ni en la programación, ni en la corrección de los errores".

En su comparecencia en la Comisión de Investigación en el Senado sobre la interrupción del suministro eléctrico y de las comunicaciones el 28 de abril de 2025, **Bogas consideró que el operador del sistema "valoró inadecuadamente" las inestabilidades de la red ese día de autos y que "no tuvo la agilidad de reacción que deberían haber tenido".**

El ejecutivo de la eléctrica descartó asimismo la teoría de la "causa multifactorial" del informe del Gobierno, "ya que todos los días existen incidentes" en el sistema eléctrico y deben ser controladas por REE, y defendió que todas las centrales de Endesa "funcionaron correctamente" ese día.

De esta manera, estimó así que el motivo "central y determinante" del incidente, a su juicio, fue la programación por parte del operador del sistema eléctrico de "un número reducido de grupos con capacidad de gestionar dinámicamente la tensión", lo que, unido a la imposibilidad de las renovables de realizar esa función, generó una situación de riesgo en el sistema.



Asimismo, explicó que las **centrales eólicas y solares** "no están habilitadas para gestionar la tensión de forma dinámica", por lo que la escasez de potencia síncrona disponible ese día dejó al sistema en una posición de "debilidad extrema".

La responsabilidad por el apagón

En este sentido, insistió en que la responsabilidad de garantizar la seguridad y continuidad del suministro corresponde al operador del sistema, que dispone de las herramientas para ello.

Por ello, Bogas rechazó la tesis de que el mix energético diario lo determine exclusivamente el mercado a través de la subasta del día anterior. "No es así", afirmó, al señalar que, tras la subasta económica, Red Eléctrica debe decidir, mediante restricciones técnicas, qué grupos deben finalmente operar para garantizar la estabilidad en frecuencia y tensión, pudiendo sustituir unos por otros si es necesario.

El consejero delegado de Endesa sostuvo que **el diseño del mix el día del apagón seguía la pauta de jornadas anteriores, aunque existían avisos previos de oscilaciones de tensión a lo largo de 2025. Además, recordó que durante el año también hubo varios avisos relevantes en días anteriores.**

En concreto, aseguró que ya ese mismo día desde las 9.00 horas se registraron "señales claras de inestabilidad" y que antes de las 11.00 horas Endesa ya había comunicado esta situación al operador del sistema, que, en su opinión, no le otorgó la importancia debida.

A este respecto, relató que se produjeron dos oscilaciones de frecuencia -una vinculada a una central fotovoltaica en Badajoz y otra con la interconexión con Francia-, que el operador del sistema corrigió rápidamente, pero para ello tuvo que modificar la topología de la red, los **intercambios con Portugal y Francia** y el modo de operación.

No obstante, Bogas estimó que estas actuaciones redujeron de forma sustancial las herramientas disponibles para controlar la tensión. "Había poca potencia síncrona", insistió, subrayando que, aunque la corrección de frecuencia fue adecuada, dejó al sistema en una situación de "debilidad extrema".

Las centrales de Endesa

Igualmente, defendió que, con los datos disponibles, todas las centrales de Endesa cumplieron "rigurosamente" con las normas de seguridad y no se desconectaron hasta que se alcanzaron los umbrales establecidos. "Puedo afirmarlo con los datos que conocemos", remarcó.

Bogas aseguró que, en las actuales condiciones de operación reforzada, no cree que pueda repetirse un apagón similar, ya que ahora operan diariamente entre 15 y 20 grupos síncronos, frente a los nueve que estaban programados el día del incidente. A su juicio, esta "operación reforzada" debería ser considerada la "operación normal" del sistema.

No obstante, consideró que, en las condiciones previas al apagón, sí podría haberse repetido un episodio similar, dado que ya existían "pruebas evidentes" de señales de inestabilidad.

A este respecto, Bogas, que reconoció que "nunca" pensó que podría ocurrir un apagón, también subrayó que cuanto mayor es la penetración de renovables en el sistema, más complejo resulta el control de la tensión, si bien existen herramientas para mitigar estos efectos.

El Gobierno 'limpia' una treintena de comercializadoras eléctricas tras no comprar energía en el último año

Elperiodicodelaenergía.com, 12 febrero de 2026

De forma simultánea al inicio del expediente, el Ministerio ha acordado suspender, durante la tramitación del procedimiento, el derecho de estas empresas y de sus representantes a acceder a las bases de datos de puntos de suministro



El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha iniciado el procedimiento para extinguir la habilitación de cerca de una treintena de **comercializadoras de electricidad** que no han adquirido energía en el mercado de producción durante el último año, según publica este miércoles el Boletín Oficial del Estado (BOE). La medida supone, en la práctica, un **proceso de depuración** del registro de comercializadoras inactivas y conlleva la suspensión cautelar de determinados derechos mientras se tramita el expediente.

El acuerdo, adoptado el 9 de febrero de 2026 por el director general de Política Energética y Minas y hecho público mediante anuncio de la Subdirección General de Energía Eléctrica, **afecta a un total de 31 empresas**. La causa que motiva la apertura del procedimiento es no haber adquirido energía en el mercado de producción en el plazo de un año, circunstancia que, de acuerdo con la normativa, puede derivar en la **extinción de la habilitación para ejercer la actividad de comercialización**.

Sociedades incluidas

Entre las **sociedades incluidas** en el procedimiento figuran A&R Interxat Ibérica, Ahorra Energía Asesores, Antuko Energía, Colabora Energía-Argus, Debaru Energía, Econactiva Sociedad Cooperativa de Castilla-La Mancha, Elte Software, Energía Río Ezka-Ezka Ibaia Energía, Energy Solar Tech, Energya VM Energías Especiales, Evershining Energy, GC2 Proyectos y Gestiona Soluciones Energéticas. También se encuentran Gunvor International B.V. Amsterdam Geneva Branch, Ignis Energía, Inmobiliaria de Construcciones y Arriendos, Luciferasa-1 Energía, Lumenaza GMBH, Luz del Pueblo, Malaka Energía y Movhera - Hidroeléctricas do Norte.

Completan la relación Naturgy Renovables, Powen Iberia, la Sociedad Municipal de Gestión Urbanística de Las Palmas de Gran Canaria, Spock P2P, Tucan Energía, Umbrella Electron, Vesta Renovables y Viroque Energy.

Acceso a las bases de datos

De forma simultánea al inicio del expediente, el Ministerio ha acordado **suspender, durante la tramitación del procedimiento, el derecho de estas empresas y de sus representantes a acceder a las bases de datos de puntos de suministro** reguladas en el artículo 7 del Real Decreto 1435/2002, que establece las condiciones básicas de los contratos de adquisición de energía y de acceso a las redes en baja tensión.

El acuerdo concede a las empresas afectadas un trámite de audiencia de **diez días hábiles**, contados desde el día siguiente a la notificación, para que puedan presentar alegaciones, documentos y justificantes que consideren oportunos.

Asimismo, se ha dado traslado de la decisión a Red Eléctrica de España, al Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE), a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y a los distribuidores

eléctricos, que dispondrán también de un plazo de diez días hábiles para formular las alegaciones que estimen pertinentes.

La CNMC da un golpe en la mesa: obliga a Red Eléctrica a informar de la capacidad de sus redes el 20 de febrero

elEconomista.es, 13 febrero de 2026

- **El regulador cree que un retraso de tres meses no resolvería las discrepancias técnicas en los nudos con Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP**
- **Los mapas deberán identificar los puntos sin acuerdo y se actualizarán cada mes para dar certidumbre**
- **Las distribuidoras advirtieron la semana pasada del colapso eléctrico si no se resolvía esta situación**

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha decidido no modificar la Resolución de 1 de diciembre de 2025 que fija las especificaciones técnicas para calcular la capacidad de acceso de la demanda a la red de transporte eléctrico y **ha ordenado a Red Eléctrica la publicación inmediata de los mapas de capacidad, con una fecha cerrada: 20 de febrero de 2026 a las 12.00 horas.**



El regulador rechaza así la petición del operador del sistema de retrasar tres meses la difusión de estos mapas. REE había solicitado una prórroga alegando la falta de acuerdo técnico en determinados nudos frontera entre transporte y distribución, así como la ausencia de normativa pendiente con impacto directo en el cálculo de la capacidad, especialmente en lo relativo a los llamados huecos de tensión.

Tras el trámite de audiencia pública, la CNMC concluye que no existe una expectativa razonable de que en ese plazo adicional se alcancen consensos en los nudos con discrepancias técnicas ni de que se apruebe la normativa pendiente. En consecuencia, considera inadecuado mantener la propuesta de retraso y opta por priorizar la transparencia y la seguridad

jurídica del proceso.

El acuerdo reconoce que el proceso para fijar los valores de referencia en los nudos ha avanzado, pero admite que persisten divergencias técnicas en determinados puntos frontera Transporte–Distribución cuya resolución podría requerir criterios normativos adicionales que no se materializarían en un horizonte de tres meses. Pese a ello, **el regulador entiende que el sistema no puede seguir sin una referencia pública actualizada de la capacidad disponible.**

Para reforzar la claridad de la información y evitar confusión en el mercado, la CNMC impone varias obligaciones adicionales al operador. **Los mapas deberán identificar de forma expresa los nudos sin valor consensuado y diferenciarlos de aquellos que presentan capacidad nula.** Además, en los casos donde no exista acuerdo, los gestores de las redes de transporte y distribución deberán comunicar al regulador en el plazo de un mes las causas concretas de la discrepancia y proponer posibles soluciones técnicas.

El organismo supervisor también exige que, una vez publicada esta primera versión, **los mapas se actualicen mensualmente** conforme a lo previsto en la Resolución de 1 de diciembre de 2025. En cada actualización deberá advertirse expresamente del porcentaje de nudos sin acuerdo y señalar que los valores pueden variar de forma significativa tanto por el avance en la definición de los parámetros técnicos como por la futura aplicación de la normativa sobre huecos de tensión, especialmente relevante para demandas conectadas mediante electrónica de potencia.

La decisión tiene implicaciones directas para promotores industriales, centros de datos y grandes consumidores eléctricos que esperan conocer con precisión la capacidad disponible en la red de transporte. **A partir de la publicación del primer mapa, todas las evaluaciones de capacidad de acceso se realizarán aplicando los nuevos criterios técnicos definidos en la resolución de diciembre**, lo que marca un punto de inflexión en la tramitación de nuevas solicitudes.

Con este movimiento, la CNMC envía una señal clara al mercado: el proceso de ordenación del acceso a la red debe avanzar con reglas transparentes, aunque persistan discrepancias técnicas, y la publicación de información actualizada se convierte en el eje central para dotar de certidumbre a un sistema tensionado por el elevado volumen de peticiones de conexión.

Endesa eleva a 35,5 millones su inversión en reforzar y mantener su red de distribución este invierno

Elperiodicodelaenergía.com, 13 febrero de 2026

La energética busca hacer frente al incremento estacional del consumo y al impacto que los fenómenos climatológicos extremos tienen en la red eléctrica.



Endesa ha destinado un total de 35,5 millones de euros este año al refuerzo y mantenimiento de su red de distribución eléctrica dentro de la Campaña de Invierno, lo que representa un **incremento del 7,5%** respecto al ejercicio anterior, informó la compañía.

La eléctrica, a través de su filial de redes e-distribución, **despliega cada año un exhaustivo plan de inspección, mantenimiento y refuerzo de la red, para hacer frente al incremento estacional del consumo y al impacto que los fenómenos climatológicos extremos tienen en la red eléctrica.**

En concreto, este año e-distribución ha revisado cerca de 12.300 kilómetros de líneas de media y alta tensión, ha realizado 24.000 inspecciones en subestaciones y centros de distribución y labores de tala y poda a lo largo de 12.800 kilómetros de líneas dentro de esta Campaña de Invierno.

Buena parte de las **infraestructuras eléctricas** y de los más de 320.000 kilómetros de red de distribución gestionados por Endesa, el equivalente a dar ocho vueltas a la tierra, están expuestos a inundaciones, fuertes vientos, rayos, heladas o nevadas.

La red de Endesa

Para hacer frente a estos fenómenos cada vez más frecuentes y violentos, la eléctrica refuerza y digitaliza la red para hacerla más resiliente, inspecciona las infraestructuras y ejecuta planes de emergencia para responder a las incidencias.

El **objetivo** de estas iniciativas es el de **minimizar el riesgo de incidencias y reducir al máximo el tiempo de reposición del suministro cuando estas se producen.**

Los efectos del cambio climático afectan cada vez más a las redes de distribución eléctrica. Los **temporales Kristin, Leonard y Marta**, que han golpeado especialmente a **Andalucía**, y las fuertes rachas de viento registradas esta semana en varias comunidades autónomas, como **Cataluña** -dos de las regiones donde opera la distribuidora de Endesa-, son el último ejemplo.

En estos casos, los técnicos de la eléctrica han tenido que sortear rachas de viento superiores a 130 kilómetros por hora (km/h) en algunos momentos e inundaciones provocadas por las fuertes lluvias que han complicado sustancialmente el trabajo de reposición del servicio eléctrico.

Los cables submarinos ya conectan el sistema eléctrico de cinco islas

Laprovincia.es, 15 febrero de 2026

El tendido entre La Gomera y Tenerife supone la mayor innovación realizada en Canarias con un cable situado a más de 1.100 metros de profundidad

En cuatro años Canarias ha pasado de contar con sistemas eléctricos aislados y vulnerables a tener cuatro islas interconectadas con cables submarinos, que proporcionan seguridad energética para afrontar con más garantías las crisis de posibles apagones. La puesta en marcha del **cable submarino que Red Eléctrica de España (REE) ha desplegado entre La Gomera y Tenerife** crea el segundo sistema eléctrico único similar al que ya existe entre Lanzarote y Fuerteventura, reforzado en 2022. En ambos casos no solo se trata de combatir el aislamiento energético, sino de aprovechar las fuentes renovables entre las islas conectadas. La planificación del operador eléctrico contempla nuevos cables submarinos para unir a las islas, pero las grandes profundidades de las aguas canarias suponen un desafío tecnológico de gran envergadura. Por lo pronto sobre la mesa existe el proyecto de conectar Fuerteventura con Gran Canaria, lo que supondría crear un sistema único en las tres islas orientales. La Graciosa también está conectada con Lanzarote desde 1985, aunque ahora se prevé un proyecto para renovar la conexión.



1 - Características técnicas del cable La Gomera-Tenerife. En los **36 kilómetros** que separan las orillas de Tenerife y La Gomera hay hasta 1.145 metros de profundidad, lo que convierte al nuevo cable en el más profundo del mundo de estas dimensiones, anteriormente lo era el que une Creta con Peloponeso en Grecia, que data de 2021. Para afrontar la presión del mar a estos niveles y garantizar su funcionamiento se diseñó un cable específico y único para evitar empalmes en el mar. Se trata de un enlace de doble circuito, por lo que en realidad son dos tendidos de ida y vuelta entre las subestaciones de El Palmar (La Gomera) y Chío (Tenerife). Frente a la utilización convencional de

acero se ha usado material sintético para la fabricación de la armadura y se ha empleado para el aislamiento un compuesto de goma de etileno y propileno -material utilizado como aislante eléctrico en cables de potencia para alto voltaje- con el fin de reducir el peso del cable y evitar así el uso del plomo. Red Eléctrica explica que se trata de un cable innovador con el fin de poder trabajar y extenderlo en grandes profundidades gracias al avance de la tecnología y la posibilidad de utilizar elementos que reducen al máximo el peso, pero garantizando la potencia de 36 kilovatios que contiene.

2 - Diferencias con la conexión Lanzarote-Fuerteventura. La diferencia fundamental entre los dos sistemas interconectados es la longitud, ya que de los 36 kilómetros de La Gomera-Tenerife entre Lanzarote y Fuerteventura el cable tiene 17 kilómetros, además de la profundidad sin comparación entre los 80 metros en las dos islas orientales frente a los 1.145 de la nueva interconexión. La tensión eléctrica que transporta los cables también es diferente, es de mayor magnitud el que une Lanzarote y Fuerteventura -132 kV- que el de La Gomera-Tenerife, que es de 66 kV al tratarse también de contextos diferentes dadas las dimensiones, el mercado y la población demandante. En el caso de las dos islas orientales ya en 2005 se instaló un cable submarino de 66 kV de potencia de transporte, la misma que se acaba de inaugurar entre Tenerife y La Gomera, y lo que hizo REE en 2022 es tender un nuevo cable elevando la potencia a 132 kilovatios no solo por el incremento de la población y reforzar el sistema ante apagones, sino para aprovechar las fuentes renovables.

3 - ¿Se garantiza que no habrán más ceros energéticos?. Desde 2009, el Archipiélago ha registrado nueve apagones provocados por un cero eléctrico. La isla más perjudicada es Tenerife, con incidentes de este tipo en 2009, 2010 -en dos ocasiones- y 2020. En La Palma en 2013 y 2025, en El Hierro en 2023 y en La Gomera también en 2023 y el último el pasado mes de enero. Fuentes de REE aseguran que La Gomera deja de

estar aislada y a partir del 25 de marzo formará parte del sistema eléctrico de Tenerife y ambas islas se alimentarán mutuamente tanto de potencia como de fuentes renovables. Se reduce la vulnerabilidad frente a incidentes y se reducen los costes de generación ¿No habrá más apagones? Desde el punto de vista técnico nada es infalible pero ahora sí hay más seguridad. Asimismo, las dos subestaciones a las que van conectadas los nuevos cables de ida y vuelta -El Palmar en La Gomera y Chío en Tenerife- cuentan con nuevos mecanismos de control de tensión y ambas instalaciones disponen de tecnología GIS (aislada por gas), que permite integrar estas estaciones energéticas dentro de edificios para reducir el espacio utilizado y rebajar también el impacto visual generado.

4 - Proyectos de futuros cables en Canarias. Dejar atrás el aislamiento energético y robustecer el sistema pasa por continuar tendiendo futuros cables submarinos, pero el avance tecnológico no va al ritmo de la demanda y los condicionantes de las aguas canarias siguen siendo un impedimento difícil de soslayar. Red Eléctrica ya ha iniciado los estudios marinos para una futura interconexión a 132 kV entre Fuerteventura y Gran Canaria para incluirla en la futura planificación del operador. Se trata de un proyecto ambicioso ya que la distancia entre ambas islas supera los 100 kilómetros frente a los 17 y 36 de los cables operativos. Asimismo otro proyecto que se contempla es la renovación del cable submarino de 20 kV que une Lanzarote con La Graciosa, ya que el actual data de 1985. Las conexiones más problemáticas y que a día de hoy superan los actuales medios tecnológicos es una posible entre Gran Canaria y Tenerife, debido a la profundidad existente entre ambas islas, y La Palma, la isla más alejada y cuya conexión resulta más complicada si en el futuro se unen La Gomera y El Hierro. Precisamente la vulnerabilidad del sistema eléctrico en la isla bonita es la que ha llevado al Gobierno regional a demandar un sistema de almacenamiento.

5 - ¿Qué otros cables submarinos hay en España?. El primer cable submarino en España data de 1974 y 1982 para unir las islas de Ibiza y Formentera. La conexión entre Lanzarote y La Graciosa fue la tercera en 1985. La primera conexión internacional fue con Marruecos a través del Estrecho de Gibraltar en 1997 y posteriormente se reforzó en 2006. Los proyectos más importantes en marcha contemplan otro cable con el país magrebí de 400 kV y la primera interconexión submarina entre España y Francia por el Golfo de Vizcaya. En 2025 finalizó la conexión entre la Península y Ceuta.

Expertos creen que el gasto en evitar otro apagón duplica lo que admite Red Eléctrica

Libertaddigital.com, 15 febrero de 2026

La "fiesta" que "paga el ciudadano", en palabras del CEO de Endesa, asciende a unos 1.000 millones desde el apagón.



Aunque **Red Eléctrica** negó en su día que el apagón se produjera por una insuficiente planificación de potencia firme (gas, nucleares o hidroeléctricas), desde el pasado 28 de abril la red opera bajo un mecanismo "reforzado" que supone la inyección de más gas en la red. Ese "cinturón de seguridad", con la programación de más tecnologías convencionales frente a las intermitentes eólica y fotovoltaica, está teniendo un impacto en la factura a través de las denominadas "restricciones técnicas", los ajustes en la operación para mantener la red estable.

Red Eléctrica puso el pasado viernes cifras al impacto que estas medidas han tenido en la factura el pasado año: entre mayo y diciembre, **supuso un coste de 516 millones de euros**. El operador señala que para un usuario sujeto a la tarifa regulada -el denominado PVPC- con un consumo medio mensual de 300 kilovatios hora (kWh), "la operación reforzada ha tenido un coste medio en el periodo de aplicación de cuatro céntimos al día".

Sin embargo, **las cifras no casan con las que manejan las eléctricas**, que aludieron esta semana en la comisión que investiga el apagón en el Congreso a las consecuencias que el apagón está teniendo en sus cuentas y las que está teniendo en los consumidores industriales y domésticos.

Desde Endesa e Iberdrola se cifró **en más de 1.000 millones** el impacto de la medida, citando los últimos cálculos al respecto, que entroncan con **otros que también elevan la factura** respecto a lo que señala Red Eléctrica. Según un análisis de la consultora Nera, el coste de las denominadas "restricciones técnicas", las decisiones de planificación del operador para garantizar la seguridad de la red, superaron el año pasado los 3.300 millones de euros, los que supone 1.300 millones más respecto a 2024, **un 63 por ciento más**.

Según estos analistas independientes, que compararon los datos públicos de los dos años previos al apagón con los de los meses posteriores incluyendo variables como "demanda, generación solar y precios del mercado diario, del gas natural y de los derechos de CO2", el sobre coste acumulado desde el apagón hasta hoy **estaría "en el entorno de 1.000-1.100 millones"**, lo que supone "casi todo el incremento del coste de las restricciones técnicas entre 2025 y 2024".

¿Hasta cuándo?

En **su comparecencia en el Senado**, el CEO de Endesa, **José Bogas**, aludió a cómo este incremento está impactando ya en las cuentas de los grandes consumidores industriales y a cómo los consumidores domésticos en el mercado libre lo experimentarán con la paulatina renovación de sus contratos. **"La fiesta finalmente la paga el ciudadano"**, resumió.

Por el momento, no parece que Red Eléctrica vaya a modificar el criterio con el que comenzó a operar desde el apagón pese a que sostuviera en su día y siga sosteniendo que la planificación de demasiadas renovables tuviera que ver con lo que ocurrió. El pasado mes de diciembre, la presidenta de Redeia (Red Eléctrica), **Beatriz Corredor**, avisó de que el operador mantendría el modo reforzado "mientras no esté segura de que todo el mundo cumple con los requisitos normativos de control de tensión".

Desde el sector, señalan que va para largo: la situación se mantendrá hasta que, como apuntó Corredor, las renovables puedan contribuir al control de la tensión de la red de forma masiva y se incorpore al sistema nueva demanda y almacenamiento: "No parece que estas dos cuestiones vayan a cambiar a corto plazo".

Aún más coste si cierra la nuclear

Los analistas de Nera apuntaban que este "coste tan significativo" según sus cálculos, "una estimación estadística sencilla basada en datos públicos", pone en evidencia "la necesidad de programar potencia síncrona en el sistema para controlar la tensión".

Y apuntan a que si se acomete el cierre nuclear en los plazos previstos, **"es lógico pensar que ese hueco lo cubrirán otras centrales síncronas, como son las centrales de gas**, lo que supondrá "un mayor coste para los consumidores ya sea vía mercado diario o vía restricciones técnicas" y "más emisiones de CO2".

Meloni abre el baile de sillas en las empresas públicas italianas que marcará el futuro de Bogas en Endesa | Empresas

Elmprendedor.com, 15 febrero de 2026

Corría el mes de mayo de 2023 y la primera ministra italiana, Giorgia Meloni, daba su brazo a torcer. Abierta en canal la designación de consejero delegado de Enel, tras cumplir Francesco Starace su tercer mandato de tres años al frente de la firma estatal y descartarse su continuidad, **el elegido del Gobierno para asumir el cargo era Flavio Cattaneo**, un viejo conocido del ecosistema empresarial público italiano tras su paso por la Rai o Telecom Italia. Fuentes conocedoras de aquel episodio, próximas a la compañía transalpina, subrayan que el primer candidato de Meloni, probablemente, no era Cattaneo, más vinculado entonces por los círculos financieros italianos a Matteo Salvini, su socio de gobierno y cabeza visible de la Liga. La carambola, empero, ha dado sus frutos.

Un trienio después, los números no mienten. Cattaneo ha cumplido con creces con su fama de avezado gestor, superando los objetivos marcados. Enel ha superado ampliamente los 9 euros por acción en Bolsa, acercándose a la cifra redonda de los 100.000 millones de capitalización, cuando apenas llegaba a los 6

euros cuando el ejecutivo nacido en Rho, en las proximidades de Milán, accedió al cargo. Por el camino, ha regado de dividendos al Estado italiano, que posee casi el 24% del capital, y ha ahuyentado los malos augurios empeñados en poner el foco en la deuda financiera de la firma. No obstante, pese a esa imponente hoja de servicios y con su mandato a punto de vencer, el Ejecutivo aún no ha confirmada su renovación, con hitos importantes para la compañía en el horizonte. Las ondas sísmicas de ese inopinado retraso, además, acechan a España y a Endesa, de la que Enel es propietario. La solución al sudoku no debería prolongarse en el tiempo.



Los plazos importan. De hecho, la fecha marcada en rojo en el calendario es el próximo 23 de febrero, día en el que Enel tiene prevista la presentación de su nuevo plan estratégico. Como mensaje a los mercados, parecería razonable que la compañía llegara a esta fecha con la confirmación gubernamental de quién será durante los próximos tres años el inquilino de la romana sede de Enel en Viale Regina Margherita y, en consecuencia, el encargado de cumplir con la exigente hoja de ruta financiera de la sociedad. Así lo esperan, al menos, diferentes fuentes del mercado.

Entretanto, la ausencia de ese pláacet también reduce del todo la visibilidad sobre el futuro de la cúpula de Endesa y la eventual continuidad al frente de la compañía de su actual consejero delegado, José Bogas, cuya renovación en el cargo coincide con los movimientos en Italia. Hasta tres fuentes conocedoras, tanto próximas a Enel como a Endesa, coinciden en que no es fácil que pase nada en España hasta que la nebulosa italiana se aclare. Y en este punto, puede que la decisión no sea tan sencilla, en tanto el encaje de las piezas es de mayor alcance y no se circunscribe al futuro de Enel. Diarios como el *Corriere della Sera* hablan directamente de una “temporada de designaciones” en marcha, con más de 40 puestos clave del sector público empresarial en fase de renovación o cambio.

La renovación de Cattaneo, que no debería presentar duda alguna en función de su desempeño, contempla dos asteriscos. El primero, la suerte de pecado original que supone no haber sido la primera opción de Meloni hace tres años. Las versiones aquí difieren. Por un lado, algunas fuentes con larga relación con el mundo empresarial y político italiano radicadas en Madrid puntualizan que la primera ministra italiana no ha intervenido en demasía en el sector público. Otras, sin embargo, recuerdan que su figura política se ha asentado en el último trienio, lo que le hace afrontar la renovación en ciernes desde una posición de mayor fortaleza. En su momento, se especuló con el perfil de Massimo Donnaruma, entonces jefe de la Red Eléctrica italiana (Terna) y hoy del *holding* estatal de trenes Ferrovie dello Stato -dueña de la filial española Iryo que sufrió el accidente de Adamuz-, como el deseado por Meloni para Enel.

Hoy, no obstante, el mayor rival de Cattaneo para continuar en el puesto parece el propio ejecutivo milanés, y si en algún momento es permeable a los cantos de sirena que de forma recurrente recibe del mundo empresarial. No hace demasiado, el cortejo llegó de Generali y de su inversor multimillonario Francesco Gaetano Caltagirone, en su larga batalla con Mediobanca por controlar el gigante asegurador. Aunque el agasajo quedó atrás sin que se supiera si había base real para la inquietud, las renovaciones en la auténtica caja fuerte de los ahorros de los italianos, un auténtico transatlántico con casi 200 años de historia, no están previstas hasta el ejercicio 2027. En este contexto, Cattaneo ya ha avanzado al mercado que los resultados de Enel se encaminan a superar la horquilla alta en el cumplimiento de objetivos, un escenario que ha catapultado la cotización de la eléctrica italiana a casi 100.000 millones de euros.

Si Meloni mantiene el *statu quo* en Enel, [las dudas sobre la continuidad de Bogas en Madrid se acotan](#) y, al menos, se deslindan del cambio de la cadena de mando en Italia y el afán de los nuevos gestores por formar un nuevo equipo. Fuentes próximas al consejero delegado de Endesa aseguran que él tiene plena disposición a seguir al frente de la eléctrica, en la que va camino de cumplir las dos décadas de liderazgo. En su contra, expone, está su edad (cumple 71 años en 2026) y las limitaciones del buen gobierno, amén de la regla no escrita —aunque no siempre cumplida— en Enel de no prolongar las estancias de los ejecutivos en los cargos más allá de los tres mandatos. En su acervo, su excepcional sintonía y cercanía con el Gobierno actual, forjada en la época de Teresa Ribera y mantenida con Sara Aagesen, además de sus

buenas relaciones en otros momentos del pasado con ejecutivos populares. Bogas ya era el peso pesado de los negocios de Endesa cuando estalló la sonada opa de Gas Natural que contó con la defensa numantina de Manuel Pizarro, posteriormente ideólogo económico del PP. Durante la gestión de Bogas, Enel no solo ha culminado la amortización de toda su inversión vía dividendos, sino que ya suma jugosas plusvalías latentes si se tiene en cuenta la capitalización de la firma, que supera ya los 33.000 millones de euros, récord desde que en 2014 Enel la convirtió en su filial en España y Portugal.

Como con todas las leyes, en este caso no escritas, existen excepciones, que podrían jugar a favor de Bogas. La agencia de noticias *Bloomberg* asegura que Meloni se dispone a renovar con un quinto mandato a sus 70 años a Claudio Descalzi, primer ejecutivo de la petrolera italiana ENI. En dicha información, la agencia estadounidense subrayaba que la actual presidenta italiana ha hecho de la estabilidad el rasgo distintivo de su gobierno y añadía que es probable que extienda los mandatos de los primeros espadas de Leonardo, Poste Italiane y Enel, aunque las conversaciones aún están en curso.

En el sector restan importancia a las influencias políticas que pudieran ejercer los políticos más próximos en España a Giorgia Meloni. El líder de Vox, Santiago Abascal, ha hecho gala de su cercanía con la mandataria italiana en las últimas semanas. Sin embargo, esa sensibilidad ya tiene su acomodo en la cúpula de Endesa, donde el abogado Guillermo Alonso ocupa la cuota de representación a la que podría aspirar el partido que más crece en España. Desde Enel han reiterado en diversas ocasiones que cualquier decisión sobre la dirección de Endesa estará siempre guiada por criterios de mérito y capacidad. A poco más de una semana de que se conozca la nueva hoja de ruta de Enel y Endesa, que marcará la inversión en infraestructuras energéticas en España para los próximos años, todos miran a los cuarteles generales italianos para que se resuelva el futuro de uno de los centros de poder empresarial más relevantes en España. Aplicará con seguridad la antigua sentencia latina: *Roma locuta, causa finita*.

Iberdrola, Endesa y Naturgy envían esta semana al CSN toda la documentación sobre la prórroga de Almaraz hasta 2030

Elperiodicodelaenergía.com, 16 febrero de 2026

El objetivo del organismo supervisor es emitir el informe final con su aprobación o no durante este verano

El pasado mes de diciembre el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) le puso deberes a las tres compañías propietarias de la central nuclear de Almaraz. Unos deberes que consistían en nueva documentación para estudiar al completo la solicitud de prórroga de Almaraz para 2030.



El Pleno del CSN acordó la emisión de una Instrucción Técnica Complementaria (ITC) al titular de la central nuclear Almaraz (Cáceres) enmarcada en el proceso asociado a la solicitud de “modificación de la autorización de explotación” de dicha central, que fue presentada el pasado noviembre. El objetivo de esta ITC es requerir al titular de Almaraz el envío de documentación adicional para llevar a cabo las evaluaciones necesarias y emitir el informe preceptivo correspondiente.

Entre otros aspectos, el titular de Almaraz deberá trasladar al CSN documentación relativa a la gestión del envejecimiento de las estructuras, sistemas y componentes de seguridad, además de justificar la validez y el estado de cumplimiento de los planes de acción y mejora asociados a la revisión periódica de la seguridad para el periodo completo de diez años ya que, en la anterior renovación de autorización, el periodo solicitado fue de siete años para la unidad I y de ocho para la unidad II.

La ITC aprobada también requiere una justificación de la gestión del combustible gastado por la instalación hasta 2030 dado que la solicitud presentada por Almaraz conlleva un incremento en su generación.

Esos deberes ya están hechos según ha podido saber El Periódico de la Energía y tanto Iberdrola, Endesa como Naturgy, propietarias de la central, van a enviar toda esta documentación esta misma semana tal y como le solicitó el CSN el pasado diciembre.

En manos del CSN

Ahora ya la pelota se encuentra en el tejado del CSN, cuyos técnicos tendrán que realizar un informe sobre la seguridad de mantener operativo el reactor I de Almaraz hasta 2030 y elevarlo al Pleno del Consejo de Seguridad Nuclear para su aprobación.

Allí, los consejeros del CSN, con mayoría progresista, tendrán que tomar una decisión sobre el futuro de la central y realmente del sistema eléctrico nacional ya que podría llevarse a cabo el inicio del cierre definitivo de las centrales nucleares.

Hace unas semanas, el presidente del CSN, Juan Carlos Lentijo, aseguró que el CSN tiene previsto emitir a lo largo de este verano el informe preceptivo sobre la solicitud de modificación de la autorización de explotación de Almaraz I y II hasta 2030.

"Nuestra idea es que a lo largo del año vamos a emitir nuestro informe preceptivo sobre la solicitud de modificación de la autorización de explotación de Almaraz I y II (...) Las áreas evaluadoras están trabajando ya en ello", dijo.

Posibles futuros

En la actualidad, el calendario nuclear recoge que Almaraz I cerrará el 1 de noviembre de 2027. Un año antes (es decir, el 1 de noviembre de 2026) el titular tiene que comunicar su intención de cesar la actividad en la central, cese sobre el que el CSN tiene que emitir, a su vez, un informe preceptivo, tal y como marca la normativa de seguridad nuclear.

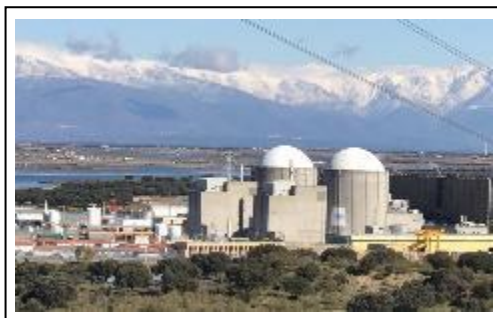
Ante esta situación, Lentijo apunta a tres posibilidades: la primera, que Almaraz obtenga la autorización de ampliación de explotación; la segunda, que no la obtenga; y la tercera, que la obtenga pasado el 1 de noviembre de este año.

En los dos últimos casos --que Almaraz no reciba la autorización para seguir activa o que la obtenga pero pasado el 1 de noviembre--, el CSN retomará la elaboración del informe preceptivo sobre el cese de la central extremeña pasada esa fecha, sobre el que ya solicitó información al titular. "Tendríamos problemas para evaluarlas

Una delegación de la UE visita la central de Almaraz para conocer su producción energética y seguridad

Elperiodicodelaenergía.com, 17 febrero de 2026

Los eurodiputados han recorrido diversos espacios de las dos unidades, cada una de ellas dotada con un reactor nuclear



La delegación del Parlamento Europeo desplazada a Extremadura para conocer la trascendencia económica, social y energética de la central nuclear de Almaraz han visitado este martes esta instalación acompañados por personal técnico.

Tras una presentación técnica a primera hora de esta mañana en el interior de la planta energética, los eurodiputados han recorrido diversos espacios de las dos unidades, cada una de ellas dotada con un reactor nuclear.

Por espacio de casi tres horas, los eurodiputados han conocido de primera mano los sistemas de generación eléctrica y refrigeración, así como de seguridad, y han seguido las explicaciones del equipo directivo y técnicos de la central cacereña.

Esta visita responde a la petición elevada el pasado mes de mayo por la plataforma 'Sí a Almaraz' en la que instó al Parlamento europeo a conocer 'in situ' la central y abordar el impacto económico, energético y social que tendría el cierre de la planta.

El calendario de Almaraz

El **calendario** pactado en 2019 por el Gobierno español, sindicatos y empresas establece que el 1 de noviembre de 2027 tendría que dejar de funcionar un primer reactor de Almaraz, y el segundo reactor tendría que cerrar el 31 de octubre de 2028.

No obstante, el pasado octubre, Iberdrola, Endesa y Naturgy -las empresas propietarias de la central- solicitaron formalmente al Ministerio para la Transición Ecológica una prórroga para los dos reactores hasta junio de 2030, lo que genera el rechazo de grupos ecologistas como Greenpeace.

Red Eléctrica responde a Endesa e Iberdrola y asegura que actuó con "estricta sujeción a la normativa" en el apagón

Elperiodicodelaenergía.com, 17 febrero de 2026

Según la eléctrica, realizó la programación por restricciones técnicas, no pensando en contingencias infinitas, sino cumpliendo con los criterios de seguridad aprobados

Red Eléctrica de España (REE) ha asegurado que actuó con "estricta sujeción a la normativa" el día del apagón eléctrico del 28 de abril y realizó la programación por restricciones técnicas, no pensando en contingencias infinitas, sino cumpliendo con los criterios de seguridad aprobados.

Así se ha pronunciado la compañía después de las últimas manifestaciones realizadas por directivos de Endesa e Iberdrola el pasado 12 febrero ante la Comisión de Investigación del Senado sobre las causas del cero eléctrico del 28 de abril.

En dicha comisión, el consejero delegado de **Endesa, José Bogas**, señaló a REE como el único responsable del apagón eléctrico, ya que "no actuó con la agilidad suficiente ni en la previsión, ni en la programación, ni en la corrección de los errores".

Por su parte, el consejero delegado de **Iberdrola España, Mario Ruiz-Tagle**, defendió que la planta fotovoltaica Núñez de Balboa, propiedad de la eléctrica, no fue responsable del apagón eléctrico, y subrayó que la causa del incidente "no fue multifactorial", sino "una sola", apuntando directamente a REE como único responsable por "un error de planificación" en los elementos necesarios para controlar la tensión.

Red Eléctrica y el apagón

"Red Eléctrica se ratifica en su correcta operación del sistema realizada en estricto cumplimiento de la normativa vigente. Así quedó demostrado en su análisis publicado el 18 de junio de 2025 y así lo fueron corroborando los directivos de Redeia y del operador del sistema en sus diferentes comparecencias en la Comisión de investigación sobre la interrupción del suministro eléctrico en el Senado", ha respondido este martes en un comunicado.

A este respecto, el operador del sistema subraya que ese día, al igual que el resto, "realizó la programación por restricciones técnicas, no pensando en contingencias infinitas, sino cumpliendo con los criterios de seguridad aprobados como N-1 por el correspondiente procedimiento de operación y asumiendo que los demás sujetos del sistema también cumplen con sus obligaciones legalmente previstas".

Particularmente, Red Eléctrica destaca que programó los grupos acoplados por restricciones técnicas para controlar tensión en base al cumplimiento de las exigencias de aportación/absorción de reactiva establecidas en el procedimiento de operación 7.4, "vigente desde el año 2000, que los comparecientes manifestaron conocer y que ascienden al 30% de la potencia nominal de activa de cada instalación".

Igualmente, defiende que operó el sistema teniendo en consideración que el límite de tensión en España está en 435 kV conforme a la regulación desde el año 1998, "y considerando que las instalaciones se mantendrían, como les exige la normativa, conectadas sin fallo ni desconexión en tanto dicho límite no se superase".

A este respecto, advierte de que operar con un valor máximo de 420 kV, "como se sugiere en las comparecencias implicaría un cambio estructural, cuya aplicación en el sistema multiplicaría los costes de restricciones técnicas, sin que se pueda asegurar, además, que, con los recursos disponibles, dicho valor no fuera superado".

Además, REE coincide con manifestaciones realizadas el pasado 12 de febrero como que "el sistema eléctrico es muy complejo" tanto por el número de sujetos que en él intervienen (todos ellos con sus respectivos derechos y obligaciones e impacto en la seguridad del sistema), como por su naturaleza esencialmente técnica, al tiempo que coincide en que un "instante en el sector eléctrico son milisegundos".

Por ello, según REE, cualquier conclusión que se extraiga de lo acontecido el 28 de abril no puede basarse en "meras conjeturas o afirmaciones genéricas", como las vertidas en dicha comisión, en torno a la programación y su actuación o a la localización del origen de la oscilación de las 12.03 horas, sino que "debe necesariamente descansar en un análisis técnico riguroso de todos los datos, que quedan registrados por milisegundos".



Asimismo, el operador del sistema eléctrico, asegura que los informes oficiales emitidos hasta la fecha -tanto el suyo propio, como el del Gobierno y el 'factual' de panel de expertos europeos de Entso-e- "coinciden en que fueron "diversos hechos imprevistos" -oscilaciones, desconexiones de generación, en algún caso a través de infraestructuras compartidas de evacuación, con tensiones sanas en la red de transporte e inadecuada prestación del servicio de control de tensión- los que llevaron al sistema a un cero eléctrico sin precedentes en el ámbito nacional e internacional", sin que se mencione "la existencia de otros aspectos como la falta de inercia".

Igualmente, recuerda que "si hay un sector regulado, ese es el eléctrico", por tratarse de un servicio de interés económico general, lo que determina que tanto el operador del sistema como los demás sujetos que participan en él deban ajustar su actuación a la normativa, "que no aprueba Red Eléctrica, sino las instituciones ejecutivas, regulatorias o legislativas, tras la tramitación que corresponda a cada norma, en función de su rango y en la que se garantiza la audiencia de los sujetos afectados".

Coste

En lo que respecta a la denominada 'operación reforzada', Red Eléctrica aclara que en ningún caso ha alcanzado los 1.100 millones de euros desde su aplicación, tal y como estimaron Bogas y Ruiz-Tagle en el Senado, sino que ha ascendido a 516 millones de euros, el 2,18% de todos los costes del sistema.

Finalmente, el operador del sistema también comparte con los comparecientes que la implementación del control de tensión dinámico por parte de las instalaciones renovables con arreglo a la actual redacción del procedimiento de operación 7.4 "contribuirá a dotar de mayor robustez al sistema, si bien aclara que para que las instalaciones se habiliten no es necesario esperar a que Red Eléctrica las llame y revise".

El Gobierno refuerza a Red Eléctrica y le da el mismo poder que a las eléctricas para cortar la luz a clientes

Elperiodico.com, 17 febrero de 2026

El Ejecutivo amplía a REE la potestad legal que ahora sólo tenían las distribuidoras para interrumpir de inmediato el suministro a consumidores en caso de enganches ilegales, manipulación de contadores y de instalaciones peligrosas



El Gobierno da más poder a Red Eléctrica de España (REE) para **combatir directamente el fraude eléctrico y los potenciales enganches ilegales a sus redes**. El Ministerio para la Transición Ecológica, comandado por la vicepresidenta Sara Aagesen, ha aprovechado el **último real decreto de medidas energéticas** para incluir una **reforma legal que equipara las competencias de REE a las que ya tienen las grandes energéticas para poder cortar la luz a clientes fraudulentos** o potencialmente peligrosos.

Red Eléctrica tiene reservado en régimen de monopolio la gestión de la red de transporte (el gran mallado de alta tensión), mientras que son **las eléctricas las que se encargan de las redes de distribución** (las que acaban llegando hasta las viviendas). Hasta ahora la normativa vigente solo regulaba la capacidad de las distribuidoras para interrumpir el suministro de inmediato en determinados casos, el Ejecutivo ahora **amplía esa regulación para que Red Eléctrica también pueda ejecutar desconexiones directamente**.

En pleno de 'boom' de peticiones para conectarse directamente a la red de transporte por parte de grandes consumidores, el **Gobierno ha decidido dar amparo normativo a Red Eléctrica para poder cortar el suministro de inmediato** en caso de ser necesario y solo en determinados supuestos vinculados generalmente al fraude eléctrico.

Las distribuidoras y a partir de ahora también Red Eléctrica podrán suspender el suministro de forma inmediata en caso de que se haya hecho un enganche ilegal a la red sin contrato, cuando se establecen derivaciones de la conexión para suministrar energía a una instalación no prevista en el contrato, cuando se manipule el equipo de media o control o se evite su correcto funcionamiento, o en el caso de que las instalaciones se consideren peligrosas.

El control y el colapso

La equiparación de la protección legal para poder cortar suministros de urgencia llega en un momento en que **Red Eléctrica y las eléctricas están protagonizando un nuevo choque** por el control de las redes y sobre cómo abordar su necesaria ampliación en un momento en que se está constatado la falta de capacidad y la saturación para atender el aluvión de peticiones de la industria y grandes tecnológicas para conectarse.

Un nuevo frente que se ha abierto por determinar **quién es el responsable del colapso de las redes y cómo solucionarlo**. Y las grandes eléctricas empiezan a maniobrar para acabar con los compartimentos estancos en la gestión de las redes de transporte y de distribución en España, con el objetivo de poder participar en el monopolio que ahora tiene Red Eléctrica en la alta tensión.

La **patronal Aelec -que integra a Iberdrola, Endesa y EDP**, las principales distribuidoras eléctricas del mercado español- ha reclamado un **mecanismo urgente para impulsar las inversiones en la red de transporte eléctrico** "más rápido que lo previsto en la planificación" planteada por el Gobierno para los próximos años y, también, "abriendo esas inversiones a los distribuidores para acelerarlas". Esto es, romper el monopolio de Red Eléctrica y que las eléctricas también puedan participar en la gestión del negocio del transporte de electricidad. Un rifirrafe en el que ambas partes también se han cruzado acusaciones por el nivel de inversiones actual o futuro en sus respectivas redes para ampliarlas y modernizarlas.

El choque REE y las energéticas se produce en pleno lío por la publicación de los primeros mapas de capacidad de la red de transporte. Inicialmente prevista para el 2 de febrero, Red Eléctrica solicitó aplazarla tres meses, y **finalmente la CNMC ha decidido fijarla para esta semana, para el próximo 20 de febrero**. El aplazamiento se debe a la “falta de acuerdo” entre Red Eléctrica y las distribuidoras sobre la potencia solicitada, la concedida y la pendiente, en tres cuartas partes de los nudos de la red de alta tensión, y el riesgo de que haya más capacidad concedida a clientes que la que se puede atender. Mientras, las distribuidoras eléctricas vienen publicando desde hace meses los mapas de capacidad de sus propias redes (que reflejan que un 88% de los nudos están totalmente saturados y sin capacidad extra que adjudicar a nuevas peticiones de clientes).

Naturgy impulsa su salto hacia los centros de datos en plena transformación energética

Catalunyapress.es, 17 febrero de 2026

La compañía integra todas sus divisiones en una estrategia que busca aprovechar el auge de la infraestructura digital y asegurar un papel central en la nueva economía eléctrica.

La energía siempre encuentra nuevos territorios donde expandirse. Esta vez, el destino son los centros de datos. Naturgy prepara su entrada en este negocio sin hacer ruido, pero con una estrategia que revela hasta qué punto el **mapa energético** está cambiando. Ya no se trata solo de producir electricidad. Se trata de controlar el ecosistema completo donde esa electricidad se consume.

Los centros de datos son la infraestructura invisible del mundo digital

Los centros de datos, no tienen la visibilidad de una central eléctrica ni el impacto físico de una refinería, pero su voracidad energética es comparable. Cada servidor, cada nube, cada plataforma tecnológica necesita una base material que consume energía de forma constante y creciente. **Es el nuevo gran cliente**. Y las grandes energéticas lo saben.



Naturgy no llega tarde, pero tampoco llega sola. Iberdrola y Repsol ya han movido ficha en este terreno. España ofrece una combinación que hace apenas veinte años habría parecido improbable: disponibilidad de suelo, capacidad energética y costes competitivos. **El país ha pasado de ser un consumidor periférico a convertirse en un nodo potencial de la economía digital europea**. Una transformación silenciosa, pero profunda.

La decisión de Naturgy de implicar a todas sus divisiones en esta estrategia es reveladora. No se trata de crear una filial para una moda pasajera. **Se trata de integrar redes, gas, renovables y capacidad comercial en una oferta única**. Es una lógica industrial clásica aplicada a un negocio nuevo. Controlar el suministro, el terreno y el cliente. Una estrategia de manual.

Dado que el modelo basado exclusivamente en la generación y venta de energía ha perdido centralidad. La rentabilidad se desplaza hacia el control de infraestructuras críticas y hacia contratos estables con grandes consumidores. Los centros de datos ofrecen precisamente eso: demanda constante, previsibilidad y volumen.

Aquí aparece otro elemento clave. El progresivo cierre de centrales nucleares y la necesidad de redefinir el papel del gas en la transición energética. Los ciclos combinados, que durante años parecían activos de transición, encuentran ahora una nueva justificación como respaldo de estas infraestructuras digitales. La tecnología cambia, pero las viejas infraestructuras encuentran nuevas funciones.

Hay, además, una dimensión estratégica que trasciende lo empresarial. Los centros de datos son poder. Quien controla su energía controla una parte esencial de la **economía digital**. No es solo una cuestión de

negocio, sino de **posición estructural en el nuevo orden económico**. Las energéticas de nuestro país lo han entendido desde el primer momento.

Naturgy ha decidido no quedarse al margen. Es una decisión coherente con su historia y con la lógica del sector. La energía siempre ha sido el cimiento de cada revolución económica. También de la digital.

La CNMC guarda silencio sobre el informe del apagón y sorprende a todos

Elperiodico.digital.com, 17 febrero de 2026

La CNMC y su inesperado silencio sobre el informe del apagón

En una decisión que ha generado desconcierto y debate, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha optado por no hacer público el esperado informe sobre el apagón eléctrico que afectó a España recientemente. Este cambio en la estrategia de comunicación ha sorprendido a expertos, consumidores y operadores del sector energético.

¿Por qué la CNMC silenció el informe?

La CNMC, organismo encargado de supervisar y regular los mercados energéticos, había anunciado la elaboración de un análisis detallado sobre las causas y consecuencias del apagón eléctrico. Sin embargo, a última hora, decidió reservar el documento para uso interno, argumentando “razones técnicas y de confidencialidad” sin dar detalles adicionales.

Posibles motivos detrás de la decisión

- **Protección de información sensible:** Evitar que ciertos datos estratégicos del sector eléctrico se publiquen y puedan ser utilizados inapropiadamente.
- **Presión política o económica:** La naturaleza del apagón podría implicar responsabilidades difíciles de asumir públicamente.
- **Incertidumbres técnicas:** Aún podrían estar revisando los detalles para asegurar la precisión absoluta del informe.

El impacto en la confianza ciudadana

Para los consumidores, la transparencia es fundamental para confiar en las instituciones que gestionan servicios esenciales como la energía. El apagón causó molestias y pérdidas a millones, y no contar con un informe completo y público alimenta la incertidumbre y la desconfianza.

Consecuencias prácticas de la falta de transparencia

- Incremento de rumores y teorías conspirativas en redes sociales.
- Menor control social sobre el sector energético.
- Dificultades para que los usuarios comprendan qué medidas se tomarán para evitar futuros apagones.

Qué esperar para el futuro cercano

Aunque el informe no sea público por ahora, la presión social y mediática podría forzar a la CNMC a revisar su postura. Además, otros organismos y grupos de expertos podrían ofrecer análisis alternativos que llenen el vacío informativo.

Recomendaciones para los usuarios y consumidores

1. Mantenerse informados a través de fuentes oficiales y contrastadas.
2. Exigir mayor transparencia y claridad en la gestión energética.
3. Participar en foros y asociaciones de consumidores para compartir inquietudes y propuestas.

Un llamado a la acción para las instituciones

Es vital que la CNMC y otras entidades responsables comprendan que la confianza se construye con información y diálogo abierto. El apagón fue una llamada de alerta para todos y el informe debería ser una herramienta para aprender y mejorar, no un documento oculto.

Conclusión

El silencio de la CNMC en torno al informe sobre el apagón eléctrico es un recordatorio de que la gestión transparente es clave para fortalecer la relación entre instituciones y ciudadanos. Solo con información clara y accesible podremos construir un sistema energético más seguro, eficiente y confiable para toda España.

Naturgy sitúa al biometano y a sus ciclos combinados en el centro de su estrategia para los próximos años

Elperiodicodelaenergía.com, 18 febrero de 2026

La compañía presidida por Francisco Reynés se prepara para negociar con Yamal ante el veto a las importaciones de gas ruso



Naturgy **acelerará su expansión en biometano** y reforzará el papel de sus centrales de ciclos combinados como ejes prioritarios de su estrategia para 2026 y los próximos años, en un contexto marcado por la inestabilidad geopolítica, la revisión regulatoria y el inminente veto europeo a las importaciones de gas ruso. Así lo comunicó su presidente, Francisco Reynés, durante la rueda de prensa de presentación de resultados de 2025, señalando que **la generación flexible será “clave” para la estabilidad del sistema eléctrico español** tras el apagón del 28 de abril, un episodio que, a su juicio, evidenció la necesidad de contar con respaldo térmico.

Naturgy posee aproximadamente **un tercio de la flota de ciclos combinados** en España y estas plantas generan en torno a la mitad de la energía que consume el sistema eléctrico nacional. La compañía considera que en un escenario de mayor penetración renovable, la seguridad de suministro exige mantener y optimizar esta capacidad.

El presidente defendió el equilibrio del denominado “trilema energético” —descarbonización, seguridad de suministro y precios asequibles— y sostuvo que **el gas seguirá desempeñando un papel esencial en esa ecuación**.

Renovada apuesta por el biometano

En paralelo, la empresa impulsará el desarrollo del biometano, al que identifica como el único gas renovable actualmente competitivo para sustituir al gas natural sin necesidad de inversiones adicionales en redes de distribución. Naturgy prevé liderar en 2026 la puesta en marcha de nuevas plantas de biometano en España, aunque reconoce retrasos por la lentitud en la tramitación de permisos, especialmente en un contexto preelectoral municipal.

En contraste, el hidrógeno verde queda relegado a una apuesta de más largo plazo. Reynés señaló que, con los actuales precios de la electricidad, no resulta competitivo sin subvenciones significativas y que el grupo priorizará tecnologías con retorno económico claro. La disciplina financiera será, insistió, un criterio transversal en todas las inversiones, incluidas las renovables, cuya rentabilidad se ve presionada por la evolución de los precios mayoristas y el aumento de horas con cotizaciones en cero.

Naturgy también prevé incorporar 1,2 gigavatios de nueva capacidad renovable en construcción, que **entrarán en operación a finales de 2026**, reforzando un mix que combina renovables, ciclos combinados y energía nuclear. No obstante, el grupo advierte de que los retrasos administrativos y la

creciente contestación social están alargando los plazos de desarrollo, como ocurre en Galicia, donde varios proyectos eólicos permanecen paralizados por decisiones judiciales.

Veto al gas ruso

En materia de aprovisionamiento, la compañía ha confirmado que se encuentra preparándose para entablar conversaciones con su proveedor ruso ante la entrada en vigor del reglamento europeo que prohíbe la importación de gas a partir de 2027. Asimismo, ha señalado que contempla la posibilidad de invocar fuerza mayor contractual. La compañía deberá demostrar esfuerzos de mitigación, como la redirección de volúmenes a mercados fuera de Europa, siempre que el marco sancionador vigente lo permita.

Además, las nuevas normas españolas exigen autorización previa para determinadas importaciones, competencia atribuida a la Agencia Tributaria. Reynés aseguró que el suministro físico a España está garantizado gracias a una cartera diversificada que incluye gas natural licuado procedente de Estados Unidos y otros orígenes.

Entorno retador

La energética anticipa para 2026 un entorno "retador", pero mantiene su previsión de superar los 5.300 millones de euros de resultado operativo y **alcanzar más de 1.900 millones de beneficio neto**, una cifra que excluye extraordinarios registrados en 2025. Con ello, prevé elevar el dividendo hasta 1,8 euros por acción y sostener un nivel de inversión similar al del ejercicio anterior, al considerar que recortar el capex comprometería el futuro del negocio.

En el ámbito regulatorio, la compañía trabaja con la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia y el Ministerio para revisar los límites de inversión en redes eléctricas, actualmente fijados en el 0,13% del PIB, con el fin de adaptar las infraestructuras al nuevo mapa de generación. En redes de gas, **espera que la próxima circular retributiva reconozca el papel del gas en el mix y ajuste los costes a un periodo especialmente inflacionario**.

En el plano corporativo, la empresa ha iniciado 2026 con cambios en su estructura accionarial que han incrementado el capital flotante y la liquidez bursátil tras la colocación parcial de títulos por parte de BlackRock, accionista a través de GIP. El consejo acordó **ajustar su composición para reflejar el nuevo reparto accionarial**, manteniendo las mayorías reforzadas para las decisiones estratégicas. Reynés fue renovado por unanimidad para un nuevo mandato de cuatro años.

El presidente defendió que la compañía ha cumplido su hoja de ruta estratégica y ha consolidado un perfil "más predecible y confiable" en un periodo de fuertes turbulencias económicas y geopolíticas. De cara a 2026, insistió en que la flexibilidad operativa, la disciplina financiera y el impulso al biometano **permitirán afrontar un entorno complejo sin renunciar a la transición energética**, pero reconociendo, cada vez con mayor claridad, el papel estructural del gas en el sistema.

Trabajadores de Almaraz piden celeridad al CSN sobre la prórroga hasta 2030

Elperiodicodelaenergía.com, 18 febrero de 2026

El cierre de la central supondría un "riesgo" directo e indirecto para hasta 4.000 empleos cualificados y estables, además de "comprometer" futuras inversiones estratégicas en la zona

La representación de los trabajadores de la central nuclear de Almaraz ha solicitado "agilidad" al Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) en **la revisión de la documentación técnica presentada para la prórroga de funcionamiento de la planta extremeña hasta junio de 2030**.

En un comunicado, los trabajadores han instado al CSN a **tramitar el análisis "en el menor tiempo posible"** y han advertido de que "la actual situación de incertidumbre está paralizando las opciones de futuro de la comarca de Campo Arañuelo y del conjunto de la región".

Según han señalado, el cierre de la central supondría un "riesgo" directo e indirecto para hasta 4.000 empleos cualificados y estables, además de "comprometer" futuras inversiones estratégicas en la zona, como la posible implantación de centros de datos.

La representación de los trabajadores ha destacado que la central de Almaraz ha operado durante décadas como una fuente de energía "segura, eficiente y libre de **emisiones de CO2**", y ha defendido que su actividad es "fundamental" para garantizar la estabilidad del sistema eléctrico nacional y avanzar en los objetivos de **descarbonización**.

El futuro de Almaraz

Por ello, ha estimado que el resultado del análisis técnico del CSN debe ser "favorable" y ha pedido al Gobierno "que actúe con responsabilidad, respetando el dictamen técnico cuando se produzca y adoptando las modificaciones regulatorias necesarias para asegurar la continuidad de la planta".

El comunicado subraya además que el impacto humano de un eventual cierre sería "devastador" para la región.

Asimismo, los trabajadores han asegurado que España no puede prescindir de una instalación "que garantiza la soberanía energética y la seguridad del suministro", y han alertado de que "ignorar esta realidad supondría un riesgo que acabaría repercutiendo en los trabajadores y en los consumidores finales".

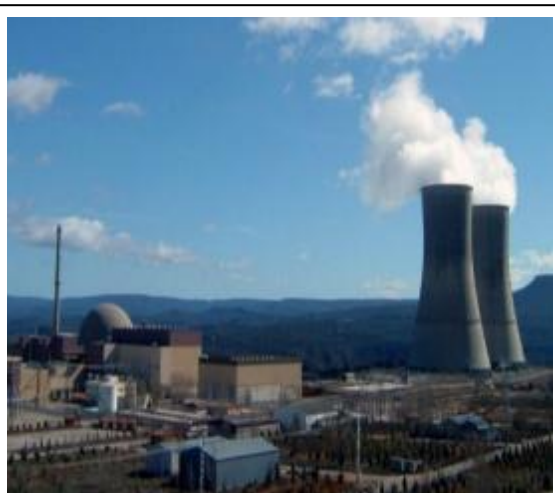


El Gobierno forma a policías en el Plan de Emergencia Exterior de la central de Trillo

Elperiodicodelaenergia.com, 18 febrero de 2026

Esta acción formativa se enmarca en lo establecido en la Directriz de formación y capacitación de actuantes de los planes de emergencia nuclear

La Subdelegación del Gobierno en Guadalajara ha celebrado una jornada formativa dirigida a oficiales y mandos del Cuerpo Nacional de Policía en el marco del Plan de Emergencia Nuclear Exterior (Pengua) de la central de Trillo.



Esta acción formativa se enmarca en lo establecido en la Directriz de formación y capacitación de actuantes de los planes de emergencia nuclear, con el **objetivo de garantizar la máxima coordinación y eficacia organizativa entre todos los grupos operativos implicados, según ha informado la Subdelegación del Gobierno en nota de prensa.**

Así, el Pengua contempla la necesidad de formar y capacitar tanto a los actuantes de los planes municipales como a los integrantes de los distintos grupos operativos, entre los que la Policía Nacional desempeña un papel esencial en materia de seguridad, control del orden público y apoyo a las autoridades de Protección Civil.

Durante la inauguración de esta jornada, la subdelegada del Gobierno en Guadalajara, **Susana Cabellos**, ha subrayado que el objetivo es "formar y capacitar a los actuantes del grupo operativo", en cumplimiento del mandato del Ministerio del Interior, a través de la Dirección General de Protección Civil y Emergencias y del Consejo de Seguridad Nuclear.

La emergencia en Trillo

Cabellos ha destacado que "una gestión óptima de una emergencia implica una excelente planificación, formación constante, realización de simulacros y una adecuada comunicación con la población".

Asimismo, ha considerado que los tres ejes para una buena praxis que deben regir la actuación pública son conocer los protocolos de actuación en la emergencia y la normativa vigente, saber hacer para aplicar de forma óptima los recursos y procedimientos en la gestión de crisis, y saber estar para actuar actuando con responsabilidad y respeto a las normas y protocolos establecidos, en especial en escenarios de incertidumbre.

Además, la jornada ha permitido actualizar conocimientos en materia de riesgo nuclear, procedimientos operativos, funciones asignadas dentro del plan y constitución de los controles de acceso en la zona de Trillo en caso de activación de una situación 1 del Pengua.

También se ha profundizado en la capacitación de los actuantes para su posible intervención en el Centro de Coordinación Operativa (Cecop), así como en la constitución y gestión de los controles de acceso a la zona afectada para reforzar la coordinación con el Grupo de Seguridad Ciudadana.

Naturgy bate todos los récords: gana 2.023 millones en 2025

Elperiodicodelanergia.com, 18 febrero de 2026

Las ventas netas del grupo totalizaron 19.455 millones de euros en 2025, lo que representa un aumento del 1,0% respecto a 2024, debido, principalmente, a unos precios más altos del gas y la electricidad

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, informó la compañía.

El resultado bruto de explotación (Ebitda) de la primera gasista y tercera eléctrica de España ascendió a 5.334 millones de euros, prácticamente manteniéndose en los niveles récord de 5.365 millones de euros de 2024.

Las ventas netas del grupo totalizaron 19.455 millones de euros en 2025, lo que representa un aumento del 1,0% respecto a 2024, debido, principalmente, a unos precios más altos del gas y la electricidad, así como una mayor producción de los ciclos combinados en España, que contribuyeron a las actividades liberalizadas, junto con un aumento de la remuneración regulatoria en el negocio de distribución eléctrica en España y actualizaciones de tarifa en América Latina. No obstante, estos efectos positivos se vieron parcialmente compensados por el impacto negativo del tipo de cambio durante el año.

La energética presidida por **Francisco Reynés** destacó que en 2025 alcanzó sus previsiones "a pesar del desafiante entorno experimentado durante el año, con los resultados reforzando la consistente trayectoria de cumplimiento".

A este respecto, señaló que a lo largo del pasado ejercicio los precios del gas y la electricidad se mantuvieron en promedio por encima de 2024, impulsados por las tensiones geopolíticas persistentes y la incertidumbre macroeconómica. Estos factores contribuyeron a un desacoplamiento entre los índices de precios del gas y del petróleo, con precios del petróleo en 2025 en promedio por debajo de 2024.

Foco en redes

Por otra parte, Naturgy invirtió 2.142 millones de euros en 2025, principalmente en redes de distribución y proyectos renovables selectivos.



En línea con su plan estratégico, las redes representaron el 47% de la inversión total, frente al 40% en 2024, mientras que las renovables representaron el 36%, frente al 44% de 2024.

Mientras, la capacidad instalada renovable del grupo alcanzó los 8,1 gigavatios (GW), con más de 1,2 GW de capacidad adicional actualmente en construcción. A este respecto, la compañía indicó que la disciplina de capital y la rentabilidad siguen siendo "una piedra angular en el entorno actual, manteniendo un enfoque selectivo en el crecimiento de renovables".

En lo que respecta a la deuda neta de la empresa, a cierre de 2025 ascendió a 12.317 millones de euros, frente a los 12.201 millones de euros un año antes. El ratio de deuda neta/Ebitda se mantuvo en 2,3 veces, incluso después del impacto de la recompra de acciones por 2.332 millones de euros que completó el grupo en junio de 2025.

A este respecto, como parte del compromiso de Naturgy bajo su plan estratégico 2025-2027, se colocaron en el mercado 495 millones de euros y 879 millones de euros de las acciones recompradas en agosto y octubre respectivamente para mejorar el 'free float' de la compañía y la liquidez de sus acciones.

Acelera el dividendo



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 final para el pasado ejercicio de 0,57 euros/acción, sujeto a aprobación por la Junta General de accionistas, que se celebrará el próximo 24 de marzo, a pagar el próximo mes de marzo.

Con su nueva 'hoja de ruta' lanzada hace un año, Naturgy revisó su política de dividendos, estableciendo una trayectoria anual de dividendo por acción, aumentando de un mínimo de 1,7 euros en 2025 a 1,8

euros en 2026 y 1,9 euros en 2027, sujeto a mantener una calificación crediticia de 'BBB'.

Precios de gas y suministros de GNL

Asimismo, Naturgy cerró en el ejercicio las condiciones comerciales y de precios hasta el final de 2027 en lo que se refiere al contrato de suministro por gasoducto desde Argelia, y firmó nuevos suministros de gas licuado con los Estados Unidos. También avanzó en la utilización del biometano en las redes de gas en España, que actualmente ya alcanza 170 gigavatios hora (GWh).

A este respecto, como parte del compromiso de Naturgy bajo su plan estratégico 2025-2027, se colocaron en el mercado 495 millones de euros y 879 millones de euros de las acciones recompradas en agosto y octubre respectivamente para mejorar el 'free float' de la compañía y la liquidez de sus acciones.

Reynés subrayó que estos resultados "constatan, una vez más, el compromiso y la capacidad de todo el equipo Naturgy para cumplir lo que promete, y también confirman que la compañía avanza con determinación en su hoja de ruta".

A este respecto, valoró que el proceso de transformación emprendido en 2018 "ha permitido construir una compañía más sólida, eficiente y mejor preparada para afrontar el futuro desde una posición de mayor fortaleza, apoyada en un balance solvente y con una estrategia clara".

Y es que entre 2018 -año de la llegada de Reynés a la compañía- y 2025, Naturgy ha generado caja por alrededor de 41.000 millones de euros, de los que ha destinado más de 16.000 a la inversión, casi 12.000 a retribuir a sus accionistas, más de 8.000 a contribuir a la sociedad con impuestos y tasas, y más de 4.000 a reducir su deuda.

El grupo energético señaló que en 2025 su contribución a la sociedad en impuestos y tasas rozó los 1.300 millones de euros y los dividendos a los accionistas fueron de alrededor de 1.700 millones de euros.

Objetivos para 2026

De cara a este 2026, Naturgy espera mantener el mismo nivel de resultados, "pese a las difíciles condiciones del entorno energético y gracias a su proactiva gestión de riesgos y coberturas".

Así, la energética prevé superar tanto un Ebitda de 5.300 millones de euros como un beneficio neto de 1.900 millones de euros, acometer inversiones orgánicas de alrededor de 2.100 millones de euros, y situar la deuda en alrededor de 13.500 millones de euros.

Asimismo, la compañía se compromete a distribuir un dividendo mínimo de 1,8 euros por acción, superior al de 2025. Todos estos objetivos se encuentran en línea con los del plan estratégico 2025-2027.

En cuanto a las prioridades estratégicas inmediatas, el grupo apuesta por capturar las oportunidades de los centros de datos; mantener la resiliencia de su negocio de redes de distribución, prestando atención continua a la gestión regulatoria proactiva; continuar la reducción del riesgo del escenario en la gestión de la energía y asegurar el suministro energético gracias a su flota de ciclos combinados.

También se marca como metas continuar el desarrollo de su generación renovable, manteniendo su disciplina financiera en el análisis de inversión; seguir la apuesta por el biometano como agente de descarbonización, y consolidar su novedoso modelo de gestión comercial, NewCo, centrado en mejorar el servicio al cliente.

Corredor defiende que la inversión de Red Eléctrica se ha multiplicado por cuatro desde 2019

Elperiodicodelaenergía.com, 18 febrero de 2026

"El 28 de abril no falló ninguna de las infraestructuras de la red de transporte", ha dicho Corredor



La presidenta de **Redeia**, matriz del operador del sistema eléctrico **Red Eléctrica**, **Beatriz Corredor** ha defendido las inversiones realizadas por Red Eléctrica en los últimos años al apuntar que desde 2019 hasta ahora ha multiplicado por cuatro la inversión en la red de transporte española.

Corredor ha señalado, en una intervención en un foro organizado por la fundación Diálogo, que las redes requieren planificaciones nacionales, que cada país tiene que hacer lo más adecuado conforme a su "mix" energético.

En este sentido, ha señalado que otros operadores anuncian inversiones mucho más millonarias, pero que estas son en todas las geografías en las que operan.

Asimismo, ha señalado que los estándares de **mantenimiento** de Red Eléctrica son "los más altos del mundo" y esto se demostró, ha apuntado, el 28 de abril (cuando se produjo el cero eléctrico).

"El 28 de abril no falló ninguna de las infraestructuras de la red de transporte", ha dicho Corredor, que ha señalado que desde el cerebro hasta la columna vertebral se dieron más de 7.000 órdenes por telemando y no falló ninguna.

Modelo de TSO

Corredor ha defendido el **modelo de TSO** que tiene España y otros países europeos, en los que el cerebro y la columna vertebral del sistema eléctrico operan en la misma compañía.

En este símil, que suele utilizar Corredor para explicar el funcionamiento del sistema eléctrico, el operador del sistema es el cerebro y el transportista, la columna vertebral.

La presidenta de Redeia, matriz de Red Eléctrica, ha señalado que este modelo garantiza una **planificación** razonada en la política energética, y que ni se "sobreinvierta", ni se "infrainvierta", con una planificación que es vinculante.

Corredor también se ha referido a las interconexiones de España con Francia, puesto que, aunque ha señalado que las redes nacionales están preparadas, la red internacional requiere de interconexiones mucho más "potentes".

En este sentido, ha considerado que la **interconexión** entre España y Francia es "dramática", antes de apuntar que se encuentra en el 3% cuando la recomendación es del 15% y a pesar de que está prevista una nueva interconexión por el golfo de Vizcaya, que "no será suficiente", ya que con ella se situará entorno al 5%.

"España y Portugal son más islas que Irlanda en temas de interconexiones", ha señalado.

Preguntada por las intervenciones los consejeros delegados de las eléctricas la semana pasada en el Senado, Corredor ha señalado que se hicieron una serie de afirmaciones basadas en conjeturas, algo que ya había apuntado la empresa en un comunicado enviado la víspera.

En este aspecto, Corredor se ha referido al modo reforzado con el que está en operación desde el inédito **apagón** del pasado 28 de abril y que se mantiene porque "todavía no se han implementado las medidas para que todas las empresas cumplan" con sus obligaciones técnicas.

Así, ha apuntado que Red Eléctrica "no tiene ningún interés en operar el sistema ni de una manera, ni de otra" y que "los que ganan dinero con la generación eléctrica son las empresas".

Corredor ha recordado que el **coste de la operación reforzada** del sistema es 516 millones de euros de mayo a diciembre, el equivalente al 2,18% de los costes totales del sistema eléctrico español, que durante el mismo periodo han superado los 23.600 millones.

Frente a las cifras que han dado algunas empresas, en concreto, el CEO de Endesa, **José Bogas**, cifró el sobrecoste en 1.100 millones de euros.

Corredor ha señalado que el **sistema eléctrico** español internacionalmente se considera como un ejemplo y que "lo que se hizo en la reposición el 28 de abril no se había hecho nunca jamás".

Naturgy prepara un 2026 calco de este 2025 récord

Elperiodicodelaenergía.com, 19 febrero de 2026

Para el 2026, la compañía ha fijado un dividendo mínimo de €1,8 por acción, que supone pagar el 92% del beneficio previsto para el 2026



El valor comenzó la sesión con caídas moderadas después de haber presentado resultados del 2025 en línea con las expectativas de mercado y por encima de los objetivos de la propia compañía.

Para el 2026, Naturgy apuesta por recurrencia en los objetivos operativos de años anteriores, con el objetivo de demostrar que su cuenta de resultados no se va a ver afectada por la caída del precio del gas en Europa y por la depreciación del dólar frente al euro. El objetivo de Ebitda es muy parecido al del 2025, por encima de los €5,3 mil millones, y está por encima de las estimaciones de los analistas. El objetivo de beneficio neto está en línea con las

estimaciones, por encima de los €1,9 mil millones, lo que supone un pequeño retroceso respecto al del 2025.

Hubo preguntas respecto al objetivo de deuda neta, ya que se incrementó hasta los €13,5 mil millones, cuando la gasista cerró el 2025 con una deuda muy por debajo de su anterior objetivo de €13 mil millones. La justificación por parte del equipo directivo fue nuevas obligaciones contractuales y el pago de topes en precios de la electricidad en el 2022 que se tiene que hacer efectivos este año.

Coberturas de contratos

Sin embargo, los inversores siguen pensando que podría haber nuevas iniciativas similares a la auto-opa del 2025, para permitir la reducción de participaciones de grandes accionistas de Naturgy.

Los objetivos del 2026 se justificaron mediante una política de coberturas muy avanzadas para el 2026, tanto en gas como en electricidad, que les permite dar visibilidad sobre actividades como comercialización de electricidad y gas, a pesar de la alta competitividad en estos mercados.

Del lado de los negocios regulados de redes, la mayor visibilidad en la recién aprobada regulación de redes eléctricas y una hipótesis factible de que el actual modelo paramétrico de distribución de gas no se vea sustancialmente modificado, dan solidez a sus objetivos operativos en España.

Su política de dividendos mejora nuevamente con una posición financiera sólida

En el 2025, Naturgy se fijó un dividendo por acción mínimo de €1,7 por acción. La compañía ha confirmado un incremento en el dividendo del 2025 del 11% interanual hasta €1,77 por acción. Para el 2026, la compañía ha fijado un dividendo mínimo de €1,8 por acción, que supone pagar el 92% del beneficio previsto para el 2026.

Naturgy reiteró su objetivo de mantener un rating de deuda de triple B, que requiere como mínimo un ratio de fondos de operaciones (FFO) sobre deuda neta del 18%. Naturgy cerró el 2025 por encima del 20% en este ratio.

Desde un punto de vista de generación de caja libre no se proporcionó mucha información, salvo que el nivel de inversiones se mantiene respecto al nivel del 2025, en torno a €2,1 mil millones, mientras que no hay prevista ninguna operación corporativa actualmente. Además, la venta pendiente de sus activos renovables chilenos podría suponer una entrada nueva de efectivo. El problema para los inversores son los bajos niveles de inversión, que le permitirán alcanzar su objetivo del 2027 en beneficio neto y Ebitda, pero Naturgy seguirá sin comprometerse a una política de crecimiento para el accionista.

Naturgy ofrece sus ciclos combinados a las grandes tecnológicas para suministrar energía a sus centros de datos en España

Elperiodicodelaenergía.com, 19 febrero de 2026

El objetivo es ofrecer un suministro eléctrico continuo y predecible, condición indispensable para centros de datos que no pueden asumir interrupciones



Naturgy ha planteado a las grandes compañías tecnológicas la posibilidad de **suministrar energía eléctrica estable y continua desde sus centrales de ciclo combinado de gas para alimentar centros de datos en España**, en un contexto marcado por la creciente demanda energética de estas infraestructuras y por la necesidad de reforzar la seguridad del sistema eléctrico.

El presidente ejecutivo de la compañía, Francisco Reynés, durante la rueda de prensa de resultados de 2025, defendió que el desarrollo de nuevos centros de datos exige cumplir **dos condiciones** previas indispensables: disponer de **punto de acceso a la red** y contar con **generación eléctrica estable capaz de operar 24 horas al día, siete días a la semana**. “La oportunidad de los centros de datos está ahí”, señaló, aunque advirtió de la necesidad de evitar la especulación en torno a proyectos que, en ocasiones, se contabilizan varias veces sin garantías reales de ejecución.

Aprovechar emplazamientos

En este sentido, Naturgy considera que la generación flexible, especialmente la tecnología de ciclos combinados de gas jugará un papel determinante para sostener la expansión de estas infraestructuras digitales. La compañía posee aproximadamente un tercio de la flota de ciclos combinados en España, activos que, según Reynés, resultan **esenciales para aportar estabilidad al sistema eléctrico** en momentos de tensión y para garantizar un suministro firme a grandes consumidores industriales y tecnológicos.

La propuesta a las tecnológicas pasa por **aprovechar emplazamientos** donde la empresa ya dispone de acceso, suelo y capacidad de generación estable, complementando esa base con instalaciones renovables y sistemas de baterías como apoyo estratégico. El objetivo es ofrecer un suministro eléctrico continuo y predecible, condición indispensable para centros de datos que no pueden asumir interrupciones.

Reynés subrayó que el debate sobre la transición energética debe equilibrar descarbonización, seguridad de suministro y precios asequibles, el conocido “trilema energético”. A su juicio, la seguridad de suministro — revalorizada tras el apagón del 28 de abril— requiere mantener y reforzar la generación flexible. Recordó que, la tarde previa a ese incidente, Red Eléctrica programó diez de los 17 ciclos combinados de Naturgy, que operaron durante la noche y parte de la mañana siguiente, y defendió que las centrales del grupo **estuvieron disponibles conforme a los requerimientos del operador del sistema**.

Proyectos

Esta propuesta llega en un momento en el que España se ha situado como un foco estratégico para la expansión de la infraestructura digital en Europa, con múltiples actores privados ya activando grandes proyectos de **centros de datos** en el país. Según la consultora **Bain & Company**, se espera que el mercado español de centros de datos crezca a tasas de **alrededor del 30% anual hasta 2030**, impulsado por ventajas como su ubicación geográfica, la conectividad de fibra óptica y el acceso a energía renovable competitiva.

En los últimos años, varias empresas y consorcios han anunciado inversiones importantes. El **Iberdrola Group** se ha asociado con el operador europeo **Echelon Data Centres** para crear una joint venture que desarrollará grandes centros de datos en España con una inversión superior a 2.000 millones de euros, empezando por un complejo de 144 MW en Madrid con conexión eléctrica garantizada. Además, **Nostrum Group** ha encargado a **AECOM** la construcción de un ambicioso campus de datos en Badajoz que podría alcanzar hasta 500 MW de capacidad para dar soporte a la creciente demanda de computación en inteligencia artificial y servicios en la nube. También grupos como **Quetta Data Centers**, vinculados al fondo **Azora**, han iniciado la construcción de varios centros edge en Madrid y Barcelona con capacidad prevista de decenas de megavatios, destinados a aplicaciones de baja latencia y servicios distribuidos.

Sin embargo, no todos los proyectos avanzan con la misma rapidez: firmas como **Merlin Properties** han tenido que replantear sus planes en algunas regiones (como Andalucía) debido a la falta de garantías de suministro eléctrico, un recordatorio de que la expansión de esta industria depende tanto de la disponibilidad de energía estable como de la infraestructura y la regulación adecuadas.

En este contexto, la oferta de Naturgy de suministrar energía estable desde sus plantas de ciclo combinado adquiere relevancia práctica para facilitar la viabilidad de estos proyectos tecnológicamente intensivos en electricidad. La combinación de generación flexible, acceso a red, terrenos preparados y complementos renovables coloca a la compañía en una posición estratégica para acompañar el crecimiento de los centros de datos en España.

Naturgy renueva a Reynés como presidente hasta 2030 y acaba con los rumores sobre su posible salida

Eldebate.com, 18 febrero de 2026

En el mercado se hablaba del posible nombramiento de José María Álvarez-Pallete para compensarle por su despido en Telefónica, y que Reynés se centrara en su vicepresidencia de CriteríaCaixa

- Naturgy dispara sus ganancias en 2025 a la cifra récord de 2.023 millones, un 6,4 % más

Naturgy ha presentado unos **resultados espectaculares**, y la consecuencia ha sido la renovación hasta 2030 de quien ha sido el artífice de esta buena gestión: el presidente de la compañía, Francisco Reynés. La compañía ha alcanzado un beneficio neto de 2.023 millones de euros en 2025, un 6,4 % más que en 2024; la deuda se mantiene estable (12.300 millones a cierre de 2025) y la liquidez se aproxima a los 10.000 millones de euros.



Desde hace un tiempo circulaba en el mercado el rumor de que Reynés podía dejar la presidencia de Naturgy para centrarse en la vicepresidencia ejecutiva de **CriteriaCaixa**, el holding de empresas de la Fundación La Caixa, para la que fue nombrado en mayo de 2025.

El rumor incluía que al frente de Naturgy podía sucederle **José María Álvarez-Pallete**, a quien sus más cercanos consideraban que el presidente de La Caixa «le debía una» tras ser despedido como presidente de Telefónica. Además, sostenían que era demasiada carga compatibilizar la presidencia de Naturgy con la vicepresidencia ejecutiva de CriteriaCaixa.

Estos rumores han quedado enterrados tras la prolongación del mandato de Reynés hasta 2030. Además de esta decisión, tras los recientes cambios accionariales, el Consejo de Administración ha acordado nombrar consejero a **Lars Bespolka** a propuesta del fondo australiano IFM, que aumenta sus consejeros dominicales de 2 a 3. Asimismo, ha recibido la indicación del accionista **Blackrock-GIP** de que uno de sus tres consejeros dominicales renunciará a su puesto en el Consejo, reduciéndolos a 2. Por otra parte, el Consejo ha decidido por unanimidad proponer a la Junta la renovación de los mandatos de los consejeros **Jaime Siles** y **Ramón Adell**.

El principal accionista de Naturgy es **CriteriaCaixa**, con el 26 %. Le siguen Global Infraco (IFM), con el 15,5 %; Rioja (CVC), 13,8 %; GIP (11,4 %); Corporación Financiera Alba (5 %); y Sonatrach (4,1 %). El accionariado está ahora estable y tranquilo.

Una transformación exitosa

Naturgy inició en 2018 una transformación que ha supuesto un notable incremento de su competitividad y ha devuelto un retorno muy atractivo a sus inversores. Entre 2018 y 2025, Naturgy ha generado caja por alrededor de 41.000 millones de euros, de los que ha destinado más de 16.000 a la inversión, casi 12.000 a retribuir a sus accionistas, más de 8.000 a contribuir a la sociedad con impuestos y tasas, y más de 4.000 a reducir su deuda. Estas cifras superan todas las metas fijadas en los dos planes estratégicos ya finalizados.

Como conclusión a lo acontecido en el período 2018-25, el retorno de los accionistas en los últimos ocho años ha superado el 10 % anual. La rentabilidad del capital invertido (ROIC) se ha más que duplicado, situándose en 2025 en el 11,3 %, y la rentabilidad de los recursos propios (ROE) aumentó desde el 9,2 % en el inicio de 2018 hasta el 21,5 % en 2025. Ambas magnitudes se sitúan por encima de los comparables europeos al cierre de dicho año.

Mirando al futuro, la compañía espera mantener el mismo nivel de resultados en el ejercicio 2026 pese a las difíciles condiciones del entorno energético y gracias a su proactiva gestión de riesgos y coberturas. Naturgy prevé superar tanto un Ebitda de 5.300 millones de euros como un beneficio neto de 1.900 millones de euros, acometer inversiones orgánicas de alrededor de 2.100 millones, y situar la deuda en alrededor de 13.500 millones. Asimismo, la compañía se compromete a distribuir un dividendo mínimo de 1,8 euros por acción, superior al de 2025. Todos estos objetivos se encuentran en línea con los del Plan Estratégico 2025-27

En cuanto a las **prioridades estratégicas inmediatas**, Naturgy las centra en capturar las oportunidades de los **centros de datos**; mantener la resiliencia de su negocio de redes de distribución, prestando atención continua a la gestión regulatoria proactiva; continuar la reducción del riesgo del escenario en la gestión de la energía; asegurar el suministro energético gracias a su flota de ciclos combinados; continuar el desarrollo de su generación renovable, manteniendo su disciplina financiera en el análisis de inversión; seguir la apuesta por el biometano como agente de descarbonización, y consolidar su novedoso modelo de gestión comercial centrado en mejorar el servicio al cliente.