

Resumen de **Prensa**

Sector **Energético**



Sindicato
Independiente
de la Energía

Nos importan
las PERSONAS

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

Prorrogar la vida de la nuclear hasta 2035 ahorraría 1.400 millones anuales a la industria española

Economiadigital.es, 15 enero de 2026

Cataluña, País Vasco, Andalucía y Comunidad Valenciana serían las más beneficiadas, según un estudio de Deloitte



La extensión de vida de las centrales nucleares españolas supondría un ahorro de 1.400 millones de euros anuales para la industria. Es una de las conclusiones del estudio realizado por Monitor Deloitte ‘La contribución de la energía nuclear a la competitividad industrial en España’. El análisis establece también una reducción del precio de la electricidad en 15 euros por megavatio hora (MWh) para 2035 en caso de mantener operativas las instalaciones nucleares.

El estudio, presentado este jueves en la sede de la CEOE, destaca que **en un contexto en el que la seguridad de suministro es mucho más importante ahora de lo que era en 2019**, el despliegue de renovables y almacenamiento (baterías y bombeo) avanza a un ritmo inferior al previsto entonces.

Es por ello que la extensión de la vida útil de las centrales nucleares españolas se presenta como «un elemento clave para la seguridad del suministro y el crecimiento económico».

“La competitividad de la industria y nuestra autonomía energética pasan por extender el funcionamiento de nuestro parque nuclear. Un sistema energético predecible y fiable es **clave para poder ofrecer precios estables y asequibles de la energía**, lo cual es una de las grandes demandas de la industria», ha destacado Laureano Álvarez, socio de Energía de Monitor Deloitte.

En esta línea, el responsable energético de la consultora ha puesto el foco en que algunas previsiones «no se han cumplido», por lo que hay que aprovechar **«las tecnologías y recursos con las que ya contamos y que darían fiabilidad al sistema»**.

Desde Deloitte aseguran que la energía nuclear es un «elemento crítico» para la industria española, que emplea a 2,2 millones de personas a nivel nacional.

Según el documento, **el coste energético para la industria española asciende a 15.500 millones de euros**, una cifra elevada a lo que se ha de sumar la alta volatilidad de los precios debido a la fluctuación de las materias primas.

Tomando como base 2019, año en que las propietarias de las centrales (**Iberdrola**, Endesa, Naturgy y EDP) pactaron con el Gobierno el cierre escalonado hasta 2035, los costes se multiplicaron por 2,2 en 2022 y por 1,4 en 2023, según apunta el informe.

Con la nuclear se reducirá el precio de la electricidad 15 euros/MWh

Así, **los costes energéticos suponen, de media, el 25% del beneficio operativo de las empresas industriales**, cifra que supera ampliamente dicha media en sectores electro-intensivos como la metalurgia, la química, la cerámica o el papel.

Es por ello que, según los cálculos realizados por los autores del estudio, la reducción del precio eléctrico en **caso de mantener operativas todas las centrales nucleares se reduciría en unos 15 euros/MWh respecto al escenario de cierre**.

Esta caída del precio se traduciría en un **«ahorro para la industria» de aproximadamente 1.400 millones de euros anuales** para el sector. De hecho, el informe explica que en algunos subsectores como la metalurgia, la química o el papel, el ahorro podría representar entre un 6% y un 24% de su beneficio neto.

En cualquier caso, este ahorro «podría gastarse en inversiones de equipos, generación de empleo, pago de impuestos o dividendos», ha apuntado Álvarez.

Las comunidades más beneficiadas por este escenario serían **Cataluña (280 millones), País Vasco (170 millones), Andalucía (165 millones) y Comunidad Valenciana (150 millones)**, que representan el 53% del empleo industrial en España.

A nivel geográfico, el consumo industrial se concentra en estas cuatro comunidades, que **representan el 60% del total debido a clústeres electrointensivos muy localizados**.

Pero hay otras comunidades con consumos inferiores a la media como Extremadura o Cantabria, que están **incrementando de manera significativa su demanda eléctrica debido a planes de desarrollo industrial** y la electrificación de procesos.

Aumento del consumo de gas, más caro que la nuclear

El estudio destaca así que el perfil de consumo de la industria es continuo y plano (24/7), con **necesidades que superan las 6.000 horas anuales en muchos casos**.

Es por ello que, frente a la intermitencia que pueden dar otras tecnologías, la nuclear ofrece un «respaldo firme» que requieren los procesos industriales. En 2024, aportó el 20% de la electricidad en España, operando un total de 7.700 horas equivalentes.

Otro de los puntos que analiza el informe es el coste económico para España que supondría indirectamente **cerrar las instalaciones nucleares por un aumento del consumo de gas**.

El análisis de Deloitte señala que la generación nuclear actúa como un «seguro» ante la volatilidad de los precios del gas y los derechos de emisión y recuerda que, durante la crisis energética de 2022, la operación del parque nuclear **evitó costes adicionales al sistema por valor de 5.000 millones de euros (0,4% del PIB)**.

Desde el punto de vista medioambiental, Deloitte subraya que el mantenimiento de la potencia nuclear es clave para los objetivos climáticos. **La extensión de la vida útil de las centrales evitaría así la emisión de 14 millones de toneladas de CO2 anuales en 2035**.

«Asimismo, esta energía libre de emisiones es fundamental para la producción de nuevos vectores energéticos, como el hidrógeno verde y los combustibles renovables», concluye.

Iberdrola, única energética mundial en obtener el sello Top Employer Enterprise por segundo año consecutivo

Elperiodicodelaenergía.com, 15 enero de 2026

La compañía mejora en más de cuatro puntos porcentuales respecto al año anterior y supera los estándares de los sectores eléctrico y energético en su conjunto

Iberdrola ha obtenido por segundo año consecutivo el sello Top Employer Enterprise, lo que la consolida como la única **compañía energética global con esta certificación**. La distinción, otorgada por Top Employers Institute, reconoce la excelencia del Grupo en la gestión de personas y su compromiso con el desarrollo del talento en los países donde opera a partir de un riguroso y exhaustivo proceso de evaluación.

En el caso de Iberdrola, se han superado con éxito diez auditorías independientes en **España, Reino Unido, los Estados Unidos, Brasil, México, Alemania, Francia, Italia, Australia y Grecia**, demostrando en cada uno de estos mercados la solidez y la adaptación de las políticas de recursos humanos del Grupo a las necesidades y estrategias locales.



Iberdrola es la única energética europea en obtener el Sello Enterprise por segunda vez, reservado exclusivamente a organizaciones certificadas en al menos diez países de distintos continentes. Además, Iberdrola obtiene también el Sello Azul Regional para Europa al tener seis compañías certificadas en la región y el Sello Rojo Nacional en cada uno de los diez países mencionados.

La calificación de Iberdrola

Iberdrola ha mejorado sus calificaciones en más de cuatro puntos porcentuales respecto al año anterior a nivel global, con lo que supera los estándares del sector energético y de utilities y se sitúa como referente internacional.

En esta última edición, cerca de 2.500 organizaciones de todo el mundo han sido certificadas como Top Employer en alguna de las tres categorías. De ellas, 68 son del sector energético, pero ninguna ha logrado el sello Top Employer Enterprise.

Para ello, Top Employers Institute ha evaluado las respuestas que las candidatas han ofrecido a más de 240 preguntas relacionadas con aspectos clave como estrategia de personas, atracción de talento, formación, desarrollo y crecimiento profesional, liderazgo y bienestar. Además, solo toma en consideración para sus análisis aquellas prácticas implantadas en al menos el 80 % de la plantilla.

Con más de 30 años de trayectoria, el Top Employers Institute es la autoridad mundial en certificación, evaluación comparativa y asesoramiento en materia de recursos humanos.

La consejera de Red Eléctrica, Natalia Fabra, calcula que reabrir Almaraz provocaría una subida de la luz de hasta el 46,8% si se frena la inversión verde

elEconomista.es, 16 enero de 2026

- *Según un estudio de la economista y asesora del Gobierno mantener la central deprime la rentabilidad de las nuevas renovables y frena su despliegue*
- *La permanencia de Almaraz deteriora los ingresos de los proyectos renovables y aumenta el vertido de energía*
- *Asegura que se incrementarían las emisiones de CO2 entre un 5 y un 8%*

La consejera de Red Eléctrica y [asesora del Gobierno, Natalia Fabra](#), ha llevado a cabo un estudio sobre el impacto del [cierre de la central nuclear de Almaraz](#). Para esta economista, "extender nucleares puede ser alivio a corto plazo, pero también puede desplazar la inversión en renovables y almacenamiento de la que depende la transición, [generando mayores precios y emisiones a medio-largo plazo](#)".

El documento, publicado el pasado 14 de enero por Energyconlab, analiza mediante simulaciones detalladas del mercado eléctrico ibérico, los [efectos económicos y ambientales de retrasar el cierre de la central nuclear de Almaraz](#) más allá de 2027, en un contexto marcado por la transición energética española y los objetivos del PNIEC. El trabajo parte del [debate reabierto a finales de 2025](#) sobre la conveniencia de [extender la vida útil de las nucleares](#) y se centra en tres variables clave: precios mayoristas de la electricidad, rentabilidad de las inversiones en renovables y almacenamiento, y emisiones de CO2 del sector eléctrico.



El principal mensaje es que los efectos de prolongar la operación nuclear no pueden evaluarse con un enfoque estático. Si se asume que las inversiones en renovables y almacenamiento previstas para 2030 se mantienen intactas, la extensión de Almaraz reduce los precios eléctricos y las emisiones al desplazar generación con gas. En este escenario, los precios mayoristas caerían de forma apreciable entre 2028 y

2030 y las emisiones del sector eléctrico disminuirían de manera significativa. Sin embargo, **este resultado cambia cuando se introducen los efectos dinámicos sobre la inversión.**

La permanencia de Almaraz en el sistema deprime los precios capturados por la solar (entre el 12 y el 18%) y la eólica y aumenta de forma notable el vertido de renovables en horas de exceso de generación (entre el 30 y el 60%). Esta combinación deteriora la rentabilidad de nuevos proyectos, especialmente solares, y puede frenar el despliegue de renovables y almacenamiento. Si la respuesta inversora es lo suficientemente intensa, el efecto inicial de precios bajos se revierte: **el sistema acaba registrando precios más altos y mayores emisiones**, tanto durante el periodo de extensión como, de forma más acusada, tras el cierre definitivo de la central, al quedar un parque de generación limpia más reducido.

El estudio muestra además que estos resultados son robustos frente a distintos supuestos de demanda eléctrica, precios del gas y del CO₂, y que el riesgo aumenta en escenarios de menor crecimiento de la demanda, donde la presión sobre la rentabilidad de las renovables es aún mayor. La autora subraya también un elemento institucional relevante: **modificar el calendario de cierre puede erosionar la credibilidad regulatoria**, elevar las primas de riesgo exigidas por los inversores y encarecer el capital para proyectos limpios, reforzando el freno a la inversión.

Según los [cálculos de Natalia Fabra](#), en el escenario central más adverso, en el que solo se materializa el 75% de las inversiones previstas para 2030, los resultados son los siguientes: **los precios mayoristas de la electricidad suben entre un 4,5% y un 7,2% anual** en el periodo 2028-2030, y el incremento se acentúa hasta alrededor del 11% en 2031, una vez cerrada Almaraz, por el déficit acumulado de capacidad limpia.

En el escenario 'Feasible', más conservador en inversiones y demanda, **el impacto es algo menor pero igualmente significativo**: los precios aumentan entre un 1,6% y un 2,4% en 2028-2030, y repuntan cerca de un 9-10% en 2031.

Si el recorte inversor es más severo y solo se alcanza el 50% de los objetivos, **el efecto se dispara**. En ese caso, los precios suben entre un 15% y un 20% antes de 2031 y llegan a incrementarse hasta en un 20-24% tras el cierre, según el escenario considerado y hasta el 46,8% más allá de 2031. Además, la economista considera que las emisiones también se incrementarían entre un 5 y un 8%.

En conclusión, el trabajo advierte de que extender la vida de las nucleares puede ofrecer un alivio temporal en precios y emisiones, pero **entraña el riesgo de comprometer el ritmo de despliegue renovable** y de almacenamiento del que depende la transición energética. Por ello, defiende que las decisiones sobre el calendario nuclear deben evaluarse con una visión dinámica y sistémica, y no únicamente a partir de sus efectos inmediatos sobre el mercado eléctrico.

La economista indica que este estudio ha sido financiado a través del proyecto del Consejo de Investigación Europeo ERC-Advanced ENERGY-IN-TRANSITION.

El Consejo de Estado da el pistoletazo de salida a una batalla judicial de 900 millones por las redes eléctricas

[Elmundo.es](#), 16 enero de 2026

[El órgano consultivo publica su dictamen sobre la nueva retribución de la CNMC para la distribución eléctrica hasta 2031. Cuestiona la validez legal de algunos cambios introducidos por el supervisor](#)

El Consejo de Estado ha difundido este viernes el **informe clave** sobre las circulares de retribución de la CNMC que marcarán el futuro de las redes eléctricas en España hasta 2031. El órgano consultivo que preside Carmen Calvo ha dado munición al sector para llevar al supervisor a los tribunales. Cuestiona la validez legal de la nueva metodología que ha aprobado la



Comisión y da alas a los abogados de las eléctricas para abrir **una batalla judicial de 900 millones de euros**. "Anticipa un conflicto regulatorio", sentencian fuentes empresariales.

En los últimos meses, el debate se había centrado en la tasa, la circular que fija la rentabilidad de las inversiones, es decir, el tipo de interés que reciben las eléctricas por sus actuaciones en la red. La CNMC la fijó en el 6,58%, lejos del 7% que pedían las empresas. Pero las críticas del Consejo de Estado van contra una segunda circular, la de metodología de retribución. Esta define **qué costes reconocerá el supervisor**, cómo se valoran, qué incentivos y penalizaciones tendrán las empresas. Si la metodología dice qué obras se pagan, la tasa de retribución dice **a qué interés** se remunera el dinero invertido en esas obras.

El informe del Consejo recoge cuatro observaciones, dos de las cuales son críticas con la propuesta del supervisor. Entre ellas, cuestiona el incentivo que introdujo la CNMC (y que **posteriormente relajó**) para vincular la retribución de las redes a la demanda que finalmente se conecte a ellas. Es decir, las eléctricas cobrarían más o menos en función de los consumidores que se acaben enchufando al sistema. Este concepto volvía un nuevo riesgo sobre el sector que, a ojos del órgano consultivo, es ilegal y no tiene "sustento normativo". Recuerda, además, que las distribuidoras deben atender todas las solicitudes de conexión en igualdad de condiciones, es decir, no tienen margen para discriminar a los consumidores en función de su perfil de riesgo, de si sus proyectos parecen más o menos seguros.

El Consejo ha rechazado también los límites adicionales a las inversiones retribuibles que intrujo el texto de la CNMC. Esos topes, en su opinión, "exceden de las competencias atribuidas a la CNMC" e "invaden las atribuciones de planificación del Gobierno".

El dictamen lleva semanas en manos de la CNMC y del Gobierno, que lo han guardado con celo. Ni siquiera las grandes eléctricas habían tenido acceso hasta hoy a su contenido íntegro. Justo antes de Navidad, el supervisor tuvo que **modificar in extremis** sus circulares para tratar de incorporar los matices del Consejo. De otro modo, no hubiera llegado a tiempo para aprobarlas antes de 2026, cuando debía entrar en vigor el nuevo marco retributivo que se extenderá hasta 2031. Si bien, fuentes de la Comisión se mostraron confiadas en la cobertura jurídica de las circulares resultantes, las eléctricas no opinan lo mismo.

"Las dos observaciones esenciales del Consejo de Estado podrían comprometer la validez jurídica de la circular y **abren la puerta a recursos de nulidad** por parte de las empresas distribuidoras. A pesar de ellas, la CNMC siguió adelante y publicó su metodología sin apenas cambios, desoyendo básicamente a este", enfatizan fuentes sectoriales. Las empresas tienen de plazo **hasta finales de febrero** para recurrir las circulares.

El coste de las redes eléctricas se carga en la factura de la luz de todos los consumidores, a través de la partida de peajes. Una de las prioridades del supervisor ha sido **limitar el coste para los hogares y empresas** de esta infraestructura. Según los datos que maneja la CNMC, elevar la tasa al 7% que exigía el sector hubiera tenido un coste extra de 900 millones de euros para el conjunto de los consumidores.

Contra este argumento, las eléctricas defienden que ampliar las redes es esencial para salvaguardar cientos de proyectos que quieren asentarse en España y no pueden por la falta de capacidad de conexión. A día de hoy, el 88% de los nudos de la red de distribución (media y baja tensión) están ya saturados.

Entre las inversiones en *standby* por este cuello de botella hay nuevas industrias, centros de datos, viviendas o puntos de recarga para el vehículo eléctrico. Frente a esta situación, el *lobby* eléctrico argumenta que, si se incrementa el volumen de consumidores, el coste para el conjunto del sistema bajaría, así como los vecinos de una comunidad pagan menos por una derrama si aumenta el número de inquilinos.

El pulso por la retribución de las redes ha desatado una agresiva pelea entre las eléctricas, el supervisor y el Gobierno. Además, ha abierto un cisma interno en el organismo que preside **Cani Fernández**. El Consejo de la CNMC las aprobó sin unanimidad, con tres votos particulares, concretamente, los de los consejeros **María Jesús Martín, Josep María Salas y Carlos Aguilar**.

Martín denunció que el nuevo marco contemplaba recortes de costes "arbitrarios, confiscatorios y discriminatorios", además, señaló que "desincentiva la eficiencia". En la misma línea, Salas afeó que podía afectar negativamente a las empresas más eficientes, en contra de los objetivos de la CNMC. Este consejero argumentó que el coste para el conjunto del país de infra-invertir en redes es mucho mayor que el de

sobredimensionar esta infraestructura. Lo primero, aseguró, se puede revertir con recortes en el siguiente periodo regulatorio; pero "**un escenario de pocas inversiones y mal orientadas tiene un alto coste de oportunidad para la economía** y el medio ambiente al perder oportunidades industriales y de electrificación".

Las eléctricas presionan para auditar el sobrecoste del escudo antiapagón: su estimación duplica el cálculo de Red Eléctrica

Elmundo.es, 16 enero de 2026

El baile de cifras entre el operador del sistema y el sector aprieta a la CNMC, responsable de velar por el interés de los consumidores



Más de ocho meses después del apagón, el sistema eléctrico español sigue funcionando bajo la llamada "[operación reforzada](#)". El mecanismo que **Red Eléctrica**, el operador del sistema, introdujo como respuesta temporal para prevenir otro incidente, perdura en 2026 y, por ahora, no está previsto que esto cambie. Ese modo seguro conlleva un sobrecoste para los consumidores. ¿De cuánto? Esa es la cuestión. La estimación de las eléctricas dobla la que en su momento trasladó el operador. El baile de cifras eleva la presión sobre la CNMC, responsable de velar por el interés del consumidor eléctrico.

Red Eléctrica estima que, de mayo a noviembre, la operación reforzada supuso un coste extra de **486 millones de euros**. En el mes de noviembre, el coste para un consumidor adscrito al mercado regulado o PVPC, fue de 4 céntimos al día, de acuerdo con el operador.

Eléctricas e industria lo cifran en más del doble. Solo entre mayo y octubre, calculan que la variación de la partida de servicios de ajuste -actuaciones que lleva a cabo Red Eléctrica para garantizar el equilibrio total entre oferta y demanda- se situó en torno a los 950 millones de euros frente a los valores de 2024. Por su parte, consultoras especializadas prevén que extender este escudo durante un año entero supondría **un sobrecoste de entre 1.500 y 2.000 millones**.

Desde el frente empresarial han empezado a reclamar la intervención de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia para aclarar esta guerra de cifras. El debate es doble. Por un lado, las eléctricas cuestionan el respaldo jurídico de ese modo reforzado, pues denuncian que no es una herramienta recogida en la regulación. Por otro, la industria y también el sector eléctrico están presionando para trasladar el 'efecto apagón' a los peajes eléctricos, una de las partidas reguladas del recibo.

El coste de la operación reforzada, que desde octubre la CNMC ha prorrogado por períodos de 15 días, se dispara en los meses de mayores desequilibrios (otoño y primavera), cuando la baja demanda y la alta entrada de renovables elevan la inestabilidad. Desde el 28 de abril, ese cóctel ha empujado a Red Eléctrica a aumentar la generación con gas y limitar las renovables, más baratas.

Golpe a la factura... en marzo

Lo cierto es que la CNMC ya está supervisando, semanalmente, la repercusión en la factura. Según una fuente próxima al organismo, **cada lunes reciben un reporte del operador** y "la comunicación es fluida". En los últimos meses, el impacto en la factura ha bajado por el efecto estacional. Pero, de cara a marzo, pronostica un "**potente incremento**".

"Empezó como algo excepcional, pero va a mantenerse indefinidamente, al menos, hasta que los nuevos mecanismos de control de tensión se implementen completamente", explica. La prioridad sigue siendo la misma: evitar otro apagón.

Desde abril, el extra del modo seguro se ha incorporado al coste de la energía. Trasladarlo a peajes supondría **redistribuirlo** entre los distintos perfiles de consumidores. Algunos pagarían más que hasta ahora y otros, como la gran industria, pagarían menos. "Son distintas formas de socializar un coste que, en cualquier caso, seguirá repercutiendo en el recibo".

"Lo que debería hacer la CNMC es seguir las indicaciones de política energética que estableció el Ministerio de Transición Ecológica en diciembre para las tarifas de 2026, y que no ha seguido. Considerar como parte de los costes de red y, por tanto, computarlo en el cálculo de los peajes, los costes de restricciones técnicas [un tipo de servicios de ajuste] que, precisamente, se derivan de **falta de capacidad en las redes** y que se han incrementado tras el *black out*", proponen desde el sector eléctrico.

Preguntadas sobre una eventual auditoría, fuentes oficiales del supervisor indican que "la CNMC no realiza comentarios **sobre trabajos en curso o potenciales ni sobre estimaciones de costes** no validadas, hasta que exista información consolidada".

"Es lógico que el consumidor quiera saber qué paga con sus recibos. Hay información suficiente para hacer una auditoría del modo reforzado y sería pertinente un ejercicio para ver cómo puede respaldarse desde la regulación", defiende una segunda fuente del entorno de la Comisión.

Europa se ahoga en su propio éxito: el boom de las renovables dispara las horas con precios de la luz a cero o negativos

elEconomista.es, 16 enero de 2026

- *El auge de la generación renovable provoca un excedente de oferta que hunde los precios por debajo de cero*
- *Bruselas lo ve como una señal: la generación limpia avanza más rápido que el almacenamiento y las redes*
- *El fenómeno desafía la rentabilidad de las renovables, pero abre oportunidades para la industria electrointensiva*

Europa encadena un nuevo récord de horas con precios eléctricos cero o negativos, una señal cada vez más visible de la transformación —y de las tensiones— del sistema eléctrico continental. Durante el segundo trimestre de 2025, los mercados mayoristas europeos registraron 4.407 horas con precios negativos, un 6% más que en el mismo periodo del año anterior, según el último informe trimestral del Market Observatory for Energy de la Comisión Europea.

El fenómeno se concentró especialmente en los meses de abril y mayo, que superaron con claridad los niveles de 2024, mientras que junio mostró una corrección significativa. Aun así, el balance trimestral confirma una tendencia estructural al alza, ligada al rápido crecimiento de la generación renovable y a las limitaciones de flexibilidad del sistema eléctrico europeo.



Las horas cero se producen cuando la **oferta de electricidad supera con creces a la demanda**, en particular en momentos de elevada producción solar y eólica combinada con una demanda moderada. En estos escenarios, determinadas centrales —especialmente nucleares, térmicas o instalaciones con altos costes de parada y arranque— prefieren seguir produciendo incluso pagando por vender su electricidad al mercado antes que desconectarse. El resultado son precios horarios negativos que, lejos de ser una anomalía puntual, empiezan a formar parte habitual del funcionamiento del mercado.

Los países del norte de Europa vuelven a situarse a la cabeza. Suecia lideró el ranking de horas con precios negativos en el segundo trimestre, apoyada en una elevada producción renovable y una fuerte capacidad hidráulica, mientras que otras zonas con alta penetración solar, como Alemania o los Países Bajos, también registraron numerosos episodios de precios por debajo de cero. En contraste, mercados con mayor dependencia térmica o menor integración renovable presentan una incidencia mucho más reducida.

Desde Bruselas, el diagnóstico es claro: el aumento de las horas cero no es un fallo del mercado, sino una señal de que **el sistema eléctrico avanza más rápido en generación limpia que en almacenamiento, redes e instrumentos de flexibilidad**. El propio informe subraya la necesidad de acelerar las inversiones en baterías, bombeo hidráulico, interconexiones transfronterizas y mecanismos de respuesta de la demanda que permitan absorber los excedentes de electricidad renovable.

El impacto económico es desigual. Para los consumidores finales, las horas cero no siempre se traducen en precios más bajos en la factura, ya que los costes de red, impuestos y contratos a plazo amortiguan estos movimientos. Para los productores renovables, en cambio, el incremento de precios negativos plantea desafíos crecientes sobre la rentabilidad, especialmente en ausencia de contratos a largo plazo o sistemas de cobertura. A su vez, para la industria electrointensiva, estos episodios abren oportunidades si existe capacidad real para desplazar consumos hacia las horas más baratas.

El auge de las horas cero se suma a otros indicadores que reflejan el cambio de paradigma del mercado eléctrico europeo: una cuota renovable estabilizada en torno al 52%, récords históricos de generación solar y un desplazamiento progresivo del carbón por el gas como tecnología de respaldo. Sin embargo, mientras la transición avanza por el lado de la oferta, **el sistema sigue mostrando rigideces en el lado de la demanda y en las infraestructuras**.

El mensaje que deja el segundo trimestre de 2025 es inequívoco. Europa ya no se enfrenta solo al **reto de producir electricidad limpia, sino al de gestionarla de forma eficiente** en tiempo real. Las horas cero, cada vez más frecuentes, se consolidan como el termómetro de un sistema en transición que necesita adaptar su arquitectura si quiere convertir la abundancia renovable en una ventaja económica y no en una fuente de distorsión creciente.

Trabajadores de Iberdrola piden subidas salariales ante el "inmovilismo" de la compañía

elEconomista.es, 17 enero de 2026

- *Los empleados denuncian que la compañía se niega a aceptar subidas garantizadas mínimas del IPC*
- *Amenazan con "escenarios de huelga" para los alrededores de 9.000 trabajadores*



Desde la central sindical se ha lamentado que **un año después del inicio de negociación del convenio**, la Dirección de la energética vasca se niegue a **aceptar subidas garantizadas mínimas del IPC**.

El pasado mes de junio Iberdrola vivió una jornada de huelga - convocada por ELA, UGT y CCOO- aunque la movilización de este sábado ha sido únicamente realizada por el sindicato nacionalista.

Encabezada por una pancarta que demandaba el IPC, la protesta ha recorrido el **centro de la capital vizcaína** para finalizar frente

a Torre Iberdrola.

El delegado sindical de ELA en la empresa, Gorka López del Corral, ha lamentado la falta de avances en la negociación pese a que en el anterior convenio los trabajadores perdieron **hasta "un 16% del poder adquisitivo"**.

"Pedimos subidas salariales mínimas del IPC, pero la empresa no quiere ni asegurar el poder adquisitivo de la plantilla", ha criticado.

Ha reconocido además que no entienden las razones por las que **CCOO y UGT no se han unido a la protesta** de este sábado.

Asimismo, ha advertido que si la negociación continúa estancada se plantearán mantener las protestas y estudiar "escenarios de huelga" para los alrededores de 9.000 trabajadores.

Extremadura reclama al Gobierno que deje de ocultar el informe sobre el impacto económico y laboral del cierre de Almaraz

elEconomista.es, 17 enero de 2026

- *La Junta cree que el Gobierno no presenta el informe por la magnitud del impacto negativo en la comarca y España*
- *El ejecutivo extremeño denuncia un cierre por motivos ideológicos que pone en vilo a miles de empleos directos*
- *Sánchez reafirma su plan de cierre mientras Transición Justa demora el análisis socioeconómico de sus efectos*

La Junta de Extremadura tiene absolutamente claro que **cerrar la central nuclear de Almaraz es un error gravísimo** con importantes consecuencias para la economía y el empleo. Cerrar esta instalación tendría un **impacto directo en la competitividad industrial y en miles de empleos en la comarca**.

Por tanto, indicaron desde fuentes del Gobierno regional, Extremadura no puede asumir un **cierre decidido por motivos ideológicos** que compromete su futuro energético e industrial.

Así, indicaron a este diario, "que el Gobierno de España no dé a conocer el impacto de su posible cierre o que no tenga presentado el plan de reconversión **pone de manifiesto la gran magnitud de ese impacto** y que **sus efectos serían muy perjudiciales** para la comarca, para Extremadura y, por supuesto, para toda España"

El departamento que dirige Sara Aagesen encargó el año pasado al Instituto de Transición Justa **que elaborase un análisis socioeconómico** para evaluar el golpe económico para Extremadura del cierre de Almaraz, con el fin de desplegar medidas y fondos destinados a mitigar los efectos de este proceso.

Esta medida, que se incluía de manera específica dentro del plan de acción urgente recogido en la Estrategia de Transición Justa, pretendía fijar el trabajo a realizar en las zonas con cierres de minerías, térmicas de carbón o centrales nucleares y **así se incorporó al Plan de trabajo** del Instituto de Transición Justa para 2025.

Transcurrido este año, este departamento no ha dado a conocer ningún estudio ni análisis al respecto para la zona de Extremadura y **ha eliminado cualquier referencia expresa** a la elaboración del mismo en su plan de trabajo para 2026.

Según el Ministerio de Transición Ecológica, el Instituto de Transición Justa sigue trabajando en esta medida e indica que **la propuesta está incluida en el plan de 2026 subsumida en un apartado** sobre "la elaboración de análisis socioeconómicos por sectores donde se identifiquen los desafíos y oportunidades derivados de la descarbonización de la economía española y el papel de la transición justa" frente a la referencia explícita del plan del año anterior.



Curiosamente, el Gobierno está cayendo en la misma situación que ha criticado en distintos documentos y es no preparar con antelación los planes de cierre y reconversión de la zona frente al cierre de la planta a no ser que esté pensando en lo contrario y esté estirando los plazos al máximo, pero el presidente del Gobierno, **Pedro Sánchez, reafirmó ayer su intención de seguir adelante con el cierre de las centrales nucleares**, "por delante de cualquier interés de las empresas".

Más allá de esto, la Junta de Extremadura recuerda que la prórroga está siendo analizada y le exigimos una vez más al Gobierno de España que ponga sentido común, que no cierre Almaraz porque está fuera de toda lógica. Respetamos los tiempos y procedimientos, pero **el Ejecutivo central debe conceder cuanto antes esta prórroga** y así no tener en vilo a tantas personas que se ven directa e indirectamente afectadas por el posible cierre.

En un momento de demanda eléctrica y de debate sobre soberanía energética, **España no puede renunciar a una energía segura y limpia**.

A falta del informe tanto la Asociación de Municipios con centrales nucleares como Metsys han elaborado informes que **cifran las pérdidas en miles de empleos** y de arraigo de población.

Falta de transparencia

Por otro lado, el presidente del Clúster de la Energía de Extremadura, Vicente Sánchez, **criticó ayer la falta de transparencia por parte del Gobierno de España** que sigue "empeñado en cerrar centrales nucleares cuando en Europa se ha dado marcha atrás, e incluso países como Alemania está reactivando los reactores y planteando nuevas centrales", pero es que además, destacó que la Central Nuclear de Almaraz "cumple con la seguridad contando con el máximo reconocimiento internacional".

El Clúster firmó el manifiesto en contra "por muchos motivos", destacó Vicente Sánchez, "porque somos extremeños, es una gran industria que Extremadura necesita y no se le ha sacado todo el provecho, genera empleo y es necesaria para la región", criticando además esta "condición unilateral del Gobierno sin contar con las regiones donde están ubicadas, porque **el cierre no es bueno ni para Extremadura ni para España**".

La energía "es fundamental y no es cuestión de gustos, porque las nucleares son necesarias en este país, **si cerrarán sufriríamos un apagón permanente**", porque hasta el momento son las que mantienen la red, y hasta que no consigamos ser independientes y se hagan grandes inversiones en infraestructuras eléctricas siguen siendo necesarias para mantener el sistema".

Afirmó que este sector es "estratégico para las industrias y para las familias" porque lo que se debe contar con un plan a largo plazo y que llegado el momento de cerrarlas se tenga "la seguridad de la independencia de la red", abogando además por **un plan alternativo para la reconversión de la mano de obra** en el Campo Arañuelo.

Las eléctricas se cargan de munición legal contra la CNMC tras el demoledor informe del Consejo de Estado

Larazon.es, 19 enero de 2026

- **Consideran que el organismo que preside Carmen Calvo avala futuros pleitos para recuperar 900 millones que Competencia no contempla para las redes eléctricas**

La más que probable **batalla judicial** por la retribución a las redes eléctricas para el próximo periodo 2026-2031 ha entrado en una nueva dimensión tras el aval del Consejo de Estado a las tesis que defienden las eléctricas, que **consideran insuficiente el 6,58%** que ofrece la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) y piden al menos un 7%, una diferencia de 150 millones cada año: 900 millones para el conjunto del periodo retributivo.

El dictamen del organismo que preside la exministra socialista **Carmen Calvo** remarca las graves carencias en la metodología propuesta para la retribución de la distribución eléctrica y señala excesos regulatorios de



la CNMC, que considera suficientes los 2.000 millones de euros más que recibirán las compañías por el incremento de la tasa de retribución financiera (TRF).

La entidad que dirige Cani Fernández estima que un aumento en 10 puntos básicos, pasando del 6,58% finalmente aprobado al 6,68%, y dependiendo del escenario finalmente que hubiera de demanda, supondría una retribución a las empresas de entre 210 y 240 millones más en los seis años. Por tanto, elevar la tasa hasta el 7% que reclaman las eléctricas implica unos 900 millones de euros más "que tendrían que pagar los consumidores", según la CNMC.

Sin embargo, el Consejo de Estado asegura que la metodología que utiliza la CNMC no acredita que las distribuidoras puedan **cubrir costes** y obtener una rentabilidad adecuada, el propósito final de la TRF.

El informe, lejos de avalar sin matices el planteamiento del regulador, identifica **deficiencias relevantes** de justificación económica, **ausencia de base legal** en algunos incentivos clave e **invasión de competencias** reservadas al Gobierno.

El pronunciamiento llega en un momento especialmente sensible para el sistema eléctrico, marcado por la **electrificación** de la economía, el **aumento de costes operativos** y la necesidad de fuertes inversiones en redes. Precisamente por ello, el Consejo de Estado subraya que cualquier metodología retributiva debe ajustarse estrictamente al marco legal vigente y garantizar una rentabilidad adecuada a una actividad considerada de bajo riesgo.

De esta forma, las eléctricas cuentan con una base sólida para posibles demandas que ya han adelantado. Y es que el documento es una **llamada de atención a la CNMC** para que ajuste su metodología al marco legal, refuerce su justificación económica y respete el reparto de competencias. De lo contrario, la retribución de la distribución eléctrica podría asentarse sobre **bases jurídicas frágiles**, con consecuencias relevantes para la inversión, la seguridad jurídica y la transición energética.

Uno de los reproches centrales del dictamen se dirige a la **memoria justificativa de la CNMC**, que, según el Consejo de Estado, no acredita de forma suficiente que la metodología propuesta permita a las distribuidoras cubrir costes y obtener una rentabilidad adecuada, tal y como exige el artículo 14.3 de la Ley del Sector Eléctrico.

El órgano consultivo reconoce que no le corresponde valorar si los límites concretos impuestos a los costes operativos (OPEX) o a la inversión (CAPEX) son excesivos. Sin embargo, sí considera imprescindible que la CNMC **refuerce su justificación con datos objetivos**, especialmente en relación con la aplicación conjunta de varios mecanismos de ajuste: el factor de ajuste, el incentivo de reparto de márgenes y el límite a la retribución por TOTEX.

Además, el Consejo de Estado cuestiona que la CNMC dé por hecho que los datos de costes y retribuciones del periodo 2020-2022 se mantendrán estables en el nuevo marco regulatorio. Esto resulta especialmente problemático cuando numerosos actores del sector han advertido de un **incremento significativo de costes futuros**, al tiempo que la propia metodología incentiva actuaciones innovadoras y más intensivas en OPEX.

En este contexto, el dictamen insiste en que la memoria debe explicar cómo, pese a la combinación simultánea de límites a la inversión y capturas de eficiencia en operación, las empresas podrán seguir siendo viables y rentables.

Más demanda

El segundo gran bloque de críticas afecta al llamado **mecanismo de sostenibilidad**, mediante el cual la CNMC vincula parte de la retribución de las distribuidoras a la incorporación de nueva demanda y potencia a la red.

Según el Consejo de Estado, aunque la CNMC puede diseñar incentivos para fomentar la eficiencia en la gestión de la red o mejorar la disponibilidad de las instalaciones, **no puede crear incentivos que carezcan**

de un sustento legal expreso. Y ese es, precisamente, el problema de condicionar la retribución a la generación de nueva demanda.

El dictamen es claro: **los distribuidores no tienen la obligación legal de generar demanda**. Al contrario, al tratarse de un monopolio natural, la Ley del Sector Eléctrico limita su actuación cuando un aumento de demanda puede implicar costes ineficientes para el sistema. Además, están obligados a atender todas las solicitudes de conexión en condiciones de igualdad, sin discriminar por su potencial rentabilidad.

Vincular la retribución a la creación de demanda supone, en la práctica, **trasladar al distribuidor un "riesgo de demanda" que la ley no le atribuye**, con posibles penalizaciones económicas si no se alcanzan determinados objetivos. Por ello, el Consejo de Estado concluye que esta parte del incentivo debe eliminarse, ya que la CNMC carece de competencia para imponerlo.

Invasión de competencias

El tercer reproche del dictamen apunta a una cuestión institucional de gran calado: la **invasión de las competencias del Gobierno** para fijar el volumen máximo de inversiones con derecho a retribución a cargo del sistema.

La Ley del Sector Eléctrico atribuye expresamente al Gobierno esta función, actualmente regulada en el Real Decreto 1048/2013, que fija el límite anual de inversión en función del PIB nominal. Sin embargo, la metodología de la CNMC introduce **limitaciones adicionales**, especialmente en el tratamiento de inversiones extraordinarias no vinculadas al incremento de potencia.

Según el Consejo de Estado, aunque estas medidas respondan a criterios de racionalidad económica, suponen de facto la creación de un nuevo límite a las inversiones retribuibles. Esto excede las competencias de la CNMC y **vacía de contenido las atribuciones de planificación del Gobierno**, en contra de lo previsto en el artículo 40.1.h) de la Ley del Sector Eléctrico.

Por este motivo, el dictamen considera que los preceptos de la Circular que establecen estos límites adicionales son contrarios a la ley.

El dictamen del Consejo de Estado no es un simple trámite formal. Es una **llamada de atención a la CNMC** para que ajuste su metodología al marco legal, refuerce su justificación económica y respete el reparto de competencias. De lo contrario, la retribución de la distribución eléctrica podría asentarse sobre bases jurídicas frágiles, con consecuencias relevantes para la inversión, la seguridad jurídica y la transición energética.

Bogas (Endesa) defiende en Davos el papel de la energía en el proyecto común europeo

Infobae.com, 19 enero de 2026

Davos, 19 ene (EFECOM). - El consejero delegado de Endesa, José Bogas, ha defendido en el Foro de Davos el papel que le corresponde al sector energético en el proyecto común europeo, en el que más allá de protagonizar una transición verde sostenible aporta competitividad y autonomía geopolítica.

En la primera jornada del Foro Económico Mundial de Davos, Bogas ha recibido el III premio Forbes "Best Vision of the Future", que en su primera edición recayó en el consejero delegado de Moeve (antes Cepsa), Maarten Wetselaar, y el pasado año en el consejero delegado de Mango, Toni Ruiz.

El directivo ha destacado que la energía ha dejado de ser un elemento más de la economía en Europa para convertirse "en un factor estratégico del proyecto europeo", y clave para la



competitividad, la autonomía geopolítica y para una transición sostenible "que refuerce —y no debilite— el mercado único y el modelo europeo".

Tal y como expone el informe Letta, encargado por el Consejo Europeo, Europa debe integrarse "más profunda y estratégicamente" para no perder capacidad de acción en un mundo marcado por grandes potencias y conflictos internacionales, superando la fragmentación interna y consolidando una autonomía que permita responder eficazmente a los desafíos actuales.

Por suerte, ha dicho Bogas, España cuenta con "talento y tecnología y un ecosistema empresarial cada vez más alineado hacia estos objetivos energéticos"

Bromeando, Bogas ha indicado que el mundo eléctrico "como ocurre en las casas, sólo funciona si hay conexión": entre oferta y demanda, entre la administración y las empresas, entre la sostenibilidad y la competitividad, y entre las empresas y sus clientes.

También ha resaltado que, en estos años "complejos para el sector eléctrico europeo", Endesa "ha demostrado resiliencia, capacidad de adaptación y visión de largo plazo".

"Pero no quiero que suene a autocomplacencia", ha añadido.

"El sector eléctrico afronta retos enormes que además son los que configuran nuestra hoja de ruta para los próximos años: la necesidad de reforzar y digitalizar las redes para integrar más energía renovable y demanda eléctrica, la aceleración de la electrificación de la movilidad, la edificación y la industria, el almacenamiento de la energía, la estabilidad regulatoria y la preparación para fenómenos climáticos cada vez más extremos", ha incidido.

"No existe país que pueda navegar esta transformación sin un sector eléctrico sólido, coordinado y comprometido", ha advertido Bogas.

Al principio de su intervención, el directivo ha tenido unas palabras de recuerdo para las víctimas del accidente ferroviario de Adamuz (Córdoba), que ha causado cerca de 40 muertos, y ha expresado su pésame a las familias. EFECOM

Portugal golpea a España con una bajada de impuestos a la luz para atraer inversiones: "Vamos a empezar a importar su electricidad"

Elmundo.es, 19 enero de 2026

La reciente decisión de Lisboa de suprimir la tasa a la producción eléctrica deja a nuestro país en desventaja y ha reabierto el debate sobre el impuesto nacional del 7% a la generación



Portugal ha dado un golpe a España en la carrera que ambos países mantienen por captar inversores interesados en asentarse en la península por el reclamo de una energía limpia y barata. Lisboa aprobó en plenas navidades la supresión del llamado *clawback*, una tasa que desde 2013 grababa la generación eléctrica, semejante al Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica (IVPEE) del 7% vigente en España. Lisboa ha vinculado la decisión a la atracción de inversiones. En España, fuentes del sector eléctrico anticipan que la rebaja fiscal lusa trastocará el flujo de energía entre ambos países: **"Vamos a empezar a importar electricidad de Portugal"**.

Aunque todavía es pronto para analizar el impacto en la balanza eléctrica de nuestro país, lo cierto es que la foto del intercambio transfronterizo de electricidad este enero dista de la del mismo mes de 2025. El año pasado, a estas alturas de enero, Portugal no había exportado aún más energía de la que había importado

en ninguna jornada. Desde el arranque de 2026, el saldo del país luso ya ha sido positivo a lo largo de seis días.

Esta es una de las cuestiones que resaltó el Gobierno del conservador **Luís Montenegro**, que recordó que el mecanismo de equilibrio competitivo (MEC), como se conoce técnicamente a la tasa, introdujo "un fuerte sesgo a favor de la importación (flujos España-Portugal), situación contraria a los objetivos estratégicos de política energética" portuguesa.

El sector eléctrico español ya asume que la muerte del *clawback* "posiblemente reducirá las exportaciones de España a Portugal" e incrementará la importación, es decir, las generadoras portuguesas podrán generar más que antes y cobrarse un precio mayor que el de antes" debido a que ambos mercados están integrados y sus precios se contagian. "La misma generación, una fotovoltaica o un bombeo, tendrá un ingreso un 7% superior si está en Portugal que si está en España", indican.

La ministra de Energía portuguesa, **Maria da Graça Carvalho**, insistió en que "bajar el precio de la electricidad beneficiará a todos, especialmente a las empresas", y destacó que su eliminación también es una medida para promover la atracción de nuevas inversiones. Así lo analizan también en Aelec, la patronal de las grandes eléctricas españolas, que estima que la muerte de la tasa creará "un precio más competitivo en Portugal, lo que promoverá más inversiones en electrificación".

Insisten desde la patronal en que el país luso ha acelerado recientemente con medidas regulatorias que incentivan la electrificación de su economía. Pues, en paralelo, ha mejorado el pago a las inversiones en redes eléctricas, infraestructuras críticas que han aflorado como el principal cuello de botella de Europa para el desarrollo de nuevos proyectos (desde fábricas a centros de datos). "España cuenta con **una tasa de retribución financiera del 6,58%** frente a la tasa de Portugal que, en términos comparables a la española, se situaría en 7,2%", advierte Aelec.

"El *clawback* fue establecido por decisión del Ministerio de Energía portugués en 2013, supuestamente, para eliminar la ventaja competitiva que las productoras lusas tendrían por no existir en Portugal un impuesto sobre la producción de electricidad como el que existía en España", explican desde el despacho portugués **Macedo Vitorino**, especializado en derecho empresarial, donde cifran la recaudación de la tasa portuguesa en unos 100 millones (2024). Aunque matizan que, incluso sin el *clawback*, "las generadoras españolas continúan pagando menos impuestos que las portuguesas".

El impuesto del 7% ingresó a las arcas públicas españolas unos **1.900 millones** en 2025, según estimaciones del sector. Existe un enorme debate en torno a esta tasa. En el marco de la escalada de los precios eléctricos por la guerra en Ucrania, el Gobierno encadenó varios reales decretos que lo suspendieron en 2021, 2022 y 2023. El Partido Popular, que fue el que lo implantó en 2012 para paliar el desorbitado déficit de tarifa, ha presentado una decena de iniciativas parlamentarias para derogarlo.

Fuentes próximas al Gobierno indican que el Ministerio para la **Transición Ecológica es favorable a eliminarlo**, en aras de rebajar la factura de los consumidores y dado que el citado déficit de tarifa se ha rebajado considerablemente desde entonces. Pero el Ministerio de Hacienda **se opone frontalmente a renunciar a este jugoso ingreso fiscal**.

Las compañías exigen un plazo transitorio para adaptarse al nuevo Real Decreto de comercialización eléctrica

Elperiodicodelaenergia.com, 20 enero de 2026

ACIE reclama un periodo de adaptación para que las comercializadoras puedan cumplir la nueva norma sin riesgos de incumplimiento

La Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (ACIE) ha solicitado al Gobierno que el nuevo Real Decreto por el que se aprueba el Reglamento General de Suministro y Contratación de comercialización de energía eléctrica incluya un periodo transitorio de adaptación, que permita a las

empresas comercializadoras adecuar de forma efectiva sus procesos, sistemas y documentación a las nuevas exigencias regulatorias.



La entrada en vigor inmediata de la norma —o su exigibilidad al día siguiente de su publicación— resultaría materialmente imposible de cumplir por las comercializadoras, especialmente para aquellas comercializadoras con menor estructura organizativa o tecnológica, generando una situación de inseguridad jurídica y un riesgo elevado de incumplimientos no voluntarios desde el primer momento de aplicación.

El citado Proyecto introduce un conjunto amplio y relevante de nuevas obligaciones para las empresas comercializadoras, que afectan, entre otros aspectos, a los procedimientos de contratación, a la información al consumidor, a la documentación contractual y a los sistemas internos de facturación, gestión, control y atención a la clientela.

La comercialización eléctrica

"El nuevo Proyecto de Real Decreto introduce cambios muy relevantes para la actividad de las comercializadoras, afectando desde la contratación hasta la atención al cliente, pero no contempla ningún periodo de adaptación. Siguiendo el precedente de la Ley 10/2025, que estableció un plazo transitorio de doce meses para garantizar una implementación ordenada, consideramos imprescindible que el Gobierno incluya un plazo similar en este Real Decreto. Solo así las empresas podrán ajustar sus procesos y sistemas de manera efectiva, asegurando el cumplimiento de la norma y evitando riesgos de inseguridad jurídica desde el primer día de aplicación", señala **Julio César Nieto**, presidente de ACIE.

El proyecto comenzó su tramitación en el verano de 2024 con consulta pública por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico, y fue remitido al Consejo de Estado en diciembre de 2025. ACIE se personó en el Consejo y presentó alegaciones sobre la versión final, solicitando un nuevo trámite de audiencia ante el Ministerio ante los cambios sustanciales detectados respecto del texto sometido a información pública a finales de julio de 2024.

A fecha de hoy, el Consejo de Estado ha publicado en su página web el despacho relativo a la emisión de su informe preceptivo, sin que se haya hecho público su contenido.

Red Eléctrica provoca un choque entre Moeve y Endesa por la conexión de la planta de biocarburantes de Huelva

elEconomista.es, 20 enero de 2026

- *La CNMC da la razón a Endesa y asegura que los permisos de acceso concedidos a Moeve siguen en vigor*
- *El regulador ordena a REE que lleve a cabo los refuerzos de la red solicitados por la filial de Endesa para dar acceso a Moeve*



Moeve y Endesa han llevado a un primer plano regulatorio **un nuevo conflicto por el acceso a la red eléctrica**, tras la resolución adoptada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en relación con un proyecto industrial de 40 MW en Huelva destinado a la producción de biocombustibles avanzados.

El enfrentamiento tiene su origen en la tramitación de los permisos de acceso y conexión a la red de distribución gestionada por eDistribución, la filial de redes de Endesa, para una planta promovida por Moeve en Palos de la Frontera. Aunque la energética obtuvo formalmente los permisos en

mayo de 2024, **su efectividad quedó supeditada a la ejecución de una serie de refuerzos en la red**, en particular la sustitución de transformadores en la subestación Cristóbal Colón 220 kV, una infraestructura clave en la interfaz entre la red de distribución y la de transporte.

El problema surgió cuando el gestor de la red de transporte, **Red Eléctrica de España**, suspendió la trámite de la actualización de esos transformadores al considerar que el nudo estaba sujeto a concurso de capacidad de acceso de demanda. Esta decisión fue trasladada por eDistribución a Moeve en marzo de 2025, planteándole la alternativa de esperar a que se levantara la suspensión o resolver el convenio firmado entre ambas compañías para ejecutar las obras.

Moeve interpretó esa comunicación como una suspensión de facto de sus permisos de acceso y conexión y acudió a la CNMC al considerar que se estaba alterando la seguridad jurídica de un proyecto ya autorizado y que se le estaba aplicando un régimen normativo posterior al momento en que solicitó el acceso a la red. Endesa, por su parte, defendió que los permisos seguían plenamente vigentes y que lo único suspendido era un trámite técnico necesario para ejecutar los refuerzos, cuya autorización dependía del operador del sistema.

La CNMC ha dado ahora la razón a la distribuidora. En su resolución, el regulador concluye que la comunicación de eDistribución fue correcta y que los permisos de acceso concedidos a Moeve no han sido anulados ni suspendidos, aunque su materialización práctica depende de la ejecución de los refuerzos en la red y de la correspondiente autorización de Red Eléctrica. El organismo subraya además que la sustitución de los transformadores constituye un requisito técnico constructivo previamente aceptado por Moeve en la propuesta de acceso y en el convenio firmado entre las partes, por lo que no cabe desvincularlo del proyecto.

El dictamen de la CNMC no pone fin, sin embargo, a todas las tensiones alrededor del proyecto. En paralelo, **el propio regulador ha ordenado a Red Eléctrica que levante la suspensión** y responda a las solicitudes de actualización planteadas por eDistribución, una decisión que puede desbloquear el calendario de ejecución de la planta. Aun así, el caso ilustra las crecientes fricciones entre proyectos industriales intensivos en electricidad y las limitaciones de capacidad de la red, en un contexto de transición energética acelerada y de creciente presión sobre los nudos eléctricos más demandados.

Para Moeve, la planta de Huelva forma parte de su apuesta estratégica por los biocombustibles de segunda generación y la descarbonización del transporte. Para Endesa, el episodio **refuerza la necesidad de clarificar el reparto de responsabilidades entre distribución y transporte** y de dotar al sistema de reglas estables en un escenario de fuerte competencia por el acceso a la red

Las comercializadoras de electricidad piden al Gobierno un periodo transitorio para su nuevo reglamento y alertan de riesgos de inseguridad jurídica

elEconomista.es, 20 enero de 2026

- *La asociación avisa de incumplimientos si la nueva norma entra en vigor de forma inmediata*
- *La patronal pide un plazo para adaptar sistemas, contratos y facturación y recuerda un precedente legal similar*
- *El sector está pendiente del informe del Consejo de Estado y de la decisión del Gobierno sobre el plazo de adaptación*

La Asociación de Comercializadores Independientes de Energía (Asociación de Comercializadores Independientes de Energía, ACIE) ha solicitado al Gobierno que el nuevo Real Decreto por el que se aprueba el Reglamento General de Suministro y Contratación de la **comercialización de energía eléctrica incorpore un periodo transitorio de adaptación**. El objetivo, según la organización, es permitir que las empresas comercializadoras puedan **adecuar de forma efectiva sus procesos internos**, sistemas informáticos y documentación contractual a las **nuevas exigencias** regulatorias.



ACIE advierte de que **una entrada en vigor inmediata de la norma, o su exigibilidad al día siguiente de su publicación en el Boletín Oficial del Estado, resultaría materialmente imposible de cumplir** para buena parte del sector. La asociación subraya que el impacto sería especialmente severo en las comercializadoras de menor tamaño, con estructuras organizativas y tecnológicas más limitadas, lo que podría derivar desde el primer momento en incumplimientos no voluntarios y en un escenario de elevada inseguridad jurídica.

El proyecto de Real Decreto **introduce un conjunto amplio de nuevas obligaciones** que afectan de manera directa a la actividad diaria de las comercializadoras. Entre los ámbitos más afectados se encuentran los procedimientos de contratación, la información facilitada al consumidor, la documentación contractual y los sistemas internos de facturación, gestión, control y atención al cliente, lo que exige, a juicio de ACIE, un proceso de adaptación ordenado y realista.

"El nuevo Proyecto de Real Decreto introduce cambios muy relevantes para la actividad de las comercializadoras, afectando desde la contratación hasta la atención al cliente, pero no contempla ningún periodo de adaptación", ha señalado el presidente de la asociación, Julio César Nieto. En este sentido, recuerda el precedente de la Ley 10/2025, que estableció un plazo transitorio de doce meses para garantizar una implementación progresiva. **"Consideramos imprescindible que el Gobierno incluya un plazo similar en este Real Decreto.** Solo así las empresas podrán ajustar sus procesos y sistemas de manera efectiva, asegurando el cumplimiento de la norma y evitando riesgos de inseguridad jurídica desde el primer día de aplicación", añade.

La tramitación del proyecto se inició en el verano de 2024 con la apertura de una consulta pública por parte del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Posteriormente, el texto fue remitido al Consejo de Estado en diciembre de 2025 para la emisión de su informe preceptivo. Durante este proceso, **ACIE se personó ante el Consejo y presentó alegaciones a la versión final del proyecto**, solicitando además la apertura de un nuevo trámite de audiencia ante el Ministerio, al considerar que el texto definitivo incorporaba cambios sustanciales respecto al sometido a información pública a finales de julio de 2024.

A día de hoy, el Consejo de Estado ha publicado en su página web el despacho relativo a la emisión de su informe, aunque su contenido todavía no ha sido hecho público. Mientras tanto, **el sector permanece a la espera de conocer el criterio del órgano consultivo** y de que el Gobierno decida si introduce un periodo transitorio que, según las comercializadoras independientes, resultará clave para una aplicación efectiva y jurídicamente segura del nuevo marco regulatorio.

La CNMC aprueba su escudo antiapagones tras modificar los procedimientos de operación que controlan la tensión de la red

elperiodicodelaenergia.com, 20 enero de 2026

El regulador no aprecia impactos negativos relevantes en los costes ni en el funcionamiento del mercado durante el periodo de prueba

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha aprobado la [modificación de los procedimientos de operación eléctricos 3.1, 3.2 y 7.2](La CNMC prepara un plan antiapagones que refuerce la seguridad de suministro) con el fin de **facilitar la estabilización de la tensión en el sistema eléctrico peninsular**. La resolución, publicada en el Boletín Oficial del Estado, consolida de forma permanente unas **medidas que se venían aplicando de manera transitoria desde octubre de 2025**, tras haber sido

solicitadas por el operador del sistema, Red Eléctrica, ante los riesgos detectados para la seguridad del suministro.



La decisión se adopta en un contexto de cambios estructurales en el funcionamiento del sistema eléctrico. En los últimos meses se han observado **variaciones bruscas de tensión** coincidentes con cambios rápidos en la producción de determinadas instalaciones de generación que operan siguiendo factor de potencia. Este comportamiento se enmarca en un escenario de elevada penetración de energías renovables, negociación cuartohoraria en los mercados, mayor peso de los mecanismos de tiempo real e integración de los mercados de balance europeos, elementos que han incrementado la complejidad de la operación del sistema.

Procedimientos de operación 3.1, 3.2 y 7.2

En el procedimiento de operación 3.1, relativo al proceso de programación, las modificaciones buscan dotar de mayor firmeza a los programas antes de la operación en tiempo real. Para ello **se ajustan los plazos de publicación del Programa Diario Base de Funcionamiento, se adelantan determinadas nominaciones y se reorganizan los tiempos para el envío de desgloses por parte de los agentes**. Según la CNMC, el objetivo es reducir la necesidad de correcciones posteriores mediante redespachos o activaciones adicionales de servicios de balance, una vez que el sistema ya se encuentra en operación.

El procedimiento de operación 3.2 introduce cambios en la gestión de las restricciones técnicas. A partir de ahora, cuando tras el mercado diario el operador del sistema detecte una insuficiencia de reserva de potencia a subir, esta situación **podrá resolverse directamente en la fase de programación diaria**. En esos casos, Red Eléctrica estará habilitada para programar el arranque de grupos térmicos adicionales en el Programa Diario Base, aunque no hayan resultado casados en el mercado. La resolución establece que estas unidades **deberán permanecer acopladas y ofrecer toda su reserva disponible en los mercados de balance durante los períodos correspondientes**. La CNMC señala que este enfoque permite reducir desequilibrios en tiempo real y limitar la necesidad de actuaciones de emergencia posteriores.

En el procedimiento de operación 7.2, que regula la prestación de la regulación secundaria, **se amplía la obligación de seguimiento del Programa de Tiempo Real a todos los períodos de programación para los proveedores habilitados**, con independencia de que estén prestando activamente el servicio. Esta medida afecta de forma particular a determinadas instalaciones renovables no gestionables, que pueden verse obligadas a ajustar su producción sin una retribución directa en algunos períodos. La CNMC asume esta modificación como una **solución transitoria orientada a reducir saltos de programa y contribuir a la estabilidad de la tensión**, mientras se desarrollan mecanismos más adecuados a largo plazo.

Control dinámico de tensión

Las soluciones de fondo pasan por el control dinámico de tensión, una habilitación mucho más amplia de instalaciones para prestar este servicio y, previsiblemente, por el desarrollo de nuevos mercados de capacidad de balance que sustituyan mecanismos como las restricciones técnicas por insuficiencia de reserva. En este contexto, la CNMC recuerda que el procedimiento 7.4, que regula el nuevo servicio de control dinámico de tensión, ya fue aprobado con anterioridad y que **Red Eléctrica está trabajando activamente en su despliegue y adaptación al nuevo escenario**, con un número creciente de instalaciones en proceso de habilitación.

La resolución da continuidad a unas medidas que, según el seguimiento realizado por la CNMC desde octubre, **no han provocado un aumento apreciable de los costes de restricciones ni de la regulación secundaria soportados por la demanda**, ni han deteriorado el funcionamiento del mercado. Al mismo tiempo, la Comisión se reserva la posibilidad de revisar el contenido de los procedimientos en un plazo máximo de un año, a medida que avance la implantación completa del control dinámico de tensión y se disponga de un diagnóstico más preciso sobre el comportamiento del sistema.

Galán (Iberdrola): "La nuclear es clave en suministro y competitividad"

Expansión.com, 21 enero de 2026

- **"Iberdrola puede convertirse en la mayor eléctrica del mundo"**
- **"En Iberdrola, al día siguiente de presentar un plan, ya pensamos en superarlo"**

En el World Economic Forum de Davos este año se está hablando, más que nunca, de la vigencia del famoso trilema energético, según el cual, además de la sostenibilidad, en energía también importa la seguridad del suministro y que los precios sean suficientemente asequibles para la mayor parte de la población.

De ahí que haya que dar cabida a un mix energético variado, que incluye también energías como la nuclear. ¿Cuál es la perspectiva de ese trilema para Iberdrola, que junto con Endesa es el mayor operador de centrales nucleares en España? Ignacio Galán, su presidente, no tarda en contestar. "Cuando hablo de la situación concreta de cada país, me refiero a utilizar los instrumentos que tiene a mano. En España, tenemos unas centrales nucleares seguras y eficientes que pueden seguir prestando servicio más allá de las fechas de un protocolo que se firmó en unas condiciones muy distintas a las actuales", afirma.



"Por competitividad"

Galán recuerda que las eléctricas están a la espera de que el **Gobierno**, tras el informe que tiene que emitir el Consejo de Seguridad Nacional, **decida sobre la continuidad, al menos hasta el año 2030, de la central extremeña de Almaraz**.

Esta es la primera de las cinco centrales nucleares que quedan operativas en el mercado eléctrico español que debe abordar la clausura según el calendario que el Gobierno aprobó en 2019. **Galán insiste en que "mantener la operación de las nucleares es clave para asegurar el suministro y la competitividad".**

"Diálogo constructivo"

Este es un ejemplo "perfecto", dice Galán, sobre la posibilidad de llegar a acuerdos vía negociación y diálogo. "A partir de un análisis exhaustivo, hemos establecido un diálogo constructivo y basado en hechos con el Gobierno, con el resto de los organismos implicados y con la sociedad civil". Y "los datos demuestran que mantener las nucleares es positivo para España en términos de seguridad, costes y emisiones".

"El mix que se necesite"

"Yo creo en un mix energético que permita dar a nuestras sociedades la **energía que necesitan en las mejores condiciones de seguridad, coste y respeto al medio ambiente**", explica el presidente de Iberdrola, que vuelve a insistir en la oportunidad histórica desde el punto de vista industrial y económico de avanzar en la electrificación. **"Tengo la certeza de que la electrificación nos permite responder a prácticamente todas esas necesidades.** Por eso, se espera un fuerte crecimiento de la demanda en todas las economías, las maduras y las que están en fase de desarrollo".

"Europa, distinta de EEUU"

"Obviamente, **cada país debe fijar su política energética teniendo en cuenta sus recursos naturales y su situación concreta**. Para Europa, que no tiene combustibles fósiles, las soluciones no pueden ser

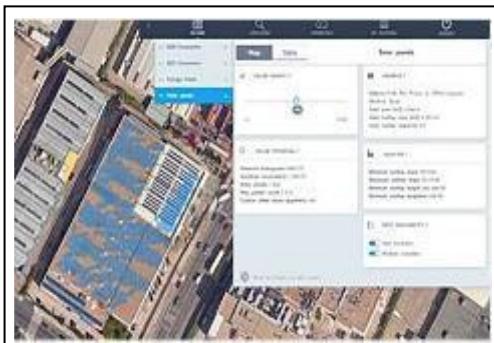
exactamente las mismas que para Estados Unidos, que tiene unas enormes reservas de gas. Pero el crecimiento de la demanda eléctrica sí es una constante", concluye.

Cumplimiento normativo, datos catastrales y CUPS: uno de los grandes retos actuales para las comercializadoras energéticas en España

Elperiodicodelaenergia.com, 21 enero de 2026

Las comercializadoras deben proporcionar de forma sistemática y precisa esta información tanto a la Agencia Tributaria como a la Dirección General del Catastro

La creciente presión regulatoria sobre el sector energético está obligando a las comercializadoras a revisar en profundidad la calidad, trazabilidad y coherencia de sus datos. Uno de los puntos más críticos es la correcta vinculación entre los CUPS (Códigos Universales de Punto de Suministro) y la referencia catastral de los inmuebles, una exigencia recogida en el Artículo 36 del Texto Refundido de la Ley del Catastro Inmobiliario (RDL 1/2004) y su Reglamento (RD 417/2006), en conexión directa con la Ley General Tributaria (Ley 58/2003).



En la práctica, este requerimiento implica que las comercializadoras deben proporcionar de forma sistemática y precisa esta información tanto a la Agencia Tributaria como a la Dirección General del Catastro. Sin embargo, el volumen de puntos de suministro, la heterogeneidad de las direcciones y la falta de estandarización de los datos convierten esta obligación en un proceso complejo, costoso y con un elevado riesgo de error.

Desde su experiencia en el análisis de datos territoriales y regulatorios aplicados al sector energético, inAtlas, proveedor español de soluciones de LocationIntelligence y Big Data, observa que muchas compañías siguen abordando esta exigencia de forma reactiva, mediante procesos manuales o integraciones parciales, lo que dificulta tanto el cumplimiento normativo continuo como el aprovechamiento estratégico del dato.

Del cumplimiento normativo a la inteligencia territorial aplicada a la energía

Con el objetivo de responder a esta realidad del mercado, inAtlas ha desarrollado un enfoque basado en la reconciliación automatizada y continua de datos, que permite a las comercializadoras trabajar con información catastral depurada, actualizada y directamente vinculada a sus puntos de suministro.

Este conocimiento se materializa en **GeoBiz Energy**, una solución diseñada para facilitar la unificación de CUPS y referencias catastrales a lo largo de todo el año, reduciendo la carga operativa asociada al cumplimiento regulatorio y mejorando la fiabilidad de los datos transmitidos a los organismos públicos. La plataforma permite además contextualizar esta información sobre el territorio mediante visualización geoespacial, incorporando variables como tipología de inmueble, superficie, año de construcción u otros atributos catastrales relevantes para el análisis energético.

Pero el valor del dato no termina en el cumplimiento normativo. La experiencia de inAtlas en LocationIntelligence aplicada al sector energético demuestra que la correcta integración de datos catastrales y de consumo abre la puerta a una lectura mucho más fina del mercado.

Datos que permiten anticipar oportunidades en un mercado cada vez más competitivo

A partir del cruce entre información catastral y patrones de consumo energético, las comercializadoras pueden identificar zonas de alto consumo, detectar perfiles empresariales estratégicos o segmentar mejor sus campañas comerciales B2B. Del mismo modo, el análisis territorial permite comprender mejor el

comportamiento del consumo residencial, siempre dentro del marco del RGPD y utilizando únicamente datos de contacto con consentimiento expreso.

Este enfoque convierte el dato regulatorio en un activo estratégico, capaz de apoyar decisiones comerciales, de planificación y de inversión, en un contexto marcado por la transición energética y la necesidad de optimizar recursos.

Una visión integral del territorio al servicio de la transición energética

La experiencia de inAtlas en proyectos de análisis geoespacial para el sector energético también permite ampliar el uso de estos datos a otros ámbitos clave, como la identificación de cubiertas con potencial para instalaciones solares, el análisis de la red de subestaciones eléctricas y su capacidad disponible, o la localización de emplazamientos óptimos para nuevas infraestructuras energéticas, tanto en España como en procesos de expansión internacional.

"Las comercializadoras energéticas no solo necesitan cumplir con la normativa, sino hacerlo de forma sostenible en el tiempo y con datos fiables", explica Silvia Banchini, Directora Comercial de inAtlas. "Una correcta integración entre CUPS y referencia catastral es hoy una base imprescindible para operar con seguridad, eficiencia y visión estratégica".

La solución, que se integra en la suite GeoBiz de inAtlas, representa un avance significativo en la gestión de activos energéticos al permitir a las empresas del sector unificar y depurar sus bases de datos de manera automatizada, garantizando la precisión en la localización de puntos de suministro y mejorando la eficiencia operativa.

Naturgy realizó 46.800 actuaciones contra el fraude eléctrico en 2025 y recuperó 149 GWh de energía sustraída

Elperiodicodelaenergía.com, 21 enero de 2026

Las actuaciones llevadas a cabo por UFD se saldaron con la apertura de cerca de 13.300 expedientes por fraude en el conjunto de las regiones en las que opera



UFD, la distribuidora eléctrica del grupo **Naturgy**, realizó en 2025 más de 46.800 actuaciones contra el fraude eléctrico, a través de las cuales ha recuperado 149 gigavatios hora (GWh) de energía sustraída, un 12% más que el año anterior y equivalente al consumo anual de 46.500 hogares, informó la compañía.

En concreto, las actuaciones llevadas a cabo por UFD se saldaron con la apertura de cerca de 13.300 expedientes por fraude en el conjunto de las regiones en las que opera.

Por comunidades autónomas, **Madrid** registró el mayor número de casos, con un total de 5.136 expedientes, seguida de **Castilla-La Mancha** (4.380), **Galicia** (3.532) y **Castilla y León** (247).

Estas actuaciones permitieron además interceptar y recuperar la electricidad consumida de forma fraudulenta por 144 dispositivos 'indoor', la gran mayoría vinculados con plantaciones de marihuana. Estas instalaciones consumían de forma ilegal una cantidad anual de 4,4 GWh, un 19% más y equivalente a la demanda energética de cerca de 1.400 viviendas.

La sostenibilidad del sistema eléctrico, según Naturgy

El fraude eléctrico es una práctica ilícita que **no solo compromete la seguridad del suministro, sino que también afecta a la sostenibilidad del sistema eléctrico y a la equidad entre usuarios**. La manipulación irregular de las instalaciones eléctricas constituye un delito recogido en el artículo 255 del Código Penal.

La legislación establece que las empresas **distribuidoras** tienen la función de detectar y poner en conocimiento de las autoridades y los clientes las situaciones de fraude en la red y en los equipos de medida, y las habilita a interrumpir el suministro cuando detecten situaciones anómalas.

En los últimos cuatro años, Naturgy ha realizado más de 160.000 actuaciones contra el fraude eléctrico, recuperando energía suficiente para abastecer a cientos de miles de hogares.

La directora de Redes Electricidad España de Naturgy, **Mónica Puente**, ha subrayado que el fraude eléctrico "no solo supone un perjuicio económico para el conjunto del sistema, sino que también genera riesgos graves para la seguridad de las instalaciones y de quienes manipulan la red".

"Por ello, UFD mantiene una estrategia activa basada en tecnología avanzada, análisis de datos y colaboración con las autoridades, con el objetivo de garantizar un suministro seguro y justo para todos los clientes", ha añadido.

Naturgy ha destacado que seguirá reforzando esta línea de trabajo en 2026 con el objetivo de proteger a los clientes y contribuir a la sostenibilidad del sistema eléctrico, en paralelo a la **digitalización y modernización** de las redes para afrontar los retos de la **transición energética**.

Para detectar y prevenir el fraude, la energética utiliza herramientas de big data, inteligencia artificial y sistemas de monitorización que permiten identificar patrones anómalos en el consumo y localizar posibles irregularidades.

Trump dispara a la nuclear en bolsa: "Es segura y barata"

Larazon.es, 21 enero de 2026

"El progreso que se ha logrado con la seguridad nuclear es increíble", remarca el presidente de Estados Unidos en Davos (Suiza)



El respaldo de Donald Trump a la energía nuclear ha alentado este miércoles las acciones de las compañías vinculadas a esta fuente de generación eléctrica al otro lado del Atlántico en plena apertura de la sesión bursátil.

Los títulos del sector nuclear se dispararon antes de la apertura de Wall Street después de que el presidente de Estados Unidos defendiera con contundencia esta fuente de energía durante su intervención en el Foro Económico Mundial de Davos, en Suiza, uno de los escenarios clave para marcar la agenda económica internacional.

"Estamos muy involucrados en el mundo de la energía nuclear", afirmó Trump ante líderes políticos y empresariales, un mensaje que fue recibido con entusiasmo por los inversores.

Minutos después de sus declaraciones, las acciones de **Oklo** -una startup californiana respaldada por **Sam Altman** que desarrolla nueva tecnología de fisión nuclear y que acaba de cerrar uno de los mayores acuerdos corporativos de energía sin emisiones jamás firmados- avanzan un 4%, mientras que otras compañías vinculadas al sector nuclear, como NuScale Power, Cameco y Nano Nuclear, cotizan con un alza de entre el 7% y el 3%.

El presidente estadounidense fue más allá y subrayó que su Administración ya ha dado pasos concretos para impulsar esta tecnología. **"He firmado y ordenado la aprobación de muchos reactores nucleares nuevos"**, aseguró.

Trump reconoció que en el pasado no era un firme defensor de esta fuente energética debido a los riesgos asociados: "No era un gran fan porque no me gustaba el riesgo, el peligro", admitió. Sin embargo, destacó que los avances tecnológicos han cambiado radicalmente el panorama. "El progreso que se ha logrado con la **seguridad nuclear** es increíble", remarcó.

En su discurso, el mandatario defendió la energía nuclear como una alternativa estratégica, segura y competitiva. "Ahora podemos tener (energía nuclear) a **buenos precios y es muy, muy segura**", afirmó, en un mensaje que refuerza la narrativa de independencia energética y estabilidad de suministro que impulsa su política económica.

Trump aprovechó también su intervención para proseguir su cruzada contra las renovables con una **crítica directa al modelo energético de China**, especialmente a su papel en la industria eólica.

Según el presidente, China fabrica "**casi todos los molinos de viento del mundo**", pero **apenas los utiliza en su propio territorio**. En su lugar, el gigante asiático seguiría dependiendo del carbón, el petróleo, el gas y, en menor medida, de la energía nuclear.

Desde su punto de vista, esta estrategia es "muy inteligente" para China, ya que **vende aerogeneradores** al resto del mundo, obtiene beneficios y **evita los inconvenientes de su implantación masiva**. No obstante, advirtió de que esta política puede tener **consecuencias "destructivas"** para los países que la adopten sin una planificación adecuada.

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



Nos importan las PERSONAS,
Igualdad, Solidaridad, Conciliación, Salud, Pensiones

Creemos en la NEGOCIACIÓN,
Ideas, Propuestas, Alternativas, Soluciones, Garantías

Trabajamos por un FUTURO mejor.
Empleo, Trabajo, Seguridad, Formación, Desarrollo



SIE_Iberdrola + SIE_Endesa + SIE_Naturgy + SIE_REE + SIE_Viesgo + SIE_CNAT + SIE_Engie + SIE_Nucleon + SIE_Acciona Energía