

Resumen de **Prensa** Sector Energético



Nos importan
las **PERSONAS**

Creemos en la
NEGOCIACIÓN

Trabajamos para
construir un
FUTURO mejor

La eólica y la solar hacen historia en Europa tras generar más electricidad que los combustibles fósiles por primera vez

Elperiodicodelaenergía.com, 22 enero de 2025

España contribuyó con unos excelentes números en ambas tecnologías pero el apagón hizo que los ciclos combinados de gas también aumentaran su producción



Las energías eólica y solar generaron más electricidad en la UE que los combustibles fósiles en 2025, según el nuevo informe *European Electricity Review* publicado este jueves por el think tank **Ember**. Ambas fuentes de energía en conjunto alcanzaron un récord del 30% de la generación de electricidad en la UE, por delante de los combustibles fósiles, que representaron el 29%. En España, las energías eólica y solar juntas alcanzaron el 42% de la generación de electricidad.

“Este hito demuestra lo rápido que la UE está avanzando hacia un sistema energético respaldado por las energías eólica y solar”, afirmó la autora del informe, la Dra. Beatrice Petrovich. “En un contexto en el que la dependencia de los combustibles fósiles genera inestabilidad a nivel global, la importancia de la transición hacia la energía limpia es más evidente que nunca”.

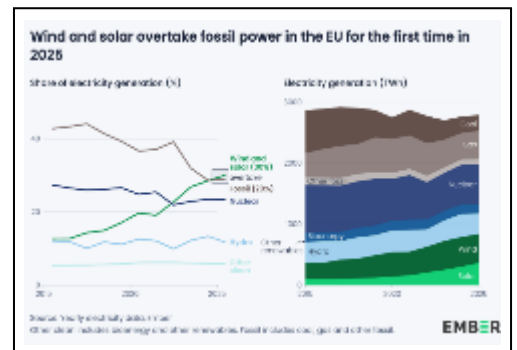
El reporte *European Electricity Review*, publicado hoy por el think tank global de energía Ember, ofrece por primera vez una panorámica completa del sistema eléctrico de la UE en 2025. Analiza los datos de generación y demanda eléctrica de todo el año 2025 en los 27 países de la UE con el objetivo de entender el progreso de la región en la transición de los combustibles fósiles a la electricidad limpia.

La energía solar se dispara, mientras las renovables generan casi la mitad de la electricidad de la UE

El hecho de que las energías eólica y solar superaran a los combustibles fósiles en 2025 se debe en gran medida al fuerte impulso en la generación de la energía solar. Esta última creció más de una quinta parte (+20,1%) por cuarto año consecutivo, generando un récord del 13% de la electricidad de la UE en 2025, por encima tanto del carbón como de la energía hidroeléctrica.

Esta tendencia fue generalizada: todos los países de la UE registraron un aumento en la generación solar respecto al año anterior, en un contexto de fuerte expansión de la capacidad solar instalada en la región. La energía solar representó más de una quinta parte de la generación eléctrica en Hungría (28%), Chipre (25%), Grecia (22%), España (22%) y Países Bajos (21%).

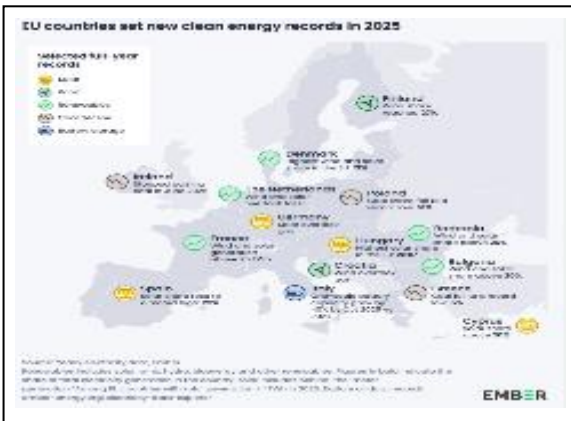
Las energías renovables proporcionaron casi la mitad de la electricidad de la UE (48%). Este avance se produjo a pesar de unas condiciones meteorológicas inusuales que provocaron una caída del 12% en la energía hidroeléctrica y del 2% en la eólica, aunque favorecieron a la solar. La energía eólica se mantuvo como la segunda fuente de electricidad más grande de



la UE con un 17%, superando al gas. En España, las energías eólica y solar generaron el 42% de la electricidad en 2025.

Los signos de un cambio estructural son claros en toda la UE, ya que las energías eólica y solar generaron más electricidad que todas las fuentes fósiles en 14 de los 27 países de la UE en 2025. Este cambio se refleja también en la evolución de los últimos cinco años, durante los cuales estas fuentes han experimentado un crecimiento masivo en la UE (del 20% en 2020 al 30% en 2025). Por su parte, los combustibles fósiles han caído del 37% al 29% en el mismo periodo, mientras que las energías hidroeléctrica y nuclear se mantuvieron estables o descendieron ligeramente.

Aumenta el gas mientras cae la energía hidroeléctrica, lo que dispara los precios



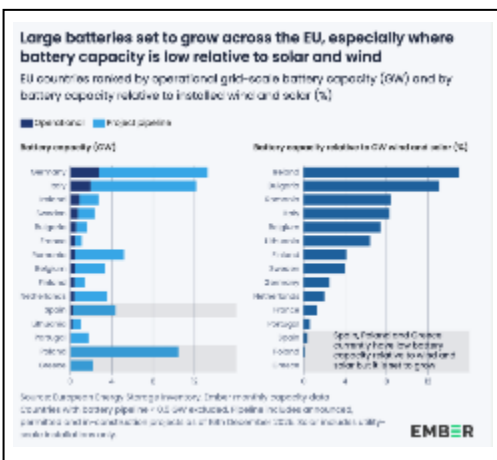
La generación de electricidad a gas aumentó un 8% en la UE en 2025, principalmente debido a la reducción de la producción hidroeléctrica. Sin embargo, el gas sigue en un declive de largo plazo en la UE y en 2025 aún siguió un 18% por debajo de su máximo más reciente en 2019. En España, la generación de electricidad a gas aumentó un 19%, manteniéndose un 28% más abajo de su pico en 2022. Esto se debió en parte al mayor uso de centrales de gas para servicios de red, que se espera que sea temporal. Otro factor que contribuyó a la subida de la generación a gas fue una menor generación hidroeléctrica.

“Se espera que el aumento en el uso de gas en España para servicios de red sea temporal; los cambios normativos esperados desde hace tiempo, aprobados en junio de 2025, permitirán que las energías renovables gestionen el control de voltaje a partir de enero de 2026. Las alternativas limpias pueden limitar el uso de centrales de gas para servicios de red”, afirmó Wilmar Suárez, analista de Energía de Ember.

El aumento del gas elevó la factura de importación de gas del sector eléctrico de la UE hasta los 32.000 millones de euros en 2025, un 16% más que el año anterior. Este es el primer aumento de los costos de importación de gas para la generación eléctrica desde la crisis energética de 2022, con Italia y Alemania como los países que asumieron el mayor gasto. Además, las horas con mayor uso de gas provocaron picos en los precios de la electricidad, con un aumento medio del 11% en esos periodos respecto a 2024.

“La próxima prioridad de la UE debería ser reducir seriamente la dependencia del gas caro e importado”, continuó Beatrice Petrovich. “El gas no solo hace a la UE más vulnerable a chantajes energéticos, sino que también encarece los precios”.

El despliegue de baterías pisa el acelerador en 2025



Casi la mitad de las baterías a escala de red de la UE siguen concentradas en Italia y Alemania, aunque se iniciaron obras o se anunciaron proyectos en la mayoría de los países comunitarios. En España, si bien la capacidad de baterías actual es baja en relación con la capacidad instalada de energía eólica y solar, la cartera de proyectos alcanzó niveles récord en 2025.

“Existe una oportunidad enorme para las baterías en España. Como uno de los principales productores de energía solar de Europa, los proyectos de baterías permitirían a España utilizar esa generación renovable en las horas de mayor consumo de gas para reducir aún más los precios de la electricidad”, afirmó Wilmar Suárez.

“España se ha consolidado como uno de los líderes europeos gracias a la apuesta decidida en los últimos años por la energía

renovable y la solar en particular. Tanto es así, que ahora generamos más de lo que consumimos. Por tanto, el reto actual de España viene por maximizar el consumo de toda la nueva generación renovable y ser

capaces de almacenarla para darle la virtud de que, además de limpia, sea gestionable y poder seguir eliminando la influencia del gas", dijo Ismael Morales, responsable de Políticas Climáticas de Fundación Renovables.

Los reguladores europeos ponen a España en el furgón de cola de la retribución a las redes energéticas

elEconomista.es, 22 enero de 2026

- **El sistema español ofrece certidumbre, pero su rigidez limita la adaptación a las nuevas condiciones financieras**
- **Mientras Europa sube la retribución para atraer inversión, España opta por un modelo más conservador y contenido**
- **La duda es si la baja rentabilidad actual movilizará la inversión que exige la transición energética y digital**

El Consejo de Reguladores Europeos de la Energía (CEER) dibuja un mapa claro sobre cuánto se remunera hoy el capital invertido en redes en Europa: hay países que están subiendo el **listón para atraer inversión** y otros que mantienen marcos más conservadores. En esa fotografía, **España aparece en la franja media-baja del conjunto en términos de tasa de retorno**, según su informe anual Regulatory Frameworks for European Energy Networks 2025.



El documento, referencia para inversores y reguladores, revisa los modelos de retribución aplicables a las redes eléctricas y gasistas en 2025 y pone el foco en el corazón económico del sistema: la rentabilidad reconocida, la base de activos regulados y los incentivos que moldean la cuenta de resultados de transportistas y distribuidoras. El CEER evita hacer rankings explícitos, pero su comparación de parámetros deja entrever una tendencia: en un momento de necesidades récord de inversión, **algunos países están recalibrando la remuneración para sostener el crecimiento** y modernización de las infraestructuras.

España, sin embargo, se mueve en el carril de los marcos más estables y contenidos. El informe subraya que el país aplica una regulación por incentivos con periodos de seis años, con una tasa de retorno basada en un WACC nominal preimpuestos fijado por la CNMC y aplicado sobre una base de activos calculada, en términos generales, sobre costes históricos

Ese diseño ofrece certidumbre y reduce la discrecionalidad, pero también **limita la capacidad del modelo para adaptarse con rapidez** cuando cambian las condiciones financieras.

La diferencia es relevante en el tablero europeo. Mientras varias jurisdicciones han introducido fórmulas para actualizar el coste del capital o diferenciar la retribución entre activos "antiguos" y nuevas inversiones —con el objetivo de no frenar proyectos en plena transición energética— **España aparece entre los países donde la rentabilidad reconocida se mantiene más acotada** dentro del abanico observado.

El informe también apunta a otro factor que refuerza esa disciplina regulatoria: **el modelo español combina una retribución contenida con exigencias de eficiencia**, especialmente visibles en gas, donde España figura entre los pocos países que aplican requisitos mínimos de eficiencia a nivel de transporte.

A ello **se suman esquemas de incentivos tipo bonus/malus** para aspectos como pérdidas o calidad de suministro, que actúan como palancas adicionales para ajustar ingresos en función del desempeño.

Además, en el capítulo dedicado a las consecuencias regulatorias de la crisis energética, el CEER señala que España ha retirado gradualmente la mayor parte de las medidas extraordinarias adoptadas durante los picos de precios, **optando por no introducir reformas estructurales en la retribución de las redes.** El informe destaca que persisten mecanismos de protección al consumidor vulnerable, pero el marco económico de fondo se ha mantenido estable.

El resultado es un modelo que el CEER describe, por sus elementos, como predecible y coherente, pero situado en la zona media-baja de rentabilidad comparada. Una posición que tranquiliza al regulador y contiene costes para el consumidor, pero que abre una pregunta incómoda en el **momento clave del sistema eléctrico europeo: si la retribución actual será suficiente para movilizar el volumen de inversión** que exige la electrificación, el despliegue masivo de renovables y la digitalización de las redes en la próxima década.

Iberdrola pone en operación las baterías más grandes de España

Estrategiasdeinversion.com, 23 enero de 2026

Las baterías, ubicadas en Alarcón, han generado en periodos de punta más de 100 empleos.



Iberdrola ha puesto en operación las dos primeras grandes baterías de España en Alarcón (Cuenca). Con una **capacidad de almacenamiento** cada una de 60 MWh y una **potencia cercana a los 30 MW**, las baterías Romeral y Olmedilla son capaces de almacenar energía libre de emisiones suficiente para suministrar electricidad durante dos horas a más de 13.000 hogares.

Durante la construcción de ambas baterías se han generado más de 100 empleos, además se ha contado con diferentes proveedores

nacionales, entre los que se encuentra la empresa guipuzcoana Jema, que se ha encargado de la construcción de los integradores. De este modo, Iberdrola pone una vez más de manifiesto que las energías renovables son un impulsor de empleo cualificado y de la industria del país.

Las baterías forman parte de una tecnología híbrida que permite compartir el mismo punto de conexión que las **plantas fotovoltaicas de Romeral y Olmedilla**, respectivamente, en concreto del **Nudo Olmedilla**, y el sistema de almacenamiento de cada una de ellas está formado por **seis convertidores de 4,5 MW** y un **convertidor de 2,25 MW**, además de por **13 módulos de baterías de 4,66 MWh** cada uno.

Las **plantas fotovoltaicas Romeral (50 MW) y Olmedilla (50 MW)** producen energía limpia para una **población equivalente a más de 24.500 hogares/año**, en el caso de Romeral, y de **cerca de 30.000 hogares/año**, en el de Olmedilla. Romeral evitando la **emisión de 15.000 t de CO2/año** y Olmedilla de **18.000 t CO2/año**. Además, en 2022, la planta de Olmedilla fue reconocida con el sello de sostenibilidad de UNEF.

Eficiencia e innovación

Las plantas de generación híbridas, además de utilizar el mismo punto de conexión a la red y compartir infraestructuras, como la subestación y la línea de evacuación de la electricidad producida, **se ubican en terrenos que ya estaban destinados a la generación renovable**, lo que permite contar con caminos e instalaciones comunes para la operación de ambas tecnologías. Estas características hacen que el impacto ambiental sea mucho menor al que hubieran tenido dos plantas independientes.

La tecnología de almacenamiento a través de baterías es una tecnología innovadora que maximiza el uso de energía limpia, regulando la **frecuencia de red en un milisegundo** y proporcionando una **capacidad de respaldo en los periodos de mayor consumo**. Además, ayudan a mejorar la calidad del suministro eléctrico, asegurar la estabilidad y fiabilidad de la red e integrar y aprovechar la energía generada por fuentes renovables.

Reconocidas como Proyecto Estratégico

Las **baterías de Romeral y Olmedilla** forman parte de un conjunto de seis sistemas de **Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB)** con una **potencia conjunta de 173 MW**, que el IDAE reconoció como **Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE)**, en su

división de energías renovables, hidrógeno verde y almacenamiento (ERHA) con un **total de 37,5 millones de euros de financiación**. En concreto, la batería de Romeral ha recibido un importe cercano a los ocho millones y la de Olmedilla de 3,5 millones de euros.



Las otras cuatro baterías, están, una en **Castilla y León, hibridando a la fotovoltaica Revilla Vallejera, en Burgos**, provincia donde Iberdrola España finalizó en 2023 su primera **planta híbrida eólica y solar de España (Ballestas-Casetona)**; dos en **Extremadura**, en concreto en la **provincia de Cáceres** donde se ubican las **plantas fotovoltaicas C. Arañuelo I y II**; una en **Huelva**, en el **municipio de Puebla de Guzmán** donde la compañía cuenta con la **planta fotovoltaica de Andévalo**, primera instalación construida con el **Certificado UNEF de Excelencia**. En total, cuando las seis baterías estén en funcionamiento contarán con una

potencia conjunta de 173 MW.

Apuesta por el almacenamiento

Iberdrola impulsa el almacenamiento energético eficiente como una de las **palancas clave para la electrificación, la descarbonización y la transición energética**. Para ello, apuesta por el almacenamiento a gran escala, a través de centrales hidroeléctricas de bombeo, y por el almacenamiento a pequeña escala, a través de Battery Energy Storage Systems (BESS), en español **Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías (SAEB)**.

La compañía es líder en almacenamiento de energía a través de la generación hidroeléctrica y de bombeo, con **4,5 GW de potencia instalada**. Entre las centrales hidroeléctricas de bombeo más destacadas de la compañía dentro de la península Ibérica, se encuentran **las centrales de La Muela, Villarino, Támeiga y Santiago-Sil-Xares**.

Iberdrola ha sido pionera en el desarrollo de almacenamiento de energía eléctrica con baterías de ion litio. En 2021, fue la primera compañía en **instalar una batería hibridada con tecnología fotovoltaica en Campo Arañuelo III (Extremadura)**.

La compañía también cuenta con una **batería de 20 MWh en Puertollano**, que almacena la producción obtenida de una planta solar cercana para generar el hidrógeno verde de la mayor planta de esta fuente de energía para uso industrial de **Europa**, y dos en **País Vasco**. Una, en **Abadiño (Vizcaya)**, conectada a la **evacuación del parque eólico Oiz**, que permite conectarse directamente a la red y funcionar sin necesidad de estar conectada a una instalación, y otra en **Áraba**, que almacena la energía del viento en el parque eólico **Elgea-Urkilla**.

CEOE sugiere que la empresa deje de pagar las cotizaciones de los trabajadores de baja si no se frena el absentismo

elEconomista.es, 23 enero de 2026

- **La patronal pide más protagonismo para las mutuas en los procesos de incapacidad temporal y que estas puedan dar el alta**
- **Apunta que cobrar el 100% del salario desincentiva la vuelta del empleado a su puesto**

El incremento en el número de **procesos de baja médica** de los últimos años es, para CEOE, **el principal problema al que se enfrentan las empresas españolas actualmente**. El número de casos de incapacidad temporal (IT) ha crecido un 120%, según los datos expuestos por la directora del departamento de Empleo de la patronal, Rosa Santos. Como consecuencia de este incremento, el **coste del absentismo** se ha situado en 33.000 millones de euros en 2025.



Hace un año, el Ministerio de Seguridad Social **abrió una mesa de negociación** junto a los agentes sociales en la que pretendía abordar el incremento en el número de casos de incapacidad temporal. Y desde entonces, el Ejecutivo ha planteado una serie de propuestas como la vuelta progresiva al trabajo en casos de enfermedades de larga duración (denominada formalmente como alta progresiva). Ahora, la patronal plantea que, si no se frenan las cifras de absentismo, **pedirán dejar de pagar las cotizaciones de los empleados en los periodos de baja**.

Así lo ha trasladado Santos en la jornada parlamentaria *Absentismo laboral: un desafío real para toda la economía nacional*, impulsada por la Asociación Profesional de Empresas de Limpieza (ASPEL) en la que ha hecho referencia a los últimos datos proporcionados por las mutuas colaboradoras de la Seguridad Social (agrupadas en AMAT).

Además de plantear la posibilidad de solicitar que las compañías dejen de abonar las cuotas de sus empleados, CEOE **propone aumentar el protagonismo que ejercen las mutuas colaboradoras** (que también son empresas privadas y, por tanto, forman parte de la patronal). En concreto, con la mesa de negociación todavía abierta, CEOE plantea aumentar las competencias de estas organizaciones para **puedan dar el alta en procesos de contingencias comunes**. También pide que tengan posibilidad de proporcionar asistencia al INSS a la hora de gestionar las bajas.

Por otro lado, Santos ha apuntado la necesidad de "mejorar los procesos de gestión y control de la IT por parte del INSS", además de adelantar los controles de los trabajadores y asumir la gestión de los "hiperfrecuentadores". "Si no pueden, que lo hagan las mutuas", ha reclamado.

"Por último, si esto no funciona tendremos que **pedir dejar de pagar nosotros las cotizaciones en periodos de baja**", ha concluido la negociadora de CEOE.

Las altas progresivas

Cuando la ministra de Seguridad Social anunció la apertura de la mesa de negociación, el principal objetivo era la creación de las altas progresivas. Una propuesta que no ha sido bien acogida entre los agentes sociales. De hecho, Santos ha reiterado esta mañana que es **"inasumible" para las empresas** ya que, según ha detallado, el problema no se encuentra en las patologías graves a las que afectaría la medida.

"Tenemos un problema de salud, de productividad, de competitividad y de organización. No tenemos trabajadores para resolver este problema (...) y **nos faltan profesionales sanitarios**", ha resumido Santos.

Por otro lado, CEOE sí ve con buenos ojos otras propuestas del Ejecutivo como reforzar los equipos de valoración de incapacidades, que los médicos puedan conocer las funciones de los trabajadores de baja, o que las mutuas puedan formular propuestas de alta en incapacidad permanente. Cabe recordar, no obstante, que **esta mesa no se reúne desde el mes de octubre**.

Un efecto "deincentivador" de los complementos

Al margen de la negociación con Seguridad Social, Santos también ha hecho referencia a los pluses recogidos en gran parte de los convenios colectivos, que complementan la baja médica para que los trabajadores cobren el 100% de su salario aunque se ausenten de su puesto. Algo que, según la patronal, **supone un desincentivo para que los empleados vuelvan a trabajar**. "Si cobras lo mismo o más estando en tu casa no tienes prisa para volver. Debemos ser capaces de transformar estos complementos que están en los convenios colectivos", ha sentenciado.

No es la primera vez que la negociadora de la patronal alude a estos complementos. En su última comparecencia en la Comisión del Pacto de Toledo, aseguró que, aunque hasta ahora se han mantenido: "Es hora de transformar esos complementos, que en un contexto de crecimiento de la IT, están contribuyendo a que las cifras no se puedan aminorar". Cabe destacar que, para cambiar estos extras, los representantes de los empleadores **deben negociar la modificación en los convenios con los sindicatos**.

Entre el día 4 y 15 de la baja el trabajador cobra el 60% de la base reguladora. Un porcentaje que puede ascender hasta el 100% si está pactado en el convenio. Además, actualmente, **las compañías asumen todas las cotizaciones sociales** cuando los empleados se encuentran en situación de incapacidad temporal.

Iberdrola pone en marcha en Cuenca las dos baterías más grandes de España hasta la fecha

elEconomista.es, 23 enero de 2026

- **Los sistemas, de unos 30 MW, hibridan dos plantas fotovoltaicas en Alarcón**
- **Iberdrola avanza en la construcción de nuevos sistemas de almacenamiento de energía con baterías**
- **Iberdrola planea invertir 1.500 millones en Ourense para construir la mayor central hidroeléctrica de bombeo en Europa**

Iberdrola ha puesto en operación en Alarcón (Cuenca) **las dos primeras grandes instalaciones de almacenamiento con baterías en España**, un hito relevante para el despliegue de esta tecnología a escala industrial. Las baterías Romeral y Olmedilla cuentan cada una con una capacidad de almacenamiento de 60 megavatios-hora (MWh) y una potencia cercana a los 30 megavatios (MW), lo que les permite suministrar electricidad libre de emisiones durante dos horas a más de 13.000 hogares. El desarrollo y construcción de estas instalaciones ha generado más de un centenar de empleos y ha contado con la participación de proveedores nacionales. Entre ellos figura la empresa guipuzcoana Jema, responsable de la construcción de los integradores.



Las dos baterías forman parte de un **esquema de hibridación** que comparte punto de conexión con las plantas fotovoltaicas de Romeral y Olmedilla, ambas situadas en el denominado Nudo Olmedilla. Cada sistema de almacenamiento está compuesto por seis convertidores de 4,5 MW y un convertidor adicional de 2,25 MW, así como por 13 módulos de baterías de 4,66 MWh cada uno.

Las **plantas fotovoltaicas asociadas**, Romeral (50 MW) y Olmedilla (50 MW), generan energía renovable suficiente para abastecer anualmente a más de 24.500 hogares en el caso de Romeral y cerca de 30.000 hogares en el de Olmedilla. La producción de estas instalaciones evita la emisión de aproximadamente 15.000 toneladas de dióxido de carbono (CO₂) al año en Romeral y unas 18.000 toneladas de CO₂ anuales en Olmedilla. Esta última planta fue, además, reconocida en 2022

Desde el punto de vista técnico y ambiental, la hibridación de generación y almacenamiento permite **compartir infraestructuras como subestaciones y líneas de evacuación**, así como utilizar **terrenos ya destinados a usos renovables**. Este enfoque reduce de forma significativa el impacto ambiental frente a la alternativa de desarrollar instalaciones independientes y optimiza el uso de las infraestructuras existentes.



Proyecto estratégico

Las baterías de Romeral y Olmedilla forman parte de un conjunto de seis Sistemas de Almacenamiento de Energía con Baterías promovidos por Iberdrola, que suman una potencia total de **173 MW**. Este conjunto ha sido reconocido por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) como Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE), dentro del ámbito de energías renovables, hidrógeno verde y almacenamiento (ERHA), con una financiación total de 37,5

millones de euros. En concreto, la batería de Romeral ha recibido cerca de ocho millones de euros y la de Olmedilla unos 3,5 millones.

Las otras cuatro baterías incluidas en este programa se ubican en Castilla y León, hibridando la planta fotovoltaica Revilla Vallejera (Burgos); en Extremadura, asociadas a las plantas fotovoltaicas Campo Arañuelo I y II (Cáceres); y en Andalucía, en la planta fotovoltaica Andévalo, situada en el municipio onubense de Puebla de Guzmán. Cuando las seis instalaciones estén plenamente operativas, alcanzarán de forma conjunta los 173 MW de potencia instalada.

Cartera de almacenamiento

El almacenamiento mediante baterías aporta, además, una mayor flexibilidad al sistema eléctrico. Estas instalaciones son capaces de **regular la frecuencia** de la red en cuestión de milisegundos y de proporcionar **respaldo** en los momentos de mayor demanda, contribuyendo a mejorar la calidad del suministro, reforzar la estabilidad de la red y facilitar la integración de una mayor cantidad de energía renovable.

El desarrollo del almacenamiento energético es una de las palancas estratégicas de Iberdrola para avanzar en la electrificación y la descarbonización del sistema energético. La compañía combina el almacenamiento a gran escala, a través de **centrales hidroeléctricas de bombeo**, con soluciones de menor tamaño basadas en baterías. En este ámbito, Iberdrola dispone de **4,5 gigavatios (GW)** de potencia instalada en almacenamiento hidroeléctrico y de bombeo, con instalaciones de referencia como [La Muela](#), Villarino, Támeaga o Santiago-Sil-Xares.

Además, el grupo ha sido pionero en España en la integración de baterías con generación renovable. En 2021 puso en marcha la primera batería hibridada con fotovoltaica en **Campo Arañuelo III** (Extremadura) y cuenta también con una batería de 20 MWh en **Puertollano**, asociada a la producción de hidrógeno verde, así como con dos instalaciones en el País Vasco: una en Abadiño, conectada a la evacuación del parque eólico Oiz, y otra en Álava, vinculada al parque eólico Elgea-Urkilla.

La central nuclear de Garoña licita un nuevo almacén de residuos radiactivos por casi dos millones de euros

Burgosconecta.es, 25 enero de 2026

Se trata de un espacio que va a acoger residuos «de muy baja intensidad» y para el que Enresa pidió al Consejo de Seguridad Nuclear los permisos el año pasado



La Empresa Nacional de Residuos (Enresa) acaba de licitar el proyecto de acondicionamiento de una zona exterior próxima a la entrada de materiales del edificio de la turbina para convertirla en un nuevo almacén de «residuos radiactivos de muy baja intensidad». Se trata de una necesidad que se enmarca en las obras de desmantelamiento de la central nuclear. El coste máximo de las obras ascenderá a 1.958.544,64 euros y deberá estar listo en un año y cuatro meses.

Las actuaciones a llevar a cabo para construir este almacén incluyen la retirada y demolición de la zona donde se ubicará, el desvío y reposición de sistemas existentes afectados por las obras, la urbanización y adecuación de la plataforma, y la posterior construcción propiamente dicha del almacén. Además, se instalará una estructura metálica de cubierta en la zona de paso entre la salida del edificio de turbina y la entrada al nuevo almacén.

La situación actual de la planta atómica

La mayoría de las actuaciones no requieren una atención radiológica especial, aunque algunas de ellas sí estarán controladas. En la zona se **encontraban antiguamente los transformadores principales de la planta**.

Actualmente, solo quedan los muros divisorios de hormigón armado y algunas instalaciones asociadas a los servicios utilizados durante su funcionamiento.

La planta atómica de Santa María de Garoña se encuentra en situación de parada desde el año 2012 y en cese definitivo de explotación desde agosto de 2017. Asimismo, el Miteco ha solicitado el informe de las comunidades autónomas en materia de ordenación del territorio y medio ambiente.

El Pleno del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) informó favorablemente en 2025 sobre la solicitud presentada por Enresa, que incluía la modificación de diseño para la ampliación de la capacidad del Almacén Temporal Individualizado, así como las revisiones del Estudio de Seguridad y de las Especificaciones Técnicas de Funcionamiento de la instalación asociadas.

Iberdrola, Moeve, Acciona y otras energéticas renuncian a 802 millones en ayudas europeas para sus proyectos de hidrógeno

eEconomista.es, 26 enero de 2026

- **Hasta 15 proyectos de empresas españolas han rechazado recibir las subvenciones**
- **Solo el 3% de los proyectos de hidrógeno en España cuenta con inversión aprobada**
- **Seis proyectos españoles se cuelan en el reparto de 2.900 millones de Bruselas para la descarbonización**



El pasado martes, seis proyectos de hidrógeno europeos se garantizaron subvenciones por valor de 270,6 millones de euros procedentes del Sistema de Comercio de Emisiones de la UE, en el marco de la segunda Subasta del Fondo de Innovación 2024 (Subasta IF24). De entre los seis ganadores finales, tres — **Iberdrola, Saeta Yield y Diverxia**— se encuentran en España y recibirán, por consiguiente, una suma de 150 millones. Sin embargo, otros **14 proyectos con sello español han renunciado a las mismas** en diferentes etapas de la subasta, dejando a un lado

802,85 millones de euros para llevar a cabo sus respectivos proyectos. En este segundo grupo, destacan nombres como Moeve, Acciona, EDP o, de nuevo, la propia Iberdrola.

Esta segunda subasta, abierta en diciembre de 2024, **dio a conocer sus primeros 15 seleccionados en mayo de 2025. Ocho de las 15 propuestas se localizaban en territorio español**, y se iban a repartir un total de 292 millones. Los proyectos seleccionados en mayo incluían iniciativas repartidas por Andalucía, Castilla y León, Aragón y Galicia, que en conjunto superaban los 1.100 MW de capacidad de electrólisis. Entre ellas figuraban dos desarrollos promovidos por **Avalon Renovables** por 350 MW; **Ignis**, que aportó tres iniciativas de más de 400 MW; **Elawan**, con un proyecto de 15 MW; **Iberdrola**, con un proyecto de 120 MW; o **Saeta Yield**, con otro de 15 MW. Este volumen situaba a España como el principal candidato a concentrar las ayudas de la subasta, tanto por potencia instalada prevista como por el impacto industrial asociado.

De toda esta primera tanda, **únicamente completó el proceso uno de los proyectos** —el de Saeta Yield—, desechándose la posibilidad de que los proyectos 'made in Spain' recibiesen 279 millones.

Varias cribas entre medias

En los meses posteriores, siete de aquellos proyectos iniciales —cinco de ellos españoles— renunciaron a continuar con la tramitación. Como consecuencia, **en septiembre de 2025 la Comisión Europea recurrió a la lista de reserva** e invitó a diez nuevas iniciativas a iniciar las negociaciones contractuales, de las cuales siete tenían también origen o desarrollo en España.

En este punto conviene aclarar que la renuncia a percibir las subvenciones no se debe interpretar necesariamente como la caída del propio proyecto en sí. Según fuentes del sector, **esta renuncia puede**

deberse a múltiples motivos, como que los posibles consumidores del hidrógeno hayan perdido interés en el hidrógeno del proyecto, que el promotor no haya conseguido la financiación necesaria para desarrollarlo en los plazos previstos, que el encarecimiento del proyecto haya obligado a una revaluación del proyecto, y un largo etcétera, entre los que también se puede incluir el propio desistimiento del proyecto.

Prosiguiendo con el proceso de adjudicación, las nuevas incorporaciones de septiembre, procedentes de la reserva, sumaban en torno a 450 MW de capacidad de electrólisis, repartidos entre ocho iniciativas. **Iberdrola** presentó un nuevo proyecto de 120 MW, aunque en territorio portugués; **Saeta Yield**, otro desarrollo de 20 MW; **Moeve** hizo lo propio con un electrolizador de 80 MW; **EDP**, nuevamente, con un proyecto de 125 MW; y **Acciona** aspiró a recibir ayudas para otra planta de 10 MW. Del mismo modo, **Forestalia** (45 MW), **Recisol** (50 MW) y **Diverxia** (5 MW) hicieron lo propio. Aunque estas incorporaciones compensaron parcialmente las renunciadas previas, lo hicieron con **proyectos, en general, de menor tamaño agregado y precios de oferta más elevados**.

En este punto, los desarrollos hechos en España o por promotores españoles que se invitaron en septiembre **solicitaban una cuantía de 523,8 millones de euros**.

Solo tres finalistas

Lejos de estabilizarse, la criba se intensificó en la fase final. Entre septiembre de 2025 y enero de 2026, **un total de doce proyectos se retiraron del proceso**. La mayoría de estas renunciadas correspondieron nuevamente a proyectos españoles, muchos de ellos de tamaño medio o grande y con precios de oferta competitivos, situados entre 0,40 y 0,80 euros por kilogramo de hidrógeno.

Finalmente, **los proyectos españoles que oficializaron la recepción de subvenciones** mediante acuerdos en enero de 2026 fueron los proyectos 'Noon', de Iberdrola, 'H2CRI', de Green Devco Energy — filial de Saeta Yield— y 'GH2Move-VLC', de Diverxia.

En total, **los tres proyectos suman una potencia de 155 megavatios (MW)**, correspondiendo la mayoría de ellos al proyecto de Iberdrola (120 MW) en Palos de la Frontera, Huelva, y otros 30 MW al de Saeta, en Zaragoza. Por estos proyectos, Iberdrola percibirá una subvención de 135,5 millones, Saeta, otros 13,1 millones, y Diverxia, otros 1,8 millones para su proyecto de Valencia.

Europa busca su independencia energética: acelera hacia los 300 GW de eólica marina con un acuerdo industrial y político clave

elEconomista.es, 26 enero de 2026

- **La industria se compromete a reducir costes un 30% para movilizar un billón de euros y crear 91.000 empleos**
- **El acuerdo generaliza los contratos por diferencia para reducir el riesgo de los proyectos y abaratar su financiación**
- **Nueve países, operadores de redes y más de 100 empresas sellan un pacto para la expansión masiva de esta tecnología**

Los principales países ribereños del mar del Norte han acordado acelerar de forma coordinada el despliegue de la eólica marina en Europa con la firma del denominado **Investment Pact for the North Seas**, un acuerdo político e industrial sellado este lunes en Hamburgo durante la Cumbre del Mar del Norte. Siete jefes de Estado y de Gobierno y los ministros de Energía de nueve países —Bélgica, Dinamarca, Francia, Alemania, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos, Noruega y Reino Unido— se comprometieron a sentar las bases para una expansión masiva de esta tecnología clave para la seguridad energética y la competitividad europea.

El pacto fija como objetivo colectivo la instalación de **300 gigavatios de eólica marina en los mares del Norte de aquí a 2050** y establece un ritmo estable de desarrollo a partir de la próxima década. En

concreto, los gobiernos se comprometen a contribuir a un despliegue conjunto de 15 gigavatios anuales entre 2031 y 2040, un volumen que busca aportar visibilidad a largo plazo a la cadena de suministro y facilitar nuevas inversiones industriales.



El acuerdo fue suscrito por los gobiernos, los operadores de redes de transporte eléctrico y más de un centenar de empresas del sector, bajo el paraguas de WindEurope. Está respaldado por tres declaraciones, una de jefes de Estado y de Gobierno, otra de ministros de Energía y una tercera de la industria, que recogen compromisos concretos para desbloquear la inversión en un contexto marcado por el aumento de los costes financieros y las disfunciones en los sistemas de subastas

En el plano regulatorio, los Estados asumen la necesidad de reducir el riesgo de los proyectos y dar certidumbre a los ingresos. Para ello, **se comprometen a generalizar el uso de contratos por diferencia de doble vía como diseño estándar de las subastas de eólica marina**, un instrumento que permite estabilizar los flujos de caja y abaratar la financiación. Además, el pacto incluye la eliminación de barreras regulatorias a los contratos bilaterales de compraventa de electricidad entre productores y grandes consumidores, conocidos como PPAs, considerados clave para diversificar las fuentes de ingresos de los proyectos.

La industria, por su parte, acepta el reto de mejorar la competitividad de la tecnología. **Las empresas del sector se comprometen a reducir los costes de la eólica marina en torno a un 30% hacia 2040** respecto a los niveles de 2025, apoyándose en economías de escala, una mayor industrialización y un menor coste del capital derivado de una mayor estabilidad regulatoria. A cambio, el sector estima que podrá movilizar hasta un billón de euros de actividad económica en Europa, crear 91.000 nuevos empleos y destinar 9.500 millones de euros a inversiones en fábricas, puertos e infraestructuras logísticas especializadas.

El acuerdo también refuerza la cooperación transfronteriza en redes eléctricas. **Los operadores de los sistemas de transporte se comprometen a identificar antes de 2027 al menos 20 gigavatios de proyectos económicamente viables de interconexión** y parques híbridos en el mar del Norte, con vistas a su desarrollo en la década de 2030. Estas iniciativas incluyen instalaciones eólicas conectadas a varios países y nuevas fórmulas de reparto de costes entre Estados.

La **eólica marina se ha consolidado en los últimos años** como una de las principales historias de éxito industrial de Europa, con 37 gigavatios instalados en 13 países y más de 6.000 aerogeneradores en operación. Sin embargo, **el sector venía alertando de una ralentización del ritmo de despliegue por la falta de visibilidad de los proyectos futuros** y el encarecimiento de la financiación.

"Hoy Europa redobla su apuesta por la eólica marina. **La cooperación entre gobiernos puede atraer hasta un billón de euros de inversión en la próxima década** y es la mejor respuesta a quienes dudan de Europa", afirmó Malgosia Bartosik, consejera delegada interina de WindEurope, tras la firma del acuerdo, subrayando que el objetivo último es garantizar una energía "autóctona, segura y asequible" para la economía europea.

Los inversores no entienden por qué en España la luz es cara pese a la cantidad de renovables

Theobjective.com, 26 enero de 2026

La imagen positiva del país se desvanece por los altos costes, la politización y los enfrentamientos en el sector

Los inversores extranjeros observan con buenos ojos el mercado español para montar proyectos industriales o energéticos. Al menos esa es la conclusión que sacan de los informes de las consultoras que describen este país como el lugar idóneo para el desarrollo de las **energías renovables**, caracterizadas por generar

bajos precios en el mercado. De hecho, la **solar**, la eólica y la hidráulica superaron el 50% del total de electricidad generada el pasado año.



Sin embargo, este *mix* energético no desemboca en una factura de luz barata, pese a que presuntamente debería. Una realidad que intriga a los inversores, incluidos a los más reconocidos, como el propio **Bill Gates**, que desde hace años tiene un fondo que invierte en proyectos verdes disruptivos en todo el mundo y que precisamente preguntó por este asunto hace una semana. Como suele ocurrir, **los inversores acaban recibiendo la explicación de este escenario**, que no es otra que el complejo sistema marginalista y la elevada cantidad de costes asociados que tiene el recibo de la electricidad.

El sistema hace que todas las tecnologías del *mix* cobren por **el precio de la última central necesaria para cubrir la demanda**, que suele ser la de gas. Esto se traduce en lo que reflejan los elevados precios del mercado diario, que han llegado -y superado- durante los últimos días a los **100 euros megavatio hora** en determinadas horas del día, según los datos de **Red Eléctrica**. A eso hay que añadirle los peajes de redes (tanto en transporte como en distribución), los costes regulados históricos (déficit de tarifa y primas antiguas a renovables) y los impuestos (IVA, especiales y el Impuesto sobre el Valor de la Producción de la Energía Eléctrica). También existen otros mecanismos, como el servicio de respuesta activa de la demanda para la industria, que paga a las fábricas a cambio de que paren su actividad cuando existe más demanda que oferta (aunque lleva sin aplicarse un año).

Política y sector energético

«Cuando uno está fuera de España ve que todo está bien, pero una vez que uno está dentro, la cosa cambia», aseguran los inversores sobre la imagen externa que da el país. Un comentario compartido por trabajadores del sector energético que han trabajado en el extranjero. Además de las razones meramente técnicas, **existen otras políticas**, como la polarización, que contribuye a la parálisis del Congreso de los Diputados. Precisamente, y relacionado con este asunto, en el sector energético inquieta que la ley de Industria no se apruebe.

Además del plano político y técnico, existe también una **crisis de confianza en el sector eléctrico** tras el apagón. Las relaciones entre las energéticas; el gestor del sistema, Red Eléctrica y el regulador (la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, CNMC), siguen marcadas por el suceso ocurrido el pasado 28 de abril, que dejó a España sin luz durante más de diez horas. Un escenario que se ha agitado todavía más tras conocerse la **circular de retribución de las redes eléctricas**, aprobada con división dentro del regulador, que ha puesto en pie de guerra a las energéticas por considerarse baja.

Por otro lado, en el **regulador**, que es el encargado de velar por la competencia y regulación del sistema energético, hay tensión interna, como se pudo constatar hace unos días, cuando se conoció la dimisión la consejera de la CNMC, Pilar Sánchez. Fuentes conocedoras del asunto señalan que se ha debido a su deteriorada relación con la presidenta.

Posibles soluciones

El escenario eléctrico muestra una red colapsada. El número de nudos saturados ha ido creciendo hasta situarse en el **88%** en el mes de enero. Algunos teóricos y técnicos del sector energético hablan de la necesidad de digitalizar la red para aumentar su eficiencia. Eso intentó el regulador al presentar un nuevo modelo metodológico, llamado totex, que premia precisamente los aumentos de inversión en esta área.

El modelo totex rompe con el viejo esquema que se basa en aplicar una tasa de retorno al coste de mantenimiento, operación en inversiones por medio del capex (el gasto en la inversión a largo plazo) y el opex (gasto en las operaciones diarias) que llevan a cabo las eléctricas. Lo que busca es **retribuir los activos** —por ejemplo, los cables o los transformadores— para que **se pague por el servicio**. Sin embargo, según fuentes del sector, este objetivo no se ha conseguido, y con el nuevo esquema se lanzan señales

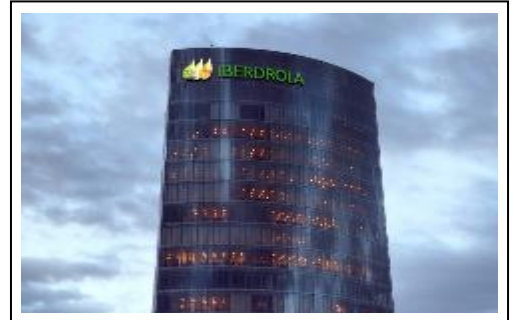
que alejan la inversión por la transformación de la red y se incentiva en cambio la clásica apuesta de sustituir los transformadores.

Iberdrola, seleccionada por quinto año en la “A List” de CDP por su transparencia y su gestión medioambiental

elEconomista.es, 27 enero de 2026

La permanencia en esta clasificación refleja la apuesta de Iberdrola por una economía más segura, limpia, resiliente y competitiva a través de la electrificación

Iberdrola ha vuelto a obtener, por quinto año consecutivo, la máxima calificación en la clasificación “A List” que elabora CDP, la organización internacional que evalúa la transparencia y la gestión ambiental de las empresas. Este reconocimiento refuerza el compromiso firme de la compañía con los más altos estándares de sostenibilidad, así como con la divulgación, la transparencia y el desempeño en acción climática.



La permanencia en este selecto ranking, al que accede únicamente un 4% de las más de 22.100 compañías analizadas en todo el mundo por CDP, refleja la apuesta estratégica de Iberdrola por una economía más segura, limpia, resiliente y competitiva a través de la electrificación.

CDP es una organización global sin ánimo de lucro que gestiona uno de los principales sistemas independientes de divulgación medioambiental del mundo, utilizado por empresas, mercados de capitales, ciudades, estados y regiones para gestionar su impacto ambiental. Cada año, la entidad asigna a las compañías analizadas calificaciones de A a D-, mediante una metodología rigurosa que evalúa la calidad de la información publicada, la gestión de riesgos y la adopción de mejores prácticas ambientales y climáticas. El rigor de sus análisis convierte a las listas de CDP en una referencia de gran prestigio para inversores y mercados.

Además, **Neoenergía**, la filial brasileña del Grupo Iberdrola figura en la “A List” con un doble reconocimiento a su gestión climática y del agua.

Un referente mundial en sostenibilidad

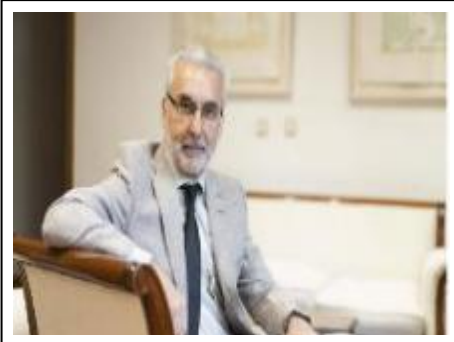
Iberdrola, primera eléctrica europea por capitalización bursátil y segunda a nivel mundial, consolida así su posición como referente global en transparencia y sostenibilidad. Además, del reconocimiento de CDP, la compañía forma parte de los principales índices internacionales de sostenibilidad, entre ellos Dow Jones Best-in-Class World & Europe (S&P), MSCI, Sustainalytics, ISS-ESG, EcoVadis y FTSE4Good.

El Consejo de Seguridad Nuclear espera decidir sobre la prórroga de Almaraz entre julio y septiembre

elEconomista.es, 27 enero de 2026

- **El regulador tiene "aparcada" la documentación de cierre a la espera de los informes para la prórroga de la central**
- **El CSN contempla tres escenarios y una fecha límite: si la prórroga no llega antes de nov de 2026, se activará el plan de cese**
- **Lentijo concluye que tras el apagón la seguridad funcionó, pero deben reforzarse los sistemas de comunicación en crisis**

El Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) espera tomar una **decisión sobre el futuro de la central nuclear de Almaraz este próximo verano, previsiblemente, entre julio y septiembre**. El organismo, presidido por Juan Carlos Lentijo, mantiene ahora mismo abiertos todos los escenarios y condiciona cualquier calendario a que la documentación técnica llegue "en tiempo y en calidad". Así lo dejó claro el organismo regulador en una comparecencia en la que abordó tanto el posible **cierre de la instalación** como las lecciones extraídas del apagón eléctrico y el estado de los desmantelamientos nucleares en España.



El CSN confirmó que **las empresas propietarias de Almaraz tienen de plazo hasta el 18 de febrero para entregar la documentación adicional** que se les ha requerido. Ese plazo, fijado a finales de 2025 y publicado oficialmente, es clave para que el regulador pueda cumplir su previsión de emitir su informe técnico este verano. La evaluación en curso se centra exclusivamente en la solicitud de ampliación del periodo de explotación, que es el único procedimiento activado formalmente por el titular y trasladado por el Ministerio al regulador.

Posteriormente, **el Ministerio dispondrá de alrededor de cinco meses y medio para tomar una decisión definitiva sobre la planta**, ya que el plazo que tiene el departamento de Sara Aagesen es de seis meses y la solicitud formal se realizó el 30 de octubre y el envío al CSN el 17 de noviembre.

En paralelo, el CSN aclaró que **la documentación preliminar relativa al cese de explotación ya ha sido remitida por los propietarios, a petición del propio Consejo, pero no está siendo analizada en este momento**. Se trata de un adelanto no exigido por la normativa, solicitado por razones de planificación interna. Esa documentación permanece "aparcada" y solo se activará su evaluación si finalmente no se concede la autorización de explotación, si las eléctricas desisten o si esta no llega antes del 1 de noviembre de 2026, fecha a partir de la cual el regulador tiene que comenzar obligatoriamente a estudiar el cierre para disponer de al menos un año completo para analizar con garantías este proceso.

El presidente del CSN identificó tres escenarios posibles: que Almaraz obtenga la autorización de explotación antes de esa fecha, que no la obtenga, o que la autorización llegue fuera de plazo. En los dos últimos casos, el CSN iniciaría el análisis formal de la documentación de cese. El regulador añadió que una eventual renuncia de los operadores por motivos económicos conduciría, en la práctica, al mismo procedimiento administrativo que una denegación de la autorización.

Más allá del caso concreto de Almaraz, el CSN subrayó que **todas las centrales nucleares, incluso en fase de operación, están obligadas a disponer de planes preliminares de desmantelamiento**. Estos documentos permiten anticipar cómo se abordará el cierre cuando llegue el momento y facilitan la coordinación con Enresa, responsable de asumir las instalaciones tras el cese de explotación. El regulador reconoció que una eventual coincidencia temporal de varios desmantelamientos supondría un reto relevante, pero defendió que España cuenta con capacidad técnica y organizativa suficiente para afrontarlo.

Apagón del 28 de abril

En cuanto al apagón eléctrico, el CSN avanzó que los informes de evaluación están en su fase final y que, **desde el punto de vista estrictamente nuclear, no se han detectado fallos en los sistemas de seguridad de las centrales**. Los mecanismos diseñados para responder a una pérdida de suministro exterior funcionaron conforme a lo previsto. Las principales lecciones extraídas se centran en la necesidad de reforzar los sistemas de comunicación en situaciones de crisis y de mejorar la preparación para escenarios que afecten simultáneamente a todo el parque nuclear, y no solo a una instalación concreta.

El regulador descartó que el apagón vaya a tener impacto alguno sobre la operación o el eventual cierre de Almaraz y recordó que los tiempos de reconexión de las centrales tras una parada dependen de factores técnicos inherentes al funcionamiento del reactor por asuntos como la **contaminación por xenón** o por **reparaciones adicionales necesarias** y de las instrucciones del operador del sistema, Red Eléctrica. Por motivos de estabilidad del sistema, las nucleares no suelen ser las primeras instalaciones en volver a conectarse tras un incidente generalizado.

Residuos de Francia

El CSN también aportó nuevas precisiones sobre la gestión de residuos. En particular, explicó que **el retorno a España de los residuos procedentes del reprocesado del combustible de la central Vandellós I en Francia responde a compromisos contractuales y acuerdos entre ambos países**. Dichos acuerdos establecen expresamente que, una vez completado el reprocesado, los residuos deben regresar a España. Aunque los calendarios iniciales se han ido ajustando con el paso del tiempo, ese compromiso sigue plenamente vigente.

La planificación actual sitúa el retorno entre 2028 y 2029, lo que supone un retraso frente al calendario previsto en el Plan de gestión de residuos. Por ese motivo, Enresa trabaja en la construcción de un almacén específico en el propio emplazamiento de Vandellós para alojar estos materiales de forma segura. El regulador subrayó que esta solución no es improvisada, sino que responde a lo establecido en el Plan General de Residuos Radiactivos, el marco estratégico que ordena la gestión de estos materiales en España. El CSN descartó que Francia pueda convertirse en un almacén permanente de residuos españoles y recordó que cualquier ampliación de capacidad o nueva infraestructura debe encajar en ese plan y someterse a los procedimientos de autorización correspondientes.

Finalmente, el CSN se refirió al **desmantelamiento de la central José Cabrera, Zorita, que se encuentra ya en su fase final de restauración del emplazamiento**. Los trabajos técnicos están muy avanzados y consisten en analizar y, en su caso, descontaminar suelos y aguas para demostrar que el terreno cumple los criterios radiológicos exigidos para su uso futuro. Aunque el proceso formal es complejo y prolongado, el regulador confirmó que el avance es significativo y que el emplazamiento sigue bajo control, sin prisas desde el punto de vista de la seguridad nuclear.

Red Eléctrica para de nuevo a la industria tras un exceso de generación eólica y problemas con Portugal a primera hora de la mañana

Elperiodicodelaenergía.com, 28 enero de 2026

Según ha podido saber El Periódico de la Energía, los fuertes vientos han obligado a algunos parques eólicos a parar y se ha tenido que reducir el intercambio eléctrico con Portugal por el temporal



Mañana complicada en la operación del sistema eléctrico. Si hay dos momentos complicados al día en la gestión del sistema eléctrico son los momentos de salida del sol y puesta del mismo, es decir, al amanecer y al anochecer de cada día.

Esta mañana, entre las 8 y las 10 horas, Red Eléctrica ha activado el Servicio de Respuesta Activa de la Demanda (SRAD), con el que ha paralizado la actividad de algunas plantas industriales que participaron en la subasta

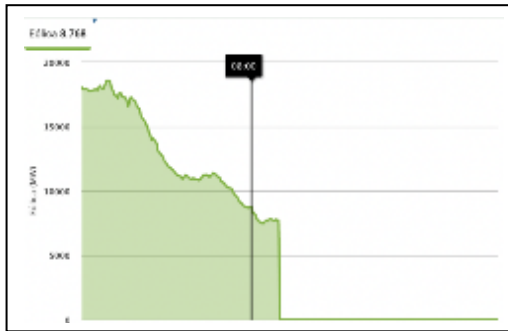
de finales de año para poder beneficiarse de este servicio que se abona por una cantidad de energía que se deja de consumir o potencia que se apaga.

El caso es que este fenómeno se ha producido, según fuentes del sector, debido a un desajuste entre la generación y la demanda en ese momento. Se puede ver perfectamente en la curva de demanda que ofrece Red Eléctrica, el gap que hay entre la línea verde y la amarilla en ese horario.



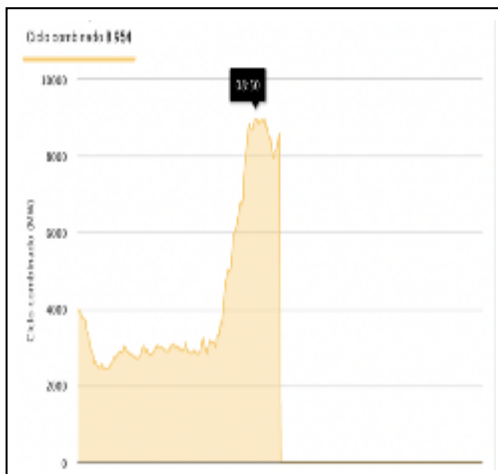
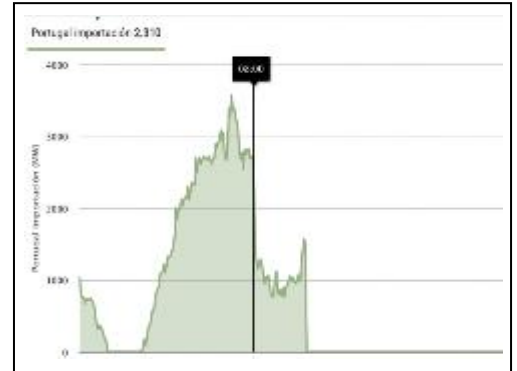
Según los datos ofrecidos por Red Eléctrica, hay un desfase de algo más de dos gigavatios (GW). Había previsto que hubiese funcionando 38.526 MW cuando en realidad se ha alcanzado un pico de 36.517 a las 08.50 horas.

Eólica parada y menos importación de Portugal



Todo ha sido debido a que la previsión de generación eólica ha fallado y se ha caído más de lo esperado. Concretamente, lo que sucedido es un exceso de viento. Los aerogeneradores se paran cuando se producen vientos por encima de los 90 km/h y estas velocidades se han alcanzado en algunos puntos de la península, incluso alcanzando los 130 km/h. Eso ha llevado a que se caiga bastante producción eólica. Los datos ofrecen una producción con aerogeneradores de sólo 7.500 MW aproximadamente cuando estaba previsto que estuviese por encima de los 11.000 MW durante la mañana.

Pero a eso de las 6.00 horas la producción ha comenzado a pararse. Los aerogeneradores han parado por los fuertes vientos y Red Eléctrica ha tenido que llamar a los ciclos combinados que estaban en reserva para suplir esta generación. A eso de las 08.00 de la mañana, el operador, viendo que la eólica se hundía y que los ciclos combinados ya no daban más de sí tuvo que aplicar este servicio y parar parte de la industria para cubrir todo el diferencial generado, que como decíamos anteriormente ha sido de unos 2 GW. Fuentes de Red Eléctrica han explicado a este diario que "la continuidad del suministro no se ha visto en ningún momento comprometida, siendo el objetivo de la orden de activación -que se ha aplicado durante aproximadamente dos horas, que establece la normativa- garantizar los niveles de reserva establecidos en los procedimientos de operación en respuesta a una situación puntual en la que se han visto reducidos los recursos disponibles en el sistema. En esta ocasión, la aplicación de SRAD se realiza con el fin de amortiguar el efecto sobre el sistema eléctrico peninsular de la situación adversa desencadenada en Portugal a causa del temporal, razón por la cual se han reducido la importación de electricidad y de la caída de la producción eólica prevista por el efecto de este temporal sobre el sistema español".



Este es el efecto en las importaciones con Portugal que han bajado de 2.300 MW hasta los 800 aproximadamente.

Los ciclos han pasado de 3.000 MW a casi 9.000 MW entre las 6.00 de la mañana y las 09.00. Pero hay más capacidad, ¿qué ha pasado con el resto? Fuentes del sector han explicado a este diario que había unas 20 unidades de generación de ciclos combinados, aproximadamente otros 8.000 MW que no estaban preparados para su servicio, es decir, no estaban en reserva por si sucede algún desvío entre generación y demanda.

Y ha sido ello por lo que se ha tenido que parar a la industria finalmente durante estas dos horas de la mañana.

Resultado de la activación

Según los últimos datos que ofrece Red Eléctrica sobre la aplicación del SRAD, se ha activado el servicio en dos ocasiones a partir de las 08.01 horas. Se trata de un primer bloque de 865 MW de potencia para un total de 1.716 MWh de energía que se ha abonado a un coste de 116,47 €/MWh.

ACTIVACIÓN DEL SERVICIO				
Unidad de activación de servicio				
Activado	A	Fecha Inicio (HH:MM)	Potencia (MW)	Energía (MWh)
1		20/01/2018 08:01	865	1867
2		20/01/2018 08:20	865	1000

Un segundo bloque a partir de las 08.16 para 860 MW y un poco menos de energía, con 1.464 MWh y a un precio más caro de 120,90 €/MWh. En total, se han paralizado 1.725 MW de potencia en la industria, toda la capacidad que se adjudicó en la última subasta.

La subasta SRAD

El pasado 28 de noviembre de 2025 se celebró la subasta del Servicio de Respuesta Activa de la Demanda que sorprendió al activarse sólo para seis meses y no para todo el año como se hizo en anteriores ocasiones. Es una decisión de Bruselas al parecer que se acorten a seis meses.

El caso es que el resultado fue muy bueno en comparación con otros ejercicios ya que se presentaron más industrias. El volumen en potencia asignado en la subasta ha resultado igual a 1.725 MW, a prestar en 2.279 horas en el primer semestre de 2026.

De momento ya llevamos las dos primeras activaciones tras un 2025 en el que no se llegó a activar este servicio.

El recibo de la luz da un respiro en la cuenta de enero y baja un 9% por la nueva fórmula del PVPC

elEconomista.es, 27 enero de 2026

- *La factura desciende a pesar de que la parte regulada del recibo, como los peajes y cargos, ha subido un 10%*
- *El nuevo cálculo suaviza el precio, pero también limita el impacto de las grandes caídas del mercado mayorista*
- *El mercado mayorista se desplomó un 17,6%, pero la nueva fórmula limitó el impacto de esa caída en el recibo*

El recibo de la luz dará un respiro a los consumidores en esta cuenta de enero. Según el simulador de la Comisión Nacional del Mercados y Competencia, **un consumidor medio pagará un 9% menos que en el mismo mes del año pasado**, pese a la permanencia del sistema reforzado de Red Eléctrica -que incrementa las horas de producción con gas más caro- y el aumento de los costes de la parte regulada.



Esta rebaja se produce en gran parte **por el impacto de la revisión de la fórmula de cálculo del PVPC** (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor) que se ha ido **implementando de forma progresiva escalando la participación del mercado a plazo** frente al mercado diario para darle una mayor estabilidad al recibo mensual.

Este cambio formaba parte de la reforma impulsada en el Real Decreto-ley 446/2023, que **introdujo referencias de mercados a plazo (mensual, trimestral y anual) además del mercado diario para reducir la volatilidad del PVPC** frente a **escenarios de fuertes incrementos de precios o de fuertes rebajas**.

Cambios en la fórmula

La transición se desarrolló así: inicialmente, desde el 1 de enero de 2024 se aplicó la metodología con una mezcla donde el mercado diario tenía un 75% de peso y los mercados a plazo el 25%. En enero de 2025, esa ponderación se ajustó al 60% el mercado diario y al 40% los mercados a plazo. Finalmente, desde el pasado 1 de enero de 2026 el cálculo del PVPC adoptó su formato definitivo, **con un 45% del precio vinculado al mercado diario e intradiario y el 55% basado en productos a plazo (futuros)**.

El cambio en la fórmula ha provocado, por un lado, que ahora **se pueda aprovechar menos la rebaja del mercado mayorista diario** en este mes de enero o en los meses de elevada producción renovable frente a

la **contención en la bajada de los futuros**, que aunque a precios inferiores que el año anterior, han registrado menores descensos.

Según los datos de Omie, **la media de precios de mercado hasta el 27 de enero se sitúa en 79,61 euros frente a los 96,71 euros** a los que cerró de media durante todo el mes de enero de 2025, lo que supone un 17,6% menos, pero que trasladado a la nueva fórmula reduce su impacto en el recibo final.

En el caso de los futuros **también se ha registrado una rebaja en los de menor plazo**, gracias a los menores precios del gas, las mayores lluvias y a la previsión de una fuerte producción renovable para el segundo trimestre del año.

Durante enero de 2025, la información histórica disponible muestra que **los precios del PVPC se situaron en niveles notablemente más elevados que en este 2026**. Por ejemplo, los datos diarios publicados para la primera mitad de enero de 2025, que reflejan precios horarios agregados en euros/kWh, indican valores medios por encima de 0,19 euros/kWh en los primeros días del mes (1 de enero: alrededor de 0,2059 euros/kWh; 2 de enero: 0,1995 euros/kWh; 3 de enero: 0,1915 euros/kWh), con oscilaciones significativas a lo largo de los días por la alta volatilidad del mercado.

En contraste, en enero de 2026 el comportamiento medio diario de los precios muestra niveles considerablemente menores en ese mismo tramo del mes. Según el histórico publicado para los primeros días de enero de 2026, **los precios medios diarios han oscilado entre aproximadamente 0,1063 euros/kWh y 0,1793 euros/kWh** en los primeros 20 días, con valores incluso más bajos hacia finales del periodo comparado (por ejemplo, 24 y 25 enero con alrededor de 0,0754 euros/kWh y 0,0799 euros/kWh).

Por contra, **la parte regulada -que representa en torno al 35 %-45 % del recibo total para un consumidor doméstico tipo acogido al PVPC- subió alrededor de un 10%** para un cliente con una potencia contratada estándar y un consumo medio. La parte regulada incluye fundamentalmente los peajes de transporte y distribución, que retribuyen las redes eléctricas; los cargos del sistema, destinados a financiar políticas públicas del sector (renovables históricas, sobrecostos extrapeninsulares, anualidades del déficit, etc.); el alquiler del contador, cuando no es en propiedad; y los impuestos, especialmente el IVA y el impuesto especial sobre la electricidad. Todos estos conceptos están fijados o supervisados por la Administración y el regulador, con independencia del precio del mercado diario.

De este modo, según el simulador de recibos de la CNMC, un consumidor medio habría pagado entre el 1 de enero de 2025 y el 25 de enero, un total de 60,20 euros. En el mismo periodo, para este año, **ese recibo asciende a 54,73 euros, lo que supone esta rebaja de casi el 9%**.

El Ministerio de Transición Ecológica esperaba para el año 2026 una bajada de la tarifa eléctrica del entorno del 4,4% para los consumidores domésticos. No obstante, en los primeros compases del año **la reducción del recibo está siendo superior a lo previsto por una caída más pronunciada del mercado mayorista**. Por contra, el incremento de demanda de casi un 2,4% hasta el pasado 26 de enero, según los datos de Red Eléctrica, puede acabar generando la impresión en los consumidores de haber registrado un precio más elevado.

Los precios negativos se consolidan y cambian la negociación de los PPAs

eIEconomista.es, 29 enero de 2026

- **La firma de PPAs en Europa ha dejado atrás su etapa de crecimiento acelerado para adentrarse en un ciclo de madurez marcado por la caída del volumen contratado y la presión de los precios**
- **La hibridación, el almacenamiento y los contratos a medida se consolidan como las nuevas palancas del mercado, con España manteniendo un papel protagonista**

El mercado europeo de los contratos bilaterales de compraventa de energía renovable (PPAs) ha entrado en una nueva fase. Tras varios años de crecimiento acelerado, el 2025 ha marcado un punto de



inflexión, caracterizado por **menos volumen contratado, mayor complejidad contractual y una revisión profunda del valor real de la energía renovable.**

La volatilidad de precios, la creciente canibalización solar y la presión sobre la financiación, han obligado a promotores y compradores a **replantear estrategias.** Aun así, el mercado demostró resiliencia y capacidad de adaptación, con **España manteniendo un papel protagonista.**

Según el **Renewables Market Outlook 2026**, elaborado por Pexapark, el **volumen de PPAs firmados en Europa cayó en 2025 hasta 13,1 GW frente a los 15,3 GW de 2024**, mientras

que **el número de acuerdos se redujo de 317 a 247.** Estos datos reflejan un sistema eléctrico en el que **la alta penetración renovable está erosionando el valor económico de la producción expuesta al mercado.**

El principal factor que explica el enfriamiento del mercado en 2025 es el **fuerte deterioro de los factores de captura.** En países como España y Alemania, la solar ya captura apenas el 50-55% del precio medio anual, frente a niveles cercanos al 90% hace solo tres años. Francia se mueve en torno al 58%, mientras que la eólica onshore muestra dinámicas similares en mercados con alta penetración.

Este fenómeno de canibalización ha provocado lo que Pexapark define como el **"Big Repricing" de los PPAs:** una revisión acelerada a la baja del valor de los contratos pay-as-produced. En muchos mercados, la brecha entre lo que necesitan los promotores para viabilizar proyectos y lo que están dispuestos a pagar los compradores llevó a la desaparición del rango de precios en los que se encontraban compradores y vendedores y ocurrían las transacciones, especialmente en solar. A ello se sumó la **consolidación de los precios negativos** como rasgo estructural del sistema eléctrico europeo. Las cláusulas de curtailment y reparto de riesgos dejaron de ser excepcionales para convertirse en estándar.

A pesar de la desaceleración general en la actividad de PPAs en Europa, **España mantuvo su posición como el mayor mercado europeo, con 3,9 GW contratados**, seguida de Italia con 1,8 GW y Polonia con 1,5 GW. En contraste, **Alemania registró la mayor caída interanual** entre los principales mercados. Iberdrola volvió a asegurarse la posición de mayor vendedor global, contratando 1.088 MW en 13 acuerdos, mientras que Amazon se mantuvo como el principal comprador corporativo, cerrando 711 MW en cinco acuerdos.

Previsiones para 2026

De cara a 2026, Pexapark anticipa que **estas tendencias no solo continuarán, sino que se intensificarán.** Los factores de captura seguirán deteriorándose en la mayoría de mercados europeos, especialmente en solar, ya que **la entrada de nueva capacidad renovable seguirá superando el despliegue efectivo de almacenamiento y flexibilidad.**

Esto implica que el valor intrínseco de los PPAs pay-as-produced será menor que en 2025. El informe prevé un **descenso adicional del atractivo de los PPAs tradicionales y sin gestión de perfil**, especialmente en mercados maduros como Alemania o España.

Los precios negativos aumentarán en frecuencia e intensidad, consolidándose como una variable estructural que condicionará tanto los ingresos de los proyectos como la estructura de los contratos. En 2026, el debate ya no será si hay precios negativos, sino quién asume el riesgo y cómo se gestiona.

Uno de los mensajes más claros del informe es que **2026 será el año de las utilities.** En 2025, su volumen de offtake en PPAs creció más de un 200% interanual y en 2026 **reforzarán su papel como intermediarios naturales del sistema:** gestores de balance, optimizadores de carteras y contrapartes clave en contratos complejos.

Este protagonismo está ligado al **auge de la flexibilidad.** Tras cerrar 2025 con unos **6,5 GW contratados en acuerdos ligados a baterías y flexibilidad**, la plataforma Pexapark espera que en 2026 se superen

los 10 GW en Europa. Alemania e Italia liderarán este crecimiento, pero España, Polonia y el sudeste europeo ganarán peso como mercados emergentes.

La flexibilidad se consolida, así como el principal destino del capital y como el **complemento imprescindible de los PPAs en el nuevo sistema eléctrico.** Para los compradores corporativos, 2026 marcará una clara bifurcación. Un grupo reducido de grandes consumidores –especialmente tecnológicas y centros de datos– avanzará hacia modelos de energía limpia 24/7, con carteras multitecnología y apoyo de utilities. El resto del mercado mantendrá una actitud más prudente, condicionado por la complejidad contractual y la incertidumbre sobre el valor futuro de la energía.

La conclusión de Pexapark es clara: **el PPA no desaparece, pero deja de ser un producto estandarizado.** En 2026, el valor ya no estará en firmar energía renovable a precio fijo, sino en gestionar perfil, volatilidad y flexibilidad. En un sistema dominado por las renovables, solo los actores capaces de integrar estos elementos podrán cerrar acuerdos de forma consistente.

Los expertos consultados por **elEconomista Energía** ratifican todos estos datos. **Cristina Corchero, CTI-CISO en Bamboo Energy Platform,** afirma que, en 2025, "hemos visto un giro clarísimo en el mercado. Los PPA solares tradicionales han dejado de encajar por la caída estructural de precios y la profundización de la curva de pato. Esto ha generado dudas sobre su viabilidad a largo plazo y ha impulsado a todo el sector -grandes energéticas incluidas- a migrar hacia modelos híbridos con baterías. En España y Portugal el interés se ha disparado y ya está en todas las mesas de negociación".

Según Corchero, **"la solución pasa por el almacenamiento.** Solo cuando podamos desplazar la energía solar del mediodía a las horas punta, el modelo volverá a ser sostenible. Otros países europeos van más avanzados en mecanismos de mercado y servicios de red, pero la tendencia es global. Para 2026 no esperamos un cambio brusco: la estructura de precios ya es estructural y el reto es acelerar la inversión en baterías y nuevos productos que sustituyan o complementen al PPA clásico".

Desde la perspectiva de las Empresas de Servicios Energéticos (ESEs), **Agustín Villar, director de Regulación y Formación de ANESE,** señala que, según los datos del Observatorio de Eficiencia Energética -que la asociación elabora anualmente-, **"el apetito de las ESEs por el uso de PPAs ha venido disminuyendo en los últimos años,** en parte debido a una menor actividad en proyectos de autoconsumo fotovoltaico y a una menor volatilidad de los precios del mercado eléctrico en relación a años anteriores".

Asimismo, explica que "los PPAs que se están firmando presentan plazos más acotados", a la vez que refrenda que **la alta penetración de producción solar y la proliferación de horas con precios negativos ha restado atractivo a este tipo de contratos** y que, como respuesta, "empiezan a aparecer estructuras contractuales híbridadas, que combinan solar, eólica y almacenamiento, mucho más adaptadas al perfil horario del consumidor".

En cuanto a los precios, Villar indica que los niveles actuales, por debajo de los 35 €/MWh, "dificultan la rentabilidad de nuevas plantas y han llevado a introducir cláusulas específicas para mitigar el impacto de los precios negativos". Aun así, subraya que **"el stock de PPAs en España sigue siendo elevado en comparación con otros países europeos** y esta figura continuará siendo relevante, aunque de forma cada vez más sofisticada y probablemente vinculada a la posibilidad de introducir almacenamiento".

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

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

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



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