

# Resumen de Prensa

## Sector Energético



Nos importan las **PERSONAS**

Creemos en la **NEGOCIACIÓN**

Trabajamos para construir un **FUTURO** mejor

# El Gobierno esconde el aumento de la presión fiscal a las nucleares para desligarse del calendario de cierre

Larazon.es, 15 Agosto de 2025

**Las energéticas acusan al Ejecutivo de romper el techo impositivo acordado y de subir la tasa Enresa (residuos) un 56% desde 2019 haciendo inviable su supervivencia**



El futuro de las centrales nucleares está en el alero. El Gobierno dice dejar en manos de las energéticas su supervivencia mientras **prepara su sustitución rebajando su rentabilidad y asegura no haber incrementado la presión fiscal sobre la energía nuclear**. Sin embargo, las empresas propietarias de los reactores en funcionamiento sostienen que el coste regulatorio ha aumentado de forma significativa en los últimos años. **Una de sus principales críticas se centra en la subida del 56% en la tasa que las compañías deben abonar a Enresa desde 2019 para financiar la gestión**

**de residuos radiactivos**. Concretamente, se refiere a la carga tributaria conformada por el impuesto al combustible gastado, la ecotasa autonómica, y la prestación tributaria de desmantelamiento y almacenamiento de materiales, la conocida como «tasa Enresa».

Según fuentes del sector energético consultadas por LA RAZÓN, esta **evolución de los costes dificulta la viabilidad de la tecnología en el marco del calendario de cierre pactado en 2019**, que prevé el apagado progresivo de los siete reactores nucleares entre 2027 y 2035. Las compañías argumentan que la subida de la tasa «vulnera el marco previamente acordado y **piden una revisión de la metodología utilizada por Enresa**, así como una auditoría de la eficiencia en la gestión de estos fondos Públicos». Por ejemplo, la central de Almaraz técnicamente está en perfecto estado, como demuestra el reconocimiento WANO1 obtenido de la asociación mundial de todas las centrales nucleares del mundo, el de mayor categoría respecto a las operaciones.

La tasa de Enresa forma parte del coste fijo que las centrales deben afrontar con independencia del precio de la electricidad en el mercado. Desde el sector se insiste en que este tipo de costes «condiciona la rentabilidad de la actividad y puede afectar a las decisiones de continuidad operativa». A esta situación se suma la **paralización del proyecto de construcción del Almacén Temporal Centralizado (ATC) en Villar de Cañas (Cuenca)**, una infraestructura destinada a la gestión común de los residuos de alta actividad. Su cancelación ha obligado a mantener almacenamientos individuales en cada emplazamiento, lo que incrementa los costes operativos de las centrales.

El secretario de Estado de Energía, José Groizard, señaló hace unos días que «no hay ninguna razón técnica por la que no se pueda cerrar una central nuclear», en alusión al calendario pactado. Groizard no se refería directamente a la subida de la tasa de residuos ni a las acusaciones del sector sobre el aumento de la carga fiscal. **Tampoco aclaró si se contempla una revisión del acuerdo de cierre escalonado alcanzado entre el Ejecutivo y las eléctricas**.

# Iberdrola e Ingeteam avanzan en la hibridación de plantas solares con nuevos sistemas de almacenamiento

Eleconomista.es, 16 Agosto de 2025

**Ingeteam hibridará las plantas fotovoltaicas de Iberdrola en Revilla Vallejera (Burgos), Andévalo (Huelva) y Almaraz I&II (Extremadura), mediante un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS).**



La compañía llevará a cabo el suministro y la puesta en marcha de sus soluciones de electrónica de potencia en media tensión, control y SCADA de cada una de las plantas, **que comenzarán a operar en el último trimestre del año**, ha explicado Iberdrola en un comunicado.

Cada uno de **los proyectos consta de cinco estaciones de media tensión que gestionan 25 MW / 50 MWh**, con un alcance total de 100 MW / 200 MWh.

El sistema de almacenamiento en baterías (BESS) acumulará parte de la energía eléctrica generada en las plantas solares fotovoltaicas, con el **propósito de mejorar la gestión de la energía eléctrica de origen renovable**, dando lugar a una instalación de energía eléctrica híbrida.

Los sistemas de almacenamiento suministrados por Ingeteam, incluyen un controlador de potencia híbrido propio (Hybrid Power Plant Controller o H-PPC) **coordinado con la planta fotovoltaica**, combinando y limitando la potencia entregada a la capacidad de acceso en el punto de conexión.

Estos sistemas de almacenamiento fueron reconocidos recientemente como Proyectos Estratégicos para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE), en su división de Energías Renovables, Hidrógeno renovable y Almacenamiento (ERHA) y contaron con más de 26 millones de euros de financiación por parte del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE).

Ingeteam ha colaborado previamente con Iberdrola en otros proyectos pioneros de hibridación de energías renovables con almacenamiento. Entre ellos, **el primer sistema de baterías instalado en un parque eólico en funcionamiento en España**, así como los proyectos piloto de Puertollano y Campo Arañuelo III.

En el ámbito del almacenamiento hidroeléctrico, y también con tecnología desarrollada por Ingeteam, Iberdrola ha puesto en servicio durante el último año las centrales hidroeléctricas de bombeo de Santiago-Sil-Xares (Ourense) y Valdecañas (Cáceres), esta última considerada una de las mayores baterías de almacenamiento de energía de España.

Estas infraestructuras, **conocidas como giga baterías, son esenciales para avanzar en la descarbonización del sistema energético** y representan la forma más eficiente de almacenamiento a gran escala disponible en la actualidad.

Otro proyecto de singular interés, llevado a cabo por Iberdrola fue la instalación de la que fue la primera batería de almacenamiento eólico de Bizkaia, que se puso en marcha en 2022. Concretamente, en la ST de Abadiño, donde evacúa el parque eólico de Oiz, de 6 MW. Dispone de una capacidad de almacenamiento garantizada de 3,5 MWh y contó con Ingeteam para su instalación.

# Precio de la luz hoy, lunes, 18 de agosto de 2025: la factura sigue a la baja

Expansion.com, 18 Agosto de 2025

En el día de hoy, 18 de agosto de 2025, el promedio del precio de la luz disminuirá hasta los 161,88 euros por megavatio hora (MWh), según los últimos datos facilitados por el Red Eléctrica de España.

¿Cuál es el precio más barato de la luz hoy?



La franja horaria en el que el **precio de la luz** será más barata para los consumidores será de **15:00 a 16:00 horas, con un precio de 106,15 euros/MWh.**

Se recomienda a los consumidores aprovechar para hacer un mayor consumo eléctrico en sus hogares y comercios tener en cuenta estas franjas horarias, que representan las horas más económicas del día. Es ideal programar el uso de electrodomésticos y actividades de alto consumo energético durante estos periodos. El precio de la luz del "Pool" mayorista será de 60 euros/MWh.

¿Cuál es el precio más caro de la luz hoy?

Por el contrario, la **franja horaria del día en el que el precio de la luz será más cara para el pequeño consumidor los consumidores será de 21:00 a**

**22:00 horas, con un precio de 242,16 euros/MWh.** Durante esta franja horaria recomendamos reducir el consumo eléctrico en sus hogares y comercios: es recomendable evitar el uso de dispositivos de alto consumo eléctrico para minimizar los costes. **El precio de la luz del "Pool" mayorista será de 120,76 euros/MWh.**

## Diferencias precio de la luz POOL vs PVPC

El POOL eléctrico es el **mercado mayorista de electricidad donde se determina el precio de la luz en función de la oferta y la demanda.** En España, este mercado es gestionado por el Operador del Mercado Ibérico de Energía (OMIE).

Mientras que el **PVPC (Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor)** es la tarifa regulada por el gobierno español para el suministro de electricidad. Está diseñada específicamente para pequeños consumidores, como hogares y pequeñas empresas, que tienen una potencia contratada de hasta 10 kW.

## Precio de la luz hoy hora a hora (PVPC)



**Precio de la luz hoy hora a hora (POOL)**



# Los períodos prolongados de baja producción eólica y solar (dunkelflaute) amenazan la seguridad energética de Europa

Elperiodicodelaenergia.com, 17 Agosto de 2025

**Un estudio de Wood Mackenzie destaca cómo los períodos prolongados de baja producción eólica y solar amenazan la seguridad energética de Europa y crean una volatilidad extrema en el mercado**

Un nuevo y exhaustivo estudio de **Wood Mackenzie** revela el creciente desafío de las "dunkelflaute" (períodos prolongados de baja generación eólica y solar) a medida que Europa transita hacia sistemas energéticos predominantemente renovables. La investigación muestra que estos eventos están impulsando una volatilidad extrema de los precios y exponiendo vulnerabilidades críticas para la seguridad energética en todo el continente.



Dunkelflaute es un concepto cada vez más familiar en los mercados energéticos europeos, especialmente después de dos eventos ampliamente cubiertos en noviembre y diciembre de 2024.

Según el informe "*Superando las calmas: los riesgos y oportunidades de la dunkelflaute*", los mercados europeos estarán expuestos, de media, a 1,6 eventos de dunkelflaute al año, aunque existe una importante variación regional. Los mercados del norte, especialmente

los que dependen de la energía eólica marina, son los más expuestos debido a la correlación entre las flotas eólicas y la limitada diversidad espacial. Los mercados del sur de Europa presentan un menor riesgo de dunkelflaute, ya que la energía solar al mediodía se mantiene fuerte incluso en invierno, ajustándose mejor a la demanda máxima y permitiendo una transferencia de carga eficaz mediante el almacenamiento en baterías.

Por ejemplo, Bélgica registra la mayor frecuencia, con 3 eventos al año, mientras que Portugal no registra ninguno. Los eventos son más frecuentes entre noviembre y enero, y el 41% dura más de 3 días.

## Consecuencias extremas en el mercado

Según el informe, las consecuencias para el mercado abarcan desde precios extremos hasta cambios drásticos en la oferta energética. En Alemania, los precios observados durante tan solo dos eventos de dunkelflaute en 2024 fueron suficientes para generar más del 50% de los ingresos mayoristas de las centrales de gas de punta. Durante el evento de noviembre de 2024, los precios intradiarios alemanes se dispararon hasta los 820 €/MWh. La generación de gas y carbón aumentó drásticamente, con importaciones alemanas que promediaron 10,5 GW en tres días.

El desafío es creciente. "A medida que Europa realiza la transición hacia un sistema energético dominado por la energía eólica y solar variables, comprender estos fenómenos meteorológicos extremos es esencial", afirmó Matthew Campbell, analista sénior de investigación de energía europea en Wood Mackenzie.

El estudio revela tres impulsores principales de la frecuencia de Dunkelflaute:

- Distribución del recurso eólico: la concentración geográfica aumenta la vulnerabilidad
- Niveles de irradiación solar, en particular la disponibilidad invernal en los mercados del norte
- Sincronicidad entre la oferta y la demanda: desajuste entre la generación renovable y la demanda máxima

"Nuestra investigación muestra que los eventos de escasez impulsarán cada vez más los ingresos por activos despachables, y la justificación comercial de la nueva generación flexible depende de las oportunidades de ingresos durante los limitados períodos anuales de baja demanda de energías renovables", afirmó Campbell. "A pesar de la disminución de las tasas de utilización, la generación a gas sigue siendo crucial para el sistema, lo que subraya su creciente valor en muchos mercados europeos".

## Mirando hacia el 2030

El análisis de Alemania para 2030 realizado por Wood Mackenzie muestra que, durante los períodos de dunkelflaute, la generación térmica seguirá siendo esencial, y que el gas y el carbón, en un solo caso, serán necesarios para abastecer el 40% de la carga en el mercado más grande de Europa y las importaciones netas superarán los 20 GW.

"La política energética, los marcos de planificación y los acuerdos de mercado deberían priorizar explícitamente la diversificación espacial frente a enfoques más limitados, centrados en el progreso hacia los objetivos, especialmente en los mercados con mayor exposición a estos fenómenos", afirmó Campbell. "Lo que realmente debería centrar la atención de los responsables políticos es nuestro hallazgo de que los días más fríos se asocian desproporcionadamente con una baja producción eólica, lo que aumenta el riesgo de escasez de suministro durante períodos de mayor demanda y pone de relieve el papel cada vez más esencial de los mecanismos de capacidad focalizada en el diseño del mercado».

# Geotermia en Canarias: Tenerife lidera la revolución energética que cambiará el futuro del Archipiélago

Diariodeavisos.elespanol.com, 17 Agosto de 2025

## Tenerife apuesta por la geotermia en Canarias como motor de un cambio histórico en el futuro energético de Canarias.

La **geotermia en Canarias** se ha convertido en la gran protagonista de un debate energético que marcará el futuro del Archipiélago. En Tenerife, este tipo de energía renovable se perfila como la alternativa más limpia, constante y sostenible frente a otras fuentes que dependen del viento o del sol. La isla, con su origen volcánico, es uno de los territorios con mayor potencial geotérmico de toda Europa, y por eso se ha puesto en marcha un proyecto histórico que cuenta con el apoyo del **Grupo Disa**, el Cabildo de Tenerife, el Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER), el Instituto Volcanológico de Canarias (*Involcan*) y la empresa islandesa **Reykjavik Geothermal**.

El proyecto, bautizado como **Geotermia de Tenerife**, cuenta con una inversión de 43,2 millones de euros procedentes de los fondos europeos Next Generation y se desarrollará hasta 2026. El objetivo es realizar estudios en el noroeste, este y sur de la isla para conocer con precisión dónde se encuentran las zonas de mayor capacidad de aprovechamiento. Una vez obtenidos los resultados, Tenerife podría convertirse en la primera isla del Archipiélago en disponer de una central de alta temperatura para producir electricidad gracias al calor de la tierra.



### **Geotermia Canarias: la energía que nace del volcán**

La **geotermia en Canarias** utiliza el calor del subsuelo para generar energía eléctrica de manera constante. A diferencia de otras fuentes renovables, como la solar o la eólica, que dependen de las condiciones meteorológicas, la geotermia garantiza un suministro estable durante las 24 horas del día y los 365 días del año. Esta característica la convierte en un recurso estratégico para avanzar hacia la **autosuficiencia energética del Archipiélago**.

El procedimiento para aprovechar esta energía se basa en extraer vapor y agua caliente del interior del terreno volcánico, transformarlo en energía mecánica a través de turbinas y, posteriormente, en electricidad. Además, el agua es reinyectada al subsuelo, lo que asegura un ciclo cerrado y sostenible con un impacto ambiental mínimo.

En países como Islandia, la geotermia representa más del **80% del consumo energético nacional**, un ejemplo que Canarias quiere replicar adaptándolo a su propia realidad geológica. Los beneficios son múltiples: reducción de emisiones de CO<sub>2</sub>, menor dependencia de combustibles fósiles importados, preservación del medio ambiente y creación de una fuente de energía local y constante.

El primer municipio de España que albergará una planta geotérmica de alta temperatura será Vilaflor, en Tenerife. Allí se instalará un sistema de última tecnología *HDR (Hot Dry Rock)* que permitirá condensar el calor acumulado en formaciones geológicas profundas. Este avance posicionará a la geotermia en Canarias como pionera en el país.

El proyecto también prevé aplicaciones complementarias: climatización residencial, calefacción para invernaderos, pasteurización de leche e incluso acuicultura. Con ello, la geotermia en Canarias no solo transformará el sector energético, sino que impactará de manera positiva en el ámbito económico y productivo del Archipiélago.

### **Los beneficios de la geotermia para Canarias**

El desarrollo de la geotermia en Canarias aporta ventajas clave:

**Suministro constante y local:** al no depender del sol ni del viento, ofrece una fuente de energía estable.

**Menor uso de suelo:** sus infraestructuras requieren menos superficie que otras energías renovables, preservando el patrimonio natural.

**Reducción de emisiones:** contribuye de manera directa a cumplir los objetivos climáticos europeos y nacionales.

**Impulso económico:** abre nuevas oportunidades en investigación, innovación y empleo en el sector energético.

**Calidad de vida:** la transición hacia energías limpias mejorará el entorno y la salud de los ciudadanos.

La **geotermia en Canarias** es, además, una oportunidad para situar al Archipiélago como referente nacional en el ámbito de las energías renovables. Con su desarrollo, Tenerife pretende adelantar en diez años los objetivos climáticos fijados por Europa, marcando un precedente en el resto del país.

Los estudios actuales confirman que las islas cuentan con un potencial único gracias a su **origen volcánico**. La energía geotérmica se encuentra bajo nuestros pies, lista para ser aprovechada de forma responsable. Y es precisamente en Tenerife donde se está escribiendo el futuro de esta transformación energética.

### Una apuesta estratégica para el Archipiélago

El consorcio formado por **Disa, el Cabildo de Tenerife, Involcan, ITER y Reykjavik Geothermal** permitirá que los resultados de las investigaciones se traduzcan en proyectos concretos. Los fondos europeos aportan el respaldo financiero necesario para garantizar el éxito del plan.

De este modo, la **geotermia en Canarias** se posiciona como la piedra angular de un modelo energético sostenible, capaz de reducir la dependencia de combustibles externos y de generar nuevas oportunidades en sectores productivos locales. Además, su implementación tendrá un impacto positivo en la preservación de espacios naturales, al necesitar menos suelo que parques eólicos o solares.

El futuro energético de Canarias pasa por **diversificar su matriz de renovables**, y la geotermia es la opción más sólida y constante para lograrlo. En un territorio donde la belleza volcánica es la seña de identidad, aprovechar ese mismo origen para generar electricidad es una manera de honrar y proteger el medio ambiente al mismo tiempo.

La visión es clara: en los próximos años, el Archipiélago reducirá drásticamente sus emisiones gracias a esta tecnología. La geotermia en Canarias permitirá climatizar viviendas, dar calor a invernaderos, modernizar industrias y abastecer de energía limpia a miles de hogares. Todo ello con una fuente que no se agota, que es silenciosa y que aprovecha un recurso natural que siempre ha estado presente.

El camino ya está en marcha de la geotermia en canarias. **Tenerife** lidera esta transformación con un proyecto de alcance internacional que pondrá a Canarias en el mapa de la innovación energética. La geotermia en Canarias no es solo una alternativa: es la clave para un futuro más verde, autónomo y sostenible en el corazón del Atlántico.

## Aragón reduce su exportación de electricidad, pero produce más del doble de lo que consume, según Unieléctrica

Lavanguardia.com, 17 Agosto de 2025

### Continúa aumentando su peso en renovables, mientras que el ciclo combinado y la cogeneración se desploman

Aragón, con casi el 8,35 por ciento de la producción eléctrica del país, que son 21.894 gigavatios por hora (GWh) al año, pero con una demanda que apenas pasa del 4% de España (9.994 GWh), continúa siendo la cuarta comunidad autónoma en 'exportación' de energía, con 11.900 GWh al año sin contar el consumo de bombeo.

Todo ello tras registrar nuevamente un sensible incremento en las renovables y ver cómo se desploma la producción de electricidad con combustibles fósiles, según el último análisis comparativo realizado por la comercializadora de energías Unieléctrica, siguiendo datos de Red Eléctrica Española (REE) al 1 de enero de 2025.

El estudio de Unieléctrica de comunidades autónoma y su evolución en el consumo y producción de electricidad constata cómo Aragón, y sin contar el autoconsumo de particulares, empresas y organismos, ha visto aumentar a lo largo del 2024 su producción con hidroeléctrica (de 2.289 GWh a 3.807 GWh) y la solar fotovoltaica (de 3.862 GWh a 4.140 GWh), con un ligero descenso en eólica del 4,54%, pero siendo aún la segunda comunidad en generación eléctrica con el viento al llegar a 11.458 GWh, solo superada por la extensa comunidad de Castilla y León.

Sin embargo, Aragón ha visto, según los últimos datos disponibles, cómo se desplomaba la producción por ciclo combinado (de 2.011 GWh de 2023 a casi la mitad, 1.055 GWh en 2024) y cogeneración, que pasa de 1.546 GWh a 1.263 GWh. LAS COMUNIDADES 'EXPORTADORAS' E 'IMPORTADORAS'

La lista de las comunidades autónomas 'exportadoras' de energía, sin contar el consumo de bombeo, la encabeza por mucho Extremadura con un 'superávit' de 26.307 GWh (24.961 GWh en el año anterior) y le siguen Castilla-La Mancha con 18.672 GWh (17.021 GWh en 2023), Castilla y León con 13.910 GWh (13.241 GWh en 2023), Aragón con 11.900 GWh (12.556 GWh el año anterior), Galicia sigue la quinta con 9.207 GWh de 'superávit' (10.906 GWh en 2023), Navarra continúa en sexto lugar con 1.717 GWh (2.464 GWh el año anterior) y cierra la lista de las comunidades que producen más que consumen La Rioja, con 427 GWh (650 GWh en 2023).

Por su parte, el ranking de las comunidades 'importadoras' de energía vuelve a encabezarla Madrid al generar solo el 4,42% de lo que consume, por lo que la diferencia es de 26.273 GWh (26.174 GWh en 2024); a la que le sigue la Comunidad Valenciana con un 'déficit' de 11.404 GWh (8.611 GWh el año anterior), País Vasco con 9.601 GWh (9.843 GWh en 2023), Andalucía con 8.075 GWh (6.184 GWh en el año anterior), Cataluña aumentando algo su 'déficit' a 6.603 GWh (5.942 GWh en 2023), Cantabria con 3.211 GWh (1.868 GWh el año anterior), Islas Baleares aumentando a 1.580 GWh (1.426 GWh en 2023), y Murcia, con un 'déficit' de 1.140 GWh cuando en 2023 estaba casi en equilibrio con 177 GWh.

Las Islas Canarias, al tratarse de un sistema 'cerrado', produjo tanto como demandó: 8.896 GWh, algo más que el año anterior (8.750 GWh). Hay que recordar de nuevo que para este ranking no se tiene en cuenta el consumo de bombeo a centrales. NACIONAL

Estos datos se desprenden de un año en el que siguiendo el análisis de Unieléctrica con datos de la REE, el cómputo global de la demanda de energía en España ha crecido un 1,7%, de 244.665 GWh (estaba al mismo nivel de 2003) a 248.811 GWh en 2024, con un sensible descenso de la producción con tecnologías no renovables de casi un 14,5% y un fuerte tirón de la hidráulica, que pasó de 25.273 GWh a 34.912 GWh en 2024.

Durante ese último año completo del que hay datos, se ha pasado de generar el 50,3% de la energía demandada en el país con tecnologías renovables a un 56,8% a principios de este año.

En cifras absolutas, con energías limpias y no renovables, la mayor producción anual corresponde a Cataluña (37.510 GWh), seguida de Extremadura (32.108 GWh), Castilla-La Mancha (30.744 GWh), Andalucía (30.461 GWh), Castilla y León (27.080 GWh), Galicia (23.077 GWh), Aragón (21.894 GWh), Comunidad Valenciana (15.157 GWh), Canarias (8.896 GWh), Murcia (8.075 GWh), Asturias (7.775 GWh), Navarra (6.468 GWh), País Vasco (5.424 GWh), Islas Baleares (4.483 GWh), La Rioja (1.975 GWh), Comunidad de Madrid (1.214 GWh) y Cantabria (534 GWh).

Las ciudades autónomas de Ceuta y Melilla consumen lo mismo que producen: 187 GWh la primera y 203 GWh al año en el caso de Melilla. LAS COMUNIDADES QUE CUMPLEN EL OBJETIVO 2030

Por otro lado, España ya supera con mucho el Objetivo 2030 fijado por la UE de un 45% de la producción con energías renovables, algo vinculante para los estados y un buen indicativo para las 17 comunidades autónomas españolas, de las cuales 10 superaban ese porcentaje a finales del año pasado y principio del presente.

Esta lista por CCAA la encabeza Castilla y León, con un 92,8% de su producción eléctrica con renovables (88,7% en todo el año 2023); seguida de Aragón con el 88,8% (81,8% en 2023); Galicia con el 84,6% (75,3% antes), Castilla-La Mancha con el 69,9% (66,5%), Cantabria con el 69,1% de su corta producción (23,2% de renovables el año anterior), Andalucía con el 68,1% (57,1% antes), Navarra con un 67,5% (54,2% en 2023), Extremadura con el 51,2% (45,1% el año anterior), Comunidad de Madrid con el 46,3% de su reducida producción (48,0% en 2023) y La Rioja con el 45,7% de renovables, casi igual porcentaje que el año anterior (45,8%).

Se acercan a ese Objetivo 2030 Asturias con el 43,5% (35,4% en 2023) y Murcia con el 39,0% (32,7% en 2023). A más distancia, aunque también acercándose, quedan la Comunidad Valenciana con el 22,4% (19,4% el año anterior), las Islas Canarias con el 20,8% (19,4% antes), Cataluña con un fuerte incremento y

el 19,1% (15,7% en 2023), el País Vasco con el 17,3% (igual porcentaje que el año anterior) y Baleares con el 14,6% (11,4% en 2023).

En términos absolutos, la principal productora de electricidad con tecnologías renovables sigue siendo Castilla y León con 25.142 GWh anuales (23.271 GWh el año anterior), seguida de Castilla-La Mancha con 21.488 GWh (19.006 GWh en 2023), Andalucía con 20.756 GWh (18.229 GWh antes); y Galicia con 19.518 GWh (17.987 GWh en 2023); Aragón, que baja un puesto aunque aumenta su producción de renovables a 19.445 GWh (18.194 GWh el año anterior).

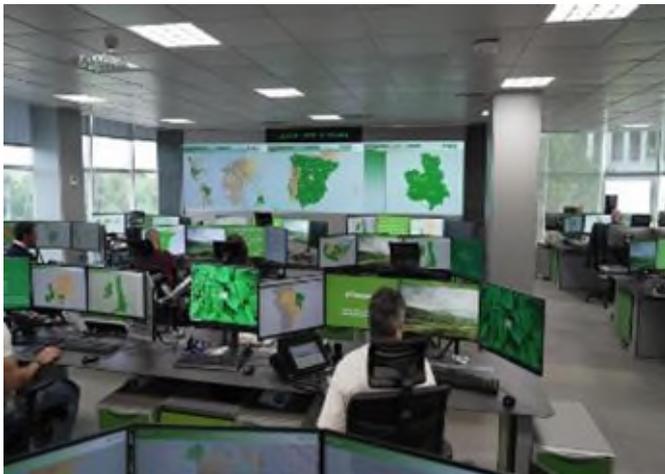
Le siguen Extremadura con 15.919 GWh (13.402 GWh en 2023), Cataluña con 7.160 GWh (6.012 GWh el año anterior), Navarra con 4.363 GWh (partiendo del 2023 con 3.865 GWh), Comunidad Valenciana con 3.399 GWh --una de las tres CCAA que desciende ligeramente en renovables respecto al año anterior, en el que registró 3.451 GWh--; y Asturias con 3.385 GWh (3.122 GWh en 2023).

El listado se completa con Murcia con 3.149 GWh (2.840 GWh el año de antes), Islas Canarias con 1.849 GWh (1.697 GWh en 2023), País Vasco con 939 GWh (881 GWh el año anterior), La Rioja con 894 GWh (bajando de los 1.000 GWh de 2023), Islas Baleares con 685 GWh (frente a los 520 del año anterior), la Comunidad de Madrid con 562 GWh (450 GWh en 2023) y cerrando la lista Cantabria con 369 GWh frente a los 371 GWh del año anterior.

## El CORE de Iberdrola en Toledo, el corazón de las renovables que no para en verano

Elespanol.com, 17 Agosto de 2025

**Inaugurado en 2003 y con más de 22 años de trayectoria, el CORE comenzó supervisando 29 parques eólicos españoles.**



En pleno corazón de Castilla-La Mancha, Toledo, se encuentra el **Centro de Operación de Energías Renovables (CORE)**, un referente tecnológico desde el que se monitorizan en tiempo real 24 horas al día, 7 días a la semana, el funcionamiento de las instalaciones eólicas y fotovoltaicas de Iberdrola España.

Hoy supervisa más de 3.000.000 datos en tiempo real y controla más de 13 GW de potencia activa. El acceso a estos datos pone a disposición de la compañía un gran conocimiento técnico que, junto a la estandarización y la digitalización de los procesos operativos, es muy útil para actuar con una mayor precisión y consistencia.

Fue la primera instalación de estas características puesta en marcha en todo el mundo y pronto convirtió a Toledo en un referente tecnológico en el ámbito de las energías renovables a nivel internacional.

Desde sus instalaciones en Toledo, un equipo de 50 profesionales altamente cualificado —entre ingenieros informáticos, de telecomunicaciones, analistas de datos y técnicos en energías renovables— se encarga de **supervisar, optimizar y garantizar el funcionamiento continuo de las plantas renovables que Iberdrola opera.**

### Castilla-La Mancha, territorio estratégico

El CORE se asienta en Castilla-La Mancha no por casualidad, sino como reflejo de la decidida apuesta de Iberdrola por esta comunidad autónoma. **La región encabeza a nivel nacional el ranking en superficie destinada a renovables** y cuenta con un recurso solar y eólico de primer nivel, así como una clara colaboración institucional que ha permitido el desarrollo de numerosos proyectos.

Desde el CORE, Iberdrola refuerza su liderazgo en energías limpias con herramientas de análisis y control que permiten anticiparse a incidencias, maximizar la eficiencia de generación y mejorar la integración de renovables en la red eléctrica. **Esta infraestructura es clave para garantizar la calidad del suministro renovable, incluso durante los picos de producción estival.**

Además, el centro continúa expandiéndose: el aumento de megavatios instalados requiere nuevas incorporaciones de talento, lo que convierte al CORE en un polo de empleo cualificado de largo recorrido para Toledo y su entorno.

### Iberdrola, compromiso con un futuro sostenible

Con más de dos décadas de presencia consolidada en Castilla-La Mancha, **Iberdrola reafirma su papel como agente clave de la transición energética, la creación de empleo verde y la dinamización de las zonas rurales.** Desde Toledo, el CORE simboliza no solo un centro de control, sino un ejemplo de cómo la energía renovable puede impulsar desarrollo, innovación y sostenibilidad global.

Castilla-La Mancha es una de las comunidades autónomas españolas en la que Iberdrola cuenta con más potencia instalada, con más de 2.600 megavatios (MW) renovables, que se distribuyen en instalaciones de eólica terrestre (1.738 MW), solares (528 MW) e hidroeléctricas (311 MW). La compañía está presente, a través de 85 instalaciones de energías limpias, en todas las provincias: Cuenca (975 MW), Albacete (823 MW), Guadalajara (470 MW), Toledo (288 MW) y Ciudad Real (105 MW).

## La inversión en tecnologías limpias se multiplica por seis en la Península Ibérica

Elperiodicodelaenergia.com, 18 Agosto de 2025

### Alcanza los 370,9 millones de euros en el segundo trimestre del año



La Península Ibérica ha experimentado un punto de inflexión en su transición energética. Según el último informe de la organización [Cleantech for Iberia](#), la inversión en tecnologías limpias alcanzó los **370,9 millones de euros en el segundo trimestre del año**, lo que supone un récord histórico y casi el doble que en el primer trimestre, que fue de 186,7 millones de euros.

El análisis de Cleantech for Iberia destaca que esta cifra representa la **mayor captación de capital en al menos los últimos cinco trimestres** y que la confianza de los inversores es cada vez más visible tanto en fases tempranas de financiación como en operaciones de mayor envergadura.

El informe también resalta el papel protagonista de España en el ámbito del hidrógeno renovable. En la segunda subasta del Banco Europeo del Hidrógeno, **ocho de los 15 proyectos adjudicados se ubicarán en territorio español**, una señal clara del alineamiento entre el potencial nacional y las prioridades de la Unión Europea.

La Comisión Europea destinará alrededor de 1.000 millones de euros a esta iniciativa, que permitirá producir 2,2 millones de toneladas de hidrógeno renovable en la próxima década. Según el documento, esta posición convierte a España en uno de los referentes europeos en la carrera por descarbonizar la industria y los sectores de difícil electrificación.

Otro de los puntos señalados es el lanzamiento de la Hoja de Ruta para el Almacenamiento Energético en Portugal. Presentado junto a EY y Breakthrough Energy, el documento establece objetivos para 2030, 2040 y 2050 y reclama un despliegue acelerado de tecnologías de larga duración.

Sin embargo, el informe advierte de obstáculos como la **falta de certidumbre regulatoria**, la **limitada capacidad de red** y los **cuellos de botella en permisos**, que podrían retrasar el desarrollo de proyectos. Entre sus recomendaciones, destaca la necesidad de crear mercados de capacidad, facilitar el acceso a la red y fomentar la inversión pública y privada en nuevas soluciones de almacenamiento.

### Urgencia de modernizar la red

Por otro lado, el informe también dedica un capítulo especial al apagón ibérico del 28 de abril, que dejó sin electricidad a amplias zonas de España y Portugal. Según el documento, el suceso reveló la fragilidad de las infraestructuras eléctricas frente al aumento de la demanda y la integración de renovables.

En este contexto, Cleantech for Iberia hace un llamamiento a impulsar un “Grid Deal” para España y Portugal, es decir, un **pacto por la modernización de la red**. Entre las medidas propuestas se encuentran la introducción de tarifas flexibles, la habilitación de conexiones dinámicas y la reforma del sistema de remuneración de los operadores de red para priorizar la eficiencia digital y la flexibilidad frente al modelo capital-intensivo actual.

El documento también repasa el papel de las instituciones europeas. Destaca la aprobación de los planes revisados de recuperación y resiliencia de España y Portugal, con 163.000 y 22.000 millones de euros respectivamente, destinados a impulsar la transición energética.

### Escenario político y empresarial

En cuanto al escenario político, el informe concluye que en Portugal las elecciones de mayo confirmaron al centro-derecha de Luís Montenegro, que se ha comprometido con la aceleración de la transición energética. En España, aunque el Gobierno presentó el Real Decreto-Ley 7/2025 con medidas urgentes para reforzar el sistema eléctrico, la propuesta fue rechazada en el Parlamento en julio.

En cuanto al ecosistema empresarial, el documento destaca la entrada de 1s1 Energy y GNE Ventures en la coalición Cleantech for Iberia. Según el mismo, estas incorporaciones aportan capital y conocimiento especializado en electrolizadores y en inversión de riesgo en *cleantech*, ampliando la base de apoyo a la reindustrialización verde de la región.

Asimismo, el informe subraya la aprobación por parte de Bruselas de un programa de ayudas de 700 millones de euros para almacenamiento eléctrico en España, que permitirá cofinanciar hasta un 85% de nuevas instalaciones, tanto híbridas como independientes.

## Endesa invertirá más de 16 millones en una nueva planta solar de 11 MW en Telde (Gran Canaria)

Elperiodicodelaenergia.com, 19 Agosto de 2025

**La Planta Fotovoltaica Aguadulce contará con unos 18.000 módulos ubicados en ocho parcelas situadas en Montaña Jerez**

**Endesa ha presentado un nuevo proyecto para instalar en el municipio de Telde, en Gran Canaria, una nueva planta solar fotovoltaica de 10,89 megavatios (MW) que contará con una inversión de 16.147.707,74 euros.**

La iniciativa la llevará a cabo a través de su filial de renovables Enel Green Power España y se encuentra en fase de información pública, pendiente de autorización administrativa y declaración de utilidad pública, que ya ha sido solicitada a la Dirección General de Energía, ha informado en un comunicado la empresa.

El proyecto prevé que el futuro parque, denominado **Planta Fotovoltaica Aguadulce**, cuente con unos **18.000 módulos** ubicados en ocho parcelas situadas en Montaña Jerez.

## El proyecto de Endesa



La iniciativa contempla la ubicación de dos centros de transformación compuestos por un transformador de 3.300 kilovoltioamperios (kVA) y otro de 6.600 kVA, un sistema de almacenamiento energético compuesto por 11 contenedores de baterías de ion-litio con capacidad de almacenamiento de 2,032 MWh cada uno y varias líneas subterráneas internas de media tensión, entre otras infraestructuras de almacenamiento, transformación y transporte para la energía generada.

En el emplazamiento propuesto existen varios barrancos, por lo que el proyecto ha incluido mantener con ellos una distancia de protección de cinco metros de servidumbre de uso público, respetando el dominio público, ha indicado Endesa en la nota.

La compañía ha señalado también que una medida similar se ha contemplado con varias edificaciones existentes en suelo no urbanizable, pero en este caso la separación se ha aumentado a 15 metros.

## El calor lleva a las no renovables a liderar la generación eléctrica en la última semana

Eleconomista.es, 19 Agosto de 2025

### Las renovables pierden su habitual protagonismo en seis de los últimos siete días

La generación eléctrica ha invertido durante la última semana su patrón habitual, siendo mayoritariamente de carácter **no renovable**. De los últimos siete días, la aportación de fuentes no renovables ha sido superior respecto a la de fuentes renovables en seis días, con los **ciclos combinados** y la **nuclear** como principales impulsores de este cambio, motivado por el aumento de la demanda para paliar la ola de calor.



Según reflejan los datos diarios de Red Eléctrica (REE), **desde el 1 de enero solamente ha ocurrido este fenómeno en 29 ocasiones** en detrimento de los 201 días en los que las tecnologías renovables, como la fotovoltaica, la eólica o la hidráulica, han tenido un papel protagonista. De esos 29 días, la gran mayoría se concentran en enero y febrero —10 y 7 días—, así como en julio y agosto —5 y 6 días—, periodos en los que, ya sea por frío o por calor, **la demanda energética aumenta en busca del confort térmico**. De hecho, la temperatura ha provocado un aumento de la demanda del 2,4% respecto al año anterior en lo que va de mes, según se aprecia en los datos de REE.

Tomando como referencia el pasado martes 12 de agosto, la demanda energética fue creciendo de forma sostenida a lo largo de todo el día hasta alcanzar los valores máximos entre las 14.00 y las 22.00 horas aproximadamente. En esa franja diurna, la **fotovoltaica** (190 gigavatios-hora), junto con un menor aporte de la **eólica** (93 GWh) y la **hidráulica** (86 GWh), hace su trabajo, aunque resulta insuficiente para cubrir la demanda.

Para afrontarlo, el sistema recurrió a 164 GWh de energía **nuclear**, estables durante todo el día, y sobre todo a 181 GWh de **ciclos combinados de gas** que tuvieron el mayor desempeño durante la madrugada y el anochecer. Con todo ello, la generación no renovable supuso el 50,7% del total.

La mayor diferencia en esta última semana se produjo el **domingo 17 de agosto**, cuando **las tecnologías no renovables supusieron el 54%** de toda la generación.

Estos datos contrastan con las 'hazañas' conseguidas a lo largo de este año en cuanto a la capacidad renovable. El récord tuvo lugar el pasado **17 de abril** —pocos días antes del apagón—, cuando se logró que **el 74,3% de la generación del sistema eléctrico nacional fuera renovable**.

Precisamente el incidente energético de abril desempeña otro importante papel en esta casuística, ya que Red Eléctrica está desde entonces operando la red en un **modo 'reforzado'** apoyándose en una mayor generación a través de ciclos combinados para dar estabilidad y evitar futuros eventos similares.

Este refuerzo lo ejecuta sobre todo mediante los servicios de ajuste, lo cual supone en definitiva un sobrecoste para los clientes. Independientemente de que en el mix de generación las no renovables tengan mayor o menor peso, lo cierto es que en los precios de la última semana no se está trasladando este fenómeno.

Sin traslado a los precios

Según los datos del operador de mercado eléctrico, Omie, el precio de la luz en el mercado diario apenas ha variado en el último mes, con un precio medio de **71,72 euros el megavatio-hora (MWh)**, un precio máximo medio de 134,82 €/MWh y un precio mínimo medio de 15,39 €/MWh.

El pico máximo en el último mes se alcanzó a las 21.00 horas del pasado lunes 21 de julio, con **169,20 euros el MWh**, mientras que el mínimo, de **-5 euros**, se logró el domingo 3 de agosto, a los que hay que sumar multitud de franjas en las horas centrales del día en las que el precio fue de cero euros.

## 200.000 megavatios de potencia renovable quieren conectarse a la red eléctrica de España

Energiasrenovables.com, 19 Agosto de 2025

**La Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) publicó a finales del mes de enero un informe en el que analizaba el año 2024 en lo que se refiere a las magnitudes clave del sistema eléctrico nacional: generación, demanda, precios medios del mercado diario, etcétera, etc. El informe incluía muchas claves y muy interesantes, pero quizá el dato que destacaba por encima de todos los demás era el relativo a la potencia renovable que quiere conectarse a la red. Casi doscientos gigavatios: 146.352 megavatios (146,3 gigas) ya tenían permisos de acceso; y 52.512 megas estaban "en curso" (fase de tramitación).**



El último Informe de APPA destaca sobre todo dos datos: (1) actualmente hay 146.352 MW de potencia renovable con permisos de acceso a la red y (2) más de 52.000 están en fase de tramitación. Es decir, que casi 200.000 megavatios de potencia renovable están llamando a las puertas de Red Eléctrica, el operador del sistema eléctrico nacional, para conectarse y empezar a generar electricidad. A efectos comparativos: ahora mismo hay 131.212 megavatios de potencia instalada (nuclear, hidráulica, gas, eólica, solar, etcétera) en toda España, es decir, que la potencia que viene de camino (potencia renovable) es mucha más (200.000 megavatios) que la que hay ahora mismo operativa (131.000, sumadas todas las tecnologías, renovables y

convencionales, conectadas a día de hoy). La tecnología que más megavatios quiere conectar es la fotovoltaica, 95.258 megavatios FV tienen ya permiso de acceso. A ellos hay que añadir 33.745 megas de eólica que también tienen permisos, más de 13.000 de baterías, 3.300 de bombeos e hidráulica y cerca de mil megas de "otras tecnologías".

Los números, formidables, denotan el gran apetito del sector renovable por enchufarse a la red, pero, sobre todo, superan con mucho los objetivos que el Gobierno ha fijado para España en su recientemente actualizado **Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2030**. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha establecido en ese Plan objetivos concretos, por tecnologías, que ha cuantificado en megavatios de potencia.

A saber: el Gobierno quiere que en ese año, año 2030, haya en el país 57.000 megavatios solares fotovoltaicos (57 gigas) conectados a red para vertido y venta de su electricidad (ahora mismo hay 31 gigas); y quiere que dentro de cinco años haya además en España hasta 62.000 megavatios eólicos (62 gigas) en funcionamiento.

Pues bien, ahora mismo, a fecha de enero de 2025, hay en España 32.010 megavatios operativos de potencia eólica (32 gigavatios, GW), o sea, que hacen falta otros 30 gigas para alcanzar el objetivo 62. Treinta gigavatios eólicos hacen falta... y 48 vienen de camino, según el informe de APPA: porque 33,7 GW eólicos ya tienen el permiso de acceso y 14,8 más lo han solicitado (**véase la primera tabla**). O sea, que lo que el sector trae de camino (48 GW) excede muy mucho lo que hace falta para cumplir con el Plan (30). Eso, en lo que se refiere a la eólica, pero es que, en lo que respecta a la solar fotovoltaica, los números se disparan. El Pniec quiere que en España haya en 2030, o sea, dentro de cinco años, 57 gigas de potencia FV operativa, pero es que el sector ya ha solicitado (y obtenido permiso de acceso a red) potencia por valor de 95,2 gigavatios.

95.258 megavatios de potencia solar fotovoltaica (95,2 GW) ya tienen permiso de acceso; y otros 21.934 megas (casi 22 gigavatios más) están en fase de tramitación (en total, 117.192 megavatios FV han obtenido y/o solicitado acceso). Es decir, que (1) el parque solar FV nacional mide a día de hoy 31 gigavatios, que (2) el Gobierno quiere que ese parque crezca de aquí a 2030 (ese es el objetivo que ha fijado en su Plan) hasta los 57 gigas (o sea, que haría falta instalar en estos cinco años 26 gigavatios solares fotovoltaicos para cerrar la brecha) y que (3) el sector ya ha solicitado potencia de acceso por valor de... más de 117.000 megavatios (117 gigas). ¿En resumen? Hacen falta 26 para cumplir el objetivo y ya han obtenido y/o solicitado acceso 117, lo que supone más que cuadruplicar el objetivo.

¿Motivo de tamaño apetito? Quizá los precios futuros de la electricidad. El mismo informe de APPA repasa los precios medios registrados este año en el mercado diario y resultan la mar de atractivos. El precio medio del megavatio hora en el mercado diario ibérico ha ido escalando a lo largo de todo el año y en el mes de diciembre ha superado los 111 euros. El megavatio hora ha quedado en el segundo semestre en el mercado diario del año 2024 a más de 85 euros de media. Y los futuros que repasa APPA en su **informe (precios futuros)** son igualmente atractivos para los productores: 78,45 euros el megavatio hora en el primer trimestre de 2025, 51,42 euros el megavatio hora del segundo trimestre de 2025 y 82,52 en el tercer trimestre de 2025. ¿Media año 2025? Por encima de los setenta euros: 73,5, concretamente. ¿Media 2026? 61,85 €/MWh.

## Los puntos de carga de vehículos eléctricos aumentarán a un ritmo del 12,3% entre 2026 y 2040, alcanzando un total de 206 millones de cargadores

Elperiodicodelaenergia.com, 19 Agosto de 2025

**El gasto en infraestructura para VE aumentará a un ritmo del 8% en esos años, alcanzando los 300.000 millones de dólares**

Según el *Electric Vehicle (EV) Charging Infrastructure Forecast* recientemente publicado por **Wood Mackenzie**, los puntos de carga de VE aumentarán a un ritmo del 12.3% entre 2026 y 2040, alcanzando un total de 206,6 millones de puertos a nivel mundial.

El mercado de carga residencial seguirá siendo el segmento dominante, con 133 millones de puertos a nivel mundial para 2040, según el informe. Para lograr esto, se espera que el gasto anual global en infraestructura de carga de VE aumente a una CAGR del 8% entre 2026 y 2040, alcanzando los \$300 mil millones.

“Con el aumento de la utilización de la carga pública y la mejora de la eficiencia de la infraestructura, esperamos que la relación de VE por cargador público pase de 7.5 vehículos eléctricos por cargador en 2025 a 14.2 en 2040”, dijo Oliver McHugh, analista senior de investigación sobre carga de VE en Wood Mackenzie.

Emil Koenig, analista senior de investigación sobre carga de VE, energía y energías renovables en Wood Mackenzie, agregó: "La carga residencial de Nivel 2 domina el mercado global y representará aproximadamente dos de cada tres puertos de carga en todo el mundo hasta 2050. El atractivo sostenido de este segmento se debe a su capacidad para ofrecer el equilibrio óptimo entre conveniencia, rendimiento de carga y valor, que es lo que más resuena con los propietarios de VE."



### Aspectos destacados del crecimiento regional:

- **Asia-Pacífico** lidera la expansión global, con China manteniendo su dominio en la infraestructura de carga pública. Se prevé que la región vea un crecimiento de aproximadamente el 10% en la carga en corriente continua (DC) entre 2025 y 2040, siendo los segmentos públicos L3 y residenciales L2 los que representarán el mayor gasto anual en CAPEX para 2040, con \$54 mil millones y \$33 mil millones respectivamente. India se presenta como un mercado clave de crecimiento, con los cargadores rápidos en corriente continua (DC) que se espera pasen de 14,000 hoy a 1.1 millones para 2040, impulsados por un fuerte apoyo político y la rápida expansión del mercado de VE.
- **Américas** muestra resiliencia a pesar de los desafíos, con el segmento público DCFC en EE.UU. manteniendo una robusta tasa de crecimiento anual del 14% entre 2025 y 2040, alcanzando los 475,000 puertos y generando \$3.3 mil millones en valor de mercado anual para 2040. América del Sur está posicionada para un crecimiento acelerado, con la carga residencial expandiéndose a una tasa compuesta anual del 22% mientras el mercado de VE de la región se pone al día con América del Norte. El segmento residencial L2 dominará el CAPEX regional con \$11.2 mil millones para 2040.
- **Europa y Oriente Medio** muestran un fuerte impulso, con los cargadores públicos europeos creciendo a una tasa de 11.3% de CAGR hasta 2040, liderados por la expansión de cargadores DC con una CAGR de 13.7%. El segmento residencial alcanzará los 57 millones de cargadores AC para 2040, mientras que la carga comercial crecerá a una tasa de 12% CAGR. Arabia Saudita destaca con un excepcional crecimiento de 29% en la carga pública DC, respaldado por ambiciosos objetivos gubernamentales. Para 2040, la región EMEA verá un gasto anual de \$14 mil millones en carga pública y \$30 mil millones en infraestructura residencial.

## Endesa impulsa el uso de la inteligencia artificial a todas sus líneas de negocio

Elespanol.com, 20 Agosto de 2025

**El fin de usar la IA es mejorar la eficiencia, reforzar la seguridad, optimizar la atención al cliente y avanzar hacia un modelo energético "más inteligente y sostenible".**

**Endesa** ha trasladado ya la aplicación de **la inteligencia artificial (IA)** a todas sus líneas de **negocio**, estando así presente desde las áreas de **Generación, Distribución o Comercialización, a las de Fiscalidad, Recursos Humanos y Atención al Cliente.**

La eléctrica aplica así la IA en todos sus negocios con el fin de mejorar la **eficiencia**, reforzar la **seguridad**, optimizar la **atención al cliente** y **avanzar hacia un modelo energético "más inteligente y sostenible"**, informó la compañía.

De esta manera, el grupo destacó que esta apuesta estratégica "está mejorando la eficiencia operativa".

Y lo hace "reforzando la seguridad, optimizando la experiencia del cliente y potenciando el valor del trabajo humano".

Permite construir "una organización más inteligente, proactiva y orientada al cliente, preparada para liderar la transición energética desde la innovación".

Endesa impulsa esta transformación **con una estrategia que pasa así por combinar soluciones de mercado con desarrollos propios**, escalar los pilotos más prometedores y fomentar el uso ético y responsable de la IA a través de iniciativas como sinerGIA.



Esta plataforma está diseñada para potenciar el conocimiento y la integración de la inteligencia artificial en el día a día de la empresa, promoviendo su uso eficiente, accesible y alineado con los valores de la compañía.

### Aplicación de la IA

En concreto, en el **área de Generación**, Endesa fue pionera en el uso de IA desde 2017, aplicándola al **mantenimiento predictivo**, la detección de causas de pérdida de producción o el diagnóstico automático de imágenes.

Así, la IA generativa permite el acceso rápido a la información técnica mediante lenguaje natural, y es un punto clave para optimizar el trabajo integrando la información de **sistemas como SAP**.

Por su parte, en **Distribución**, la IA se utiliza por la eléctrica desde 2016 para detectar **fraude eléctrico y monitorizar la red**.

Proyectos como **Resisto o Aerial Core** combinan IA, drones y sensores para anticipar riesgos climáticos, mejorar la seguridad y reducir emisiones. Además, se aplica IA generativa para optimizar código y procesos técnicos.

En **Comercialización**, la IA generativa está transformando la relación con el cliente en este área del grupo y permitirá generar **propuestas personalizadas en segundos**, detectar **emociones en tiempo real**, simular escenarios de **ahorro energético** y entrenar a nuevos agentes con conversaciones hiperrealistas.

La inteligencia artificial también se ha integrado por Endesa en funciones clave como fiscalidad y recursos humanos, con asistentes virtuales que agilizan tareas, mejoran la experiencia del empleado y liberan tiempo para actividades de mayor valor.

## El buque Cable Enterprise atracará en el puerto de Granadilla para el tendido del cable entre Tenerife y La Gomera

Gobiernodecanarias.org, 20 Agosto de 2025

**Este barco, que desplegará el cable tripolar en alterna más profundo del mundo, hasta los 1.145 metros, se trata de uno de los pocos a nivel internacional con capacidad para este tipo de trabajo**

**A finales del mes de agosto, el Cable Enterprise comenzará las labores de instalación sobre el lecho marino del primer circuito de la interconexión de 36 km de longitud, cuya finalización está prevista para finales de 2025**

El buque cablero **Cable Enterprise** ha atracado en el **puerto de Granadilla**, en el sur de Tenerife, con el fin de ultimar los preparativos para el tendido del cable eléctrico submarino de **Red Eléctrica**, considerado como el cable tripolar en alterna más profundo del mundo, que unirá las islas de **Tenerife y La Gomera**.



Así lo han podido comprobar durante una visita al barco el **consejero de Transición Ecológica y Energía del Gobierno de Canarias**, Mariano Hernández Zapata; el **presidente del Cabildo de la Gomera**, Casimiro Curbelo; el vicepresidente segundo y consejero insular de Presidencia del **Cabildo Insular de Tenerife**, José Miguel Ruano, la **alcaldesa de Guía de Isora**, Ana Dorta, el **alcalde accidental de Granadilla**, Marcos Antonio Rodríguez Santana, el **director general de Energía del Gobierno de Canarias**, Alberto Hernández, y el **subdirector de la Autoridad Portuaria de Tenerife**, Airam Díaz Pastor, acompañados, por parte de **Red Eléctrica**, del **director del proyecto**, Pablo García Celaá; y de la **delegada de Redeia en Canarias**, Ainara Irigoyen.

Red Eléctrica, empresa de Redeia, responsable de la operación y transporte del sistema eléctrico, está culminando los trabajos para la interconexión eléctrica submarina entre las islas de Tenerife y La Gomera con la previsión de finalizar este mismo año.

Para esta operación, Red Eléctrica recurrirá a uno de los buques más avanzados que ya es visible en el puerto tinerfeño. El Cable Enterprise pertenece a la flota de **Prysmian**, empresa líder mundial en la fabricación, suministro y diseño de cables, y está preparado para mantenerse estable y autónomo incluso en condiciones meteorológicas adversas. Este buque puede realizar de forma simultánea operaciones de tendido y enterrado de cables y es capaz de soportar hasta 180 toneladas.

A finales del mes de agosto, el Cable Enterprise comenzará los trabajos de instalación sobre el lecho marino del primer circuito de la interconexión desde la isla de La Gomera, una infraestructura incluida en la planificación vigente.

Esta línea subterráneo-submarina de doble circuito a 66 kV, de 50 MVA de capacidad de transporte por circuito, consta de un tramo submarino de aproximadamente 36 km de longitud, que discurre a una profundidad máxima de 1.145 m y de dos tramos terrestres en La Gomera y en Tenerife. Su finalización está prevista para finales de 2025.

El consejero de Transición Ecológica y Energía del Gobierno de Canarias, Mariano H. Zapata, calificó estos trabajos como **“un hito a nivel mundial y para la planificación energética del archipiélago”**. El desarrollo de los trabajos en esta instalación de vanguardia apuntó el consejero, **“forma parte de la estrategia de la Consejería a nivel energético, que busca garantizar el suministro en las islas a través de diferentes medidas, como la interconexión de las mismas”**, algo que, según señaló, permitirá que Canarias **“siga avanzando hacia una mayor penetración de energías renovables y, por tanto, hacia nuestros objetivos de descarbonización”**.

Además, resaltó que este proyecto estratégico, que cuenta con las máximas garantías de cuidado ambiental, nace del trabajo conjunto de las administraciones y empresas implicadas y **“del impulso del Gobierno de Canarias y de esta Consejería para que esta instalación se desarrolle lo antes posible, aportando una mayor seguridad energética a la isla de La Gomera”**. Asimismo, explicó que **“el tendido de este cable se une a los trabajos que se vienen realizando desde hace tiempo en las subestaciones de El Palmar (La Gomera) y de Chío (Tenerife), infraestructuras que permitirán completar esta interconexión”**.

Por su parte, la delegada de Redeia en Canarias, Ainara Irigoyen, expresó que **“la interconexión eléctrica submarina entre las dos islas supone un enorme avance en la transición energética ya que aportará una mayor calidad y garantía de suministro de energía, así como mayor eficiencia y descarbonización en los sistemas eléctricos de Tenerife y de La Gomera”**. Irigoyen valoró que este tendido submarino **es todo un reto tecnológico por la distancia, 36 km, y la profundidad, pues alcanza 1.145 metros bajo el nivel del mar”**.

El presidente del Cabildo de La Gomera, Casimiro Curbelo, transmitió que “la visita de hoy al buque cablero encargado del tendido de la interconexión eléctrica entre Tenerife y La Gomera es la mejor evidencia de que este proyecto avanza a buen ritmo y conforme a los plazos previstos. **Antes de que finalice 2025 podremos contar con esta infraestructura estratégica que conectará Chío con El Palmar**, garantizando mayor seguridad y estabilidad en el suministro eléctrico. Esta interconexión supone un hito largamente esperado y un paso firme hacia la modernización de nuestro sistema energético”.

Asimismo, insistió en que **«con esta interconexión abrimos la puerta a un modelo más sostenible y robusto que favorece la integración de energías renovables y se ajusta a las necesidades reales de consumo de la ciudadanía»**. «Estamos hablando de un proyecto que está en línea con los compromisos adquiridos desde la Institución insular en materia de **sostenibilidad energética**, como el asumido recientemente entre el Cabildo y el Gobierno de Canarias para delimitar las **Zonas de Aceleración de Renovables** y así avanzar en la planificación de nuevos proyectos”, añadió.

El vicepresidente segundo y consejero de Presidencia del Cabildo de Tenerife, José Miguel Ruano, aseguró que esta colaboración **“refuerza el compromiso conjunto entre islas de modernizar y potenciar la conectividad eléctrica**, algo que beneficia especialmente a la isla de La Gomera para garantizar su suministro eléctrico”. En ese sentido, Ruano recordó que desde el Cabildo de Tenerife “seguimos comprometidos, en colaboración con otras entidades, en reforzar la generación energética en la isla de Tenerife con las medidas de emergencia que ya están en curso con el objetivo de tener un sistema robusto que dé respuesta a las necesidades de la ciudadanía”.

Por su parte, Airam Díaz, subdirector de la Autoridad Portuaria de Santa Cruz de Tenerife, recordó que “es función primordial de nuestros puertos apoyar la diversificación de servicios en nuestra comunidad y su impacto positivo en la economía canaria”. Desde esta perspectiva, **“acoger este buque en el puerto de Granadilla resulta fundamental para consolidar esta dársena como soporte logístico y técnico de este tipo de operaciones, en un ámbito tan estratégico como lo es el de la energía”**.

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

 **Siempre adelante**

Nos importan  
las **PERSONAS**

Creemos en la  
**NEGOCIACIÓN**

Trabajamos para  
construir un  
**FUTURO mejor**

SIE\_Iberdrola+SIE\_Endesa+SIE\_REE+SIE\_Naturgy+SIE\_EDP+SIE\_CNAT+SIE\_Engie+SIE\_Nuclenor+SIE\_Acciona Energía