

Matías Cascallares, Director EMEA Costumer Success Confluent

Beatriz Llorente, Head of Growth Iberia Sonnedix

Joanna Raczynska, Principal en Heidrick & Struggles

José Ignacio Castillo, Presidente de ACOGEN

Energía

elEconomista.es

EL GOBIERNO SE RESISTE A DECIDIR EL FUTURO DE ALMARAZ

El Consejo de Seguridad Nuclear tendrá que emitir su informe sobre la petición de apertura y el cierre

ENTREVISTA A ANTONIO PICAZO, CEO DE GANA ENERGÍA

“QUEREMOS CRECER A UN RITMO DE 20.000 NUEVOS SUMINISTROS AL MES”


Actualidad | P6

Las eléctricas piden extender la vida de Almaraz hasta 2030

El Gobierno tiene hasta marzo de 2026 para valorar si la propuesta de sus propietarias –Iberdrola, Endesa y Naturgy– cumple las condiciones marcadas por el Ejecutivo.


Electricidad | P14

España prepara su escudo contra los apagones

Entre conflictos institucionales y ajustes normativos, España encara meses decisivos sobre la estabilidad de nuestro sistema eléctrico.

Eficiencia | P22

Los CAEs superan los 3 TWh de ahorro energético en España en 2025

En los primeros nueve meses del año se han realizado 1.855 solicitudes de emisión CAEs para 6.073 actuaciones.

Carburantes | P28

España concentra el 20% de los derechos de emisión por uso de SAF

La UE desbloquea 100 M€ en derechos gratuitos de emisión del RCDE para ayudar a 53 aerolíneas a cerrar la brecha de costes entre el queroseno y los combustibles sostenibles.


Gas | P34

La demanda mundial de gas natural crece un 2%

En el primer semestre de 2025 el crecimiento de la demanda se concentró en Europa y Norteamérica, y continuará creciendo con un aumento previsto de 71 bcm.


Entrevista | P44

Antonio Picazo, CEO de Gana Energía

“Queremos mantener el ritmo de crecimiento actual de unos 20.000 nuevos suministros netos al mes”.

Edita: Editorial Ecoprensa S.A.
Presidente Editor: Gregorio Peña.
Vicepresidente: Clemente González Soler. **Director de Comunicación:** Juan Carlos Serrano.

Director de elEconomista: Amador G. Ayora
Director de elEconomista Energía: Rubén Esteller
Diseño: Pedro Vicente **Infografía:** Clemente Ortega **Redacción:** Concha Raso



Prorrogar la vida de Almaraz es una medida de prudencia antiapagones

La solicitud de Iberdrola, Endesa y Naturgy para extender la vida útil de la central nuclear de Almaraz hasta 2030 sitúa de nuevo a España frente a una de las decisiones más trascendentes de su política energética. No se trata solo del futuro de una instalación concreta, sino del rumbo que el país quiere tomar en materia de seguridad de suministro, independencia energética y coherencia climática en un momento de tensión en los sistemas eléctricos europeos.

El debate llega en un contexto delicado. El apagón del 28 de abril, que dejó sin luz a millones de ciudadanos en la Península Ibérica y cuya investigación ha revelado vulnerabilidades en la estabilidad de la red, ha devuelto al primer plano la importancia de la generación síncrona: esa que mantiene la frecuencia y la tensión del sistema cuando las renovables, por su propia naturaleza, no pueden hacerlo. Almaraz, con sus dos reactores, es uno de los pilares de ese soporte invisible que da robustez al sistema eléctrico. Su cierre, programado entre 2027 y 2028, dejaría un vacío difícil de llenar en un plazo tan corto.

El cierre de la instalación extremeña supondría un problema para la estabilidad de la red en el sur del país

Las eléctricas ya no reclaman rebajas fiscales, conscientes de que esa vía es políticamente inasumible. Lo que plantean ahora es una retribución por los servicios de estabilidad que ofrecen las nucleares, un mecanismo que en la práctica equivaldría a los pagos por capacidad que otros países europeos están implementando para garantizar la disponibilidad de tecnologías de respaldo. No es una propuesta descabellada, especialmente si se tiene en cuenta que el propio Gobierno está negociando con Bruselas un nuevo mercado de capacidad para asegurar el suministro en los próximos años.

El Ministerio para la Transición Ecológica, que encabeza Sara Aagesen, se enfrenta a una decisión difícil. Pedro Sánchez ha fijado tres condiciones: seguridad radiológica, conveniencia para el sistema y neutralidad en costes para el consumidor. Si Almaraz puede cumplir esos tres requisitos su continuidad sería, más que una excepción, una medida de prudencia. Si no lo hace, el Ejecutivo debería mantener el calendario de cierre previsto en 2035, con todas sus consecuencias.

La paradoja es evidente. Mientras España avanza hacia el apagón nuclear, países vecinos como Francia, Reino Unido o Finlandia refuerzan su parque atómico o desarrollan reactores modulares de nueva generación. Incluso la Comisión Europea, que en su día dudó, ha reconocido oficialmente a la energía nuclear como una tecnología verde en la taxonomía comunitaria. Pretender dismantelar en solitario una de las pocas fuentes de electricidad firme, sin emisiones y sin dependencia del gas, parece una decisión difícil de justificar en el contexto actual de inseguridad energética global.

EL ILUMINADO



Joan Batalla
Presidente de Sedigas

Joan Batalla, presidente de Sedigas, ha puesto sobre la mesa las necesidades del sector para el próximo periodo regulatorio. Las compañías del sector han afrontado un pérdida de ingresos de casi 2.500 millones en el anterior periodo regulatorio.

EL APAGÓN



Concha Sánchez
Directora de operación de Red Eléctrica

Concha Sánchez compareció en la comisión de investigación del Senado sin aclarar las razones del apagón del pasado 28 de abril. La directora de operación se limitó a repartir responsabilidades entre los reguladores como la CNMC y el Gobierno.

5

Evento:
Industrial Energy Transition.

Organizan:
Fira Barcelona y Clúster de l'Energia
Eficient de Catalunya (CEECE).

Lugar:
Fira de Barcelona / Gran Vía Hall 4.

Contacto:
<https://www.industrialenergytransition.com>

11

Evento: Energy Global Expo &
Congress (EGEC'25)

Organizan: Feria Valencia, AVAESSEN y
el Clúster de la Energía de la
C.Valenciana.

Lugar: Feria Valencia. Pabellón 1, nivel
3.

Contacto: werwerewrwe.rea.org

18

Eventos: Semana Internacional de la
Electrificación y la Descarbonización:
(Genera y Matelec).

Organiza: Ifema Madrid.

Lugar: Ifema Madrid.

Contacto:
<https://www.ifema.es/genera/notas-prensa/nuevos-datos-feria>

18

Evento:
PMH2. Encuentro Sectorial del
Hidrógeno.

Organiza:
Ariema.

Lugar:
Hotel Riu. Plaza de España (Madrid).

Contacto:
<https://pmh2.com>

18

Evento:
Enlit Europe.

Organiza:
Clarion Energy.

Lugar:
Bilbao Exhibition Centre, Ronda de
Azkue, 1 (Bilbao).

Contacto:
<https://www.enlit-europe.com/about/new-enlit-es>

27

Evento:
I Congreso Congreso Nacional RE
Energía.

Organiza:
EIFEDE.

Lugar: Escuela Técnica Superior de
Ingenieros Industriales. C/ José
Gutierrez Abascal, 2 (Madrid).

Contacto:
<https://re-energia.es>



RANKING

5ª EDICIÓN. 2025

ESP ENERGÍA

250

elEconomista.es

La guía con las 250 empresas
más importantes del sector de la energía en España



Viernes, 31 de octubre
gratis, en tu quiosco, adquiriendo el periódico **elEconomista.es**

Ranking elaborado por **INFORMA**



Central nuclear de Almaraz. EE

Las eléctricas piden extender la vida de la central nuclear de Almaraz hasta 2030

Iberdrola, Endesa y Naturgy, propietarias de la planta nuclear de Almaraz (Cáceres), han solicitado una prórroga de funcionamiento hasta 2030 que permitiría unificar el cierre de sus dos reactores. El Gobierno tiene hasta marzo de 2026 para valorar si la propuesta cumple las condiciones de seguridad, suministro y coste que exigen.

C. Raso / R. Esteller

La decisión final sobre el futuro de la central nuclear de Almaraz (Cáceres) podría alargarse hasta marzo de 2026. Sus propietarias –Iberdrola (52,7%), Endesa (36%) y Naturgy (11,3%)– celebran hoy jueves la reunión de la comunidad de propietarios de la planta –la sociedad Centrales Nucleares Almaraz-Trillo (CNAT), participada por las tres compañías– para presentarle al Ministerio de Transición Ecológica la solicitud de prórroga oficial. Al día siguiente o, incluso, a la vez, tendrán que registrar en el Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) la documentación del cierre.

Concretamente, el plan contempla ampliar la operación de Almaraz I –cuyo cierre está previsto para noviembre de 2027– y la de Almaraz II –programada para octubre de 2028– hasta 2030, unificando así el desmantelamiento en una sola fase. Las eléctricas confiaban en que el ministerio diese instrucciones al CSN para analizar únicamente la apertura de la planta, pero ahora parece que el planteamiento será el análisis de ambas vías.

El ministerio tiene, en principio, hasta el próximo mes de marzo para tomar una decisión definitiva sobre la

planta extremeña. Desde Sumar quieren dejar claro a su socio de Gobierno que la central nuclear de Almaraz debe cerrar en 2027. Su portavoz, Verónica Martínez Barbero, ha aseverado que el calendario de cierre nuclear en España hasta 2035 prevé la clausura de Almaraz dentro de dos años y que debe cumplirse porque forma parte del acuerdo de Gobierno entre el Partido Socialista y Sumar.

Propuesta

La propuesta planteada incluye tres medidas clave: la implementación urgente de mecanismos de pagos por capacidad que garanticen la disponibilidad de los grupos síncronos (centrales nucleares y de gas) para reforzar la seguridad de suministro; que se acelere el seguimiento de consigna de tensión en tiempo real, que consiste en habilitar al operador del sistema para ordenar a instalaciones concretas mantener la tensión en rangos específicos; y permitir que se aprovechen las capacidades de control dinámico de tensión y de reactiva de las instalaciones renovables.

El movimiento supone un giro importante en la postura de las eléctricas, que abandonan la exigencia de rebajas fiscales –que no contaba con el respaldo de Naturgy ni del Gobierno– a cambio de una retribución por los servicios de control de tensión que ofre-

Las eléctricas abandonan la exigencia de las rebajas fiscales a cambio de una retribución

ce la planta. Y, todo ello, a pesar de que la carga fiscal sobre la generación nuclear ha aumentado un 70% en los últimos cinco años, convirtiendo muchas plantas en deficitarias.

Las compañías han denunciado la presión de impuestos estatales, autonómicos y tasas como la de Enresa, que financia el desmantelamiento y la gestión de residuos. La presidenta de Extremadura, María Guardiola, prometió una rebaja del 50% en la ecotasa autonómica si la planta seguía operativa, lo que supondría un alivio de 15,4 millones de euros anuales; sin embargo, la decisión de convocar elecciones el próximo 21 de diciembre deja en el aire la rebaja prometida. Además, también se prevé una reducción de hasta dos euros en la tasa Enresa, lo que acercaría la generación nuclear a niveles de competitividad.

El debate está servido

El debate sobre la continuidad de Almaraz se intensificó tras el apagón del 28 de abril. Según el informe de Entso-E, la desconexión súbita de plantas fotovoltaicas en Extremadura y Andalucía, junto con la escasa generación nuclear, provocó una pérdida de sincronía en la red. En el momento del apagón, cuatro reactores nucleares (Almaraz II, Ascó I y II, y Vande-



Pedro Sánchez, presidente del Gobierno. EFE

llós II) estaban en funcionamiento. Otros tres (Trillo, Almaraz I y Cofrentes) se encontraban parados por recarga o razones de mercado.

Mientras que las eléctricas defienden que la generación síncrona es esencial para evitar este tipo de sucesos y que mantener Almaraz operativa permitiría contener la factura eléctrica, reducir emisiones de CO2 y reforzar la independencia energética, algunas organizaciones ecologistas como Greenpeace, Movimiento Ibérico Antinuclear y Alianza Verde, alertan de que prolongar su vida útil desincentiva la inversión en renovables y almacenamiento y que su funcionamiento es un impedimento para el desarrollo de la energía solar en Extremadura.

La pelota está ahora en el tejado del Gobierno. El Mi-



Manifestación para reclamar la continuidad de Almaraz. EE

nisterio de Transición Ecológica que lidera Sara Aagesen, deberá valorar si la solicitud presentada por sus propietarias para extender la vida útil de la planta cumple las tres líneas rojas establecidas por el presidente del Ejecutivo. Pedro Sánchez ha reiterado en varias ocasiones que sólo estudiará esta opción si se dan estas tres condiciones: que se garantice la seguridad de los ciudadanos desde el punto de vista radiológico, que sea conveniente para la seguridad del suministro eléctrico y que no suponga un mayor cos-

Almaraz generó 15.656 GWh en 2024 y cubrió el 7% de la demanda eléctrica nacional

te para consumidores y contribuyentes. Si las empresas consiguen demostrar que la continuidad de Almaraz cumple estos tres requisitos y que no implica rebajas fiscales a costa del erario público, el Gobierno podría autorizar la ampliación.

Desde su entrada en funcionamiento -la unidad I en 1981 y la unidad II en 1983-, la central de Almaraz ha operado con altos estándares de seguridad y supone la mayor aportación individual al sistema eléctrico español. En 2024 generó 15.656 GWh, equivalente al consumo de cuatro millones de hogares, y cubrió el 7% de la demanda eléctrica nacional. Su operación sostiene 3.800 empleos directos e indirectos, aporta más del 5% del PIB de Extremadura y paga 450 millones de euros en impuestos cada año. En el primer semestre de 2025, la central nuclear extremeña ha generado 7.427,8 GWh de energía bruta, evi-

tando así la emisión de 3 millones de toneladas de CO₂. Sus propietarias invierten más de 50 millones de euros anuales en mantenimiento, modernización y mejora de equipos.

Mientras España mantiene su hoja de ruta hacia el cierre, el contexto internacional avanza en sentido contrario, lo que alimenta la percepción de que España podría quedarse rezagada si prescinde prematuramente de esta fuente de generación. Según un nuevo informe de la firma global de inteligencia tecnológica ABI Research, para 2040 se desplegarán 262 pequeños reactores modulares (SMR) en todo el mundo, lo que representa una capacidad de generación de energía agregada de 42 GW. Si bien no se espera un impulso significativo hasta 2030, se prevé un fuerte crecimiento en la segunda mitad de la próxima década. La propia Comisión Europea ha reconocido a la energía nuclear como tecnología verde dentro de la taxonomía comunitaria.

Lo que ocurra con Almaraz marcará el rumbo del parque nuclear español. Si el Gobierno acepta la prórroga, podría reabrirse el debate sobre las fechas de cierre de Ascó I y II, Cofrentes, Vandellós II y Trillo, previstas entre 2030 y 2035. Si la deniega, comenzará la cuenta atrás definitiva para el desmantelamiento de la primera nuclear española del calendario, con el consiguiente impacto industrial y social en Extremadura.

La decisión también influirá en la planificación energética 2026-2031 y en la puesta en marcha del mercado de capacidad pendiente de aprobación por Bruselas, esencial para remunerar tecnologías de respaldo como la nuclear o el gas.

Making resilient

IMPACT

with MasterPacT MTZ Active

Maximiza la energía y la continuidad del negocio con la rápida orientación de los disyuntores de aire activos MasterPacT™ MTZ Active.



se.com/es

Empresas

Endesa ayuda a sus clientes a identificar llamadas fraudulentas



Endesa ha detectado un alarmante incremento de prácticas fraudulentas en el mercado, que están provocando la baja de clientes sin que éstos sean conscientes.

Para ayudarles, la compañía ha puesto en marcha una batería de acciones informativas. La más reciente es una nueva herramienta digital, en su página web, que permite a sus clientes comprobar si el

número desde el que han recibido una llamada está autorizado por Endesa Energía. El buscador, disponible en la sección "Comprueba quién te ha llamado", se enmarca en la estrategia de Endesa para reforzar la seguridad y confianza de sus clientes.

El lanzamiento del buscador ha estado acompañado por una campaña informativa en redes sociales desde la cuenta oficial de Endesa Clientes.

Almacenamiento

Ecoener logra 7,9 millones para proyectos de almacenamiento en Canarias



Ecoener ha sido adjudicataria de una subvención de 7,9 millones de euros, lo que representa cerca del 90% de los fondos FEDER destinados a proyectos de almacenamiento híbridos con instalaciones renovables en Canarias.

La compañía que preside Luis de Valdivia, ha conseguido captar el 29% del conjunto de fondos adjudicados a Canarias en la convocatoria, que se basa

en criterios técnicos, económicos, ambientales, sociales y de creación de valor. Ecoener destinará esta subvención a la construcción de sistemas de almacenamiento híbridos con las plantas fotovoltaicas ya operativas de Llanos de la Aldea 1 y Aldea Blanca 1, 2, 3 y 4, ubicadas en el municipio San Bartolomé de Tirajana, en la isla de Gran Canaria. En total, contarán con una potencia de 12 MW y una capacidad de 48 MWh.

Expansión

Bosch continúa expandiendo su red de servicios propios en España

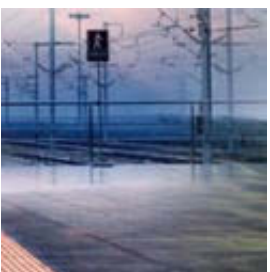


Bosch Home Comfort Group da un paso más en su estrategia de expansión con la adquisición de Servei Tecníc S.A. (Grupo Setesa) y sus tres empresas de servicios asociadas ubicadas en Barcelona. Fundada en 1976, el Grupo Setesa se dedica al mantenimiento, reparación y venta de recambios para calderas, calentadores, bombas de calor, aire acondicionado y sistemas solares en edificios residenciales. Con su adquisición, Bosch Home Comfort Group

refuerza su posicionamiento en el mercado español de servicios postventa, ampliando su red y mejorando la cercanía y calidad del soporte técnico ofrecido a los clientes con más de 200 expertos técnicos. La compañía ya adquirió en 2024 el negocio de tres de sus servicios técnicos oficiales de larga trayectoria: Servicio Técnico Arnaiz S.L. (Bilbao), Paulo Azkue S.L. (San Sebastián) y Servimat Asistencia Técnica S.L. (Madrid).

Adquisición

El grupo IKOS adquiere la española SICA



IKOS Group, especializado en consultoría de ingeniería ferroviaria y con un rápido crecimiento en el sector de la energía, da un nuevo paso en su desarrollo internacional con la adquisición de SICA, empresa española con experiencia en software, sistemas de gestión de energía eléctrica y ciberseguridad. Con más de 1.700 ingenieros distribuidos en 33 oficinas en 15 países, IKOS ayuda a sus clientes a mejorar su rendimiento y a innovar, con solucio-

nes únicas y a medida, dándoles apoyo en todas las etapas de sus proyectos estratégicos. SICA, por su parte, fundada en 1995, se apoya en la experiencia de 40 profesionales altamente cualificados, suministrando e implementando sistemas eléctricos de control y supervisión de nueva generación. Su éxito se basa en el desarrollo continuo y en la investigación e innovación junto a universidades públicas y privadas, y socios tecnológicos internacionales.

Eólica marina

Iberdrola instala una estación convertidora en un parque eólico marino



Iberdrola, a través de su filial británica ScottishPower Renewables, ha completado la instalación de la estación convertidora marina de corriente continua de alta tensión (HVDC) en el parque eólico East Anglia THREE, situado a unos 69 km de la costa de Suffolk, en aguas británicas del mar del Norte. Su función será transformar la electricidad generada por las 95 turbinas del parque, pasando de corriente alterna de alta tensión a corriente continua. El proyecto, de

1.400 MW de capacidad y 5.000 millones de inversión, es el primero de los parques marinos del Grupo Iberdrola con tecnología HVDC. Cuando entre en operación, a finales de 2026, podrá abastecer de energía limpia a más de 2,4 millones de personas en Reino Unido. Con un peso de 10.700 toneladas (un 50% más que la Torre Eiffel), la estructura mide unos 70 metros de largo, 34 metros de ancho y 48 metros de alto (similar a un edificio de 16 plantas).

Solar

Grupo MET pone en marcha un parque agrofotovoltaico en Italia



Grupo MET ha puesto en marcha con éxito y ha iniciado la explotación comercial de su planta de energía solar Ferrera Erbognone en Italia. El proyecto es la primera solución agrofotovoltaica de la zona. Con una capacidad instalada de 10 MWp y una generación anual prevista de 15 GWh, el parque solar de Ferrera Erbognone produce suficiente electricidad para abastecer a unos 6.000 hogares italianos cada año. La puesta en marcha de la planta supone

un hito importante en la estrategia de expansión de las energías renovables de MET Group en Italia. La construcción de la planta de energía solar comenzó en julio de 2024 y se instalaron alrededor de 16.000 paneles solares en 16 hectáreas de terreno industrial. La planta solar Ferrera Erbognone es propiedad de Keppel MET Renewables (KMR), empresa conjunta al 50% entre la división de infraestructuras de Keppel con sede en Singapur, y Grupo MET.

Proyecto

FRV anuncia un proyecto solar de 210 MW en Nueva Zelanda



Fotowatio Renewable Ventures (FRV) Australia, ha anunciado el desarrollo del proyecto solar Rangitikei, ubicado en el distrito del mismo nombre en la Isla Norte de Nueva Zelanda, con una capacidad instalada de 210 MWdc. Este anuncio coincide con la finalización de su *joint venture* con Genesis Energy. Con una superficie aproximada de 450 hectáreas, la planta solar generará unos 350.000 MWh al año, suficiente para abastecer a unos 45.000 hogares.

Además, contribuirá a evitar alrededor de 35.000 toneladas de emisiones de CO2 anualmente. La construcción del proyecto alcanzará un pico de 250 empleos, con una media de 75 trabajadores durante un periodo de 24 meses, contribuyendo así a la creación de empleo local. Asimismo, el diseño contempla la futura incorporación de un sistema de almacenamiento en baterías (BESS), lo que reforzará la flexibilidad y resiliencia de la red eléctrica.

Empresa

Lantania inicia su actividad en Italia y Turquía en agua y energía



Lantania amplía su presencia internacional con proyectos en Italia y Turquía por valor de 108 millones de euros. En el norte del país transalpino, el Grupo de infraestructuras, agua y energía construirá tres parques fotovoltaicos cerca de Bolonia, con una potencia conjunta de 80 MW y una inversión asociada de 35 millones, cuya construcción está prevista que finalice en junio de 2026. En Turquía, la compañía ampliará la planta de tratamiento de agua pota-

ble de Ankara, un contrato que alcanza los 73 millones. Lantania prevé seguir ampliando su cartera en ambos países y actualmente está en fase de licitación para nuevos proyectos solares en Italia que espera se concreten en el primer semestre de 2026. A esta expansión se suman las recientes implantaciones de la compañía en Macedonia del Norte y Túnez, lo que eleva la presencia internacional del Grupo a un total de 16 países.

**Matías Cascallares**

Director EMEA Customer Success Engineering Confluent

Cómo los datos en tiempo real están reinventando la red eléctrica para impulsar el futuro de Europa

La red eléctrica europea está experimentando una transformación fundamental. Hasta hace poco, estaba caracterizada por grandes centrales eléctricas y flujos de energía unidireccionales, ahora estamos asistiendo a una descentralización y dinamización cada vez mayores del sistema. Los parques eólicos y los paneles solares están transformando la forma en que se genera la electricidad, mientras que millones de automóviles, hogares y empresas se están convirtiendo en pequeñas centrales eléctricas por derecho propio.

Esta transición añade complejidad. La oferta y la demanda fluctúan cada segundo, como mostró el apagón en España el pasado abril, influido por el clima y la generación local. Además, el país adoptó recientemente ventanas de precios de 15 minutos para cumplir con la normativa europea y hacer el sistema más flexible y menos dependiente de las renovables. En este escenario, los operadores dependen cada vez más de los datos en tiempo real para mantener la estabilidad.

Una de las ventajas de analizar este sector con los ojos que aporta Confluent, es ver de primera mano lo difícil que era gestionar volúmenes de datos de energía en rápido crecimiento utilizando sistemas y procesos tradicionales. A medida que se incorporaban más energías renovables, también aumentaba la complejidad y las lagunas en la visibilidad.

La energía eólica y solar proporcionaron el 30% de la electricidad de la UE en la primera mitad de 2024, superando por primera vez a los combustibles fósiles. Se trata de un hito importante que señala un progreso positivo hacia los objetivos climáticos. Pero también supone un gran reto técnico.

Las energías renovables son muy variables. Y con miles de fuentes descentralizadas que alimentan el sistema y lo retroalimentan, los operadores no solo gestionan una mayor volatilidad, sino también un cambio hacia un flujo bidireccional, lo que crea nuevas complicaciones en torno al control del voltaje, los sistemas de protección, la regulación y la previsión. ¿La realidad? Ya no es viable depender de informes obsoletos o actualizaciones por lotes. Necesitamos una visión en tiempo real de lo que ocurre en la red: de dónde viene la energía, adónde va y cómo mantener todo equilibrado en tiempo real.



Ahí es donde el *streaming* de datos desempeña un papel fundamental. La infraestructura de transmisión alimenta las herramientas de previsión, señala los desequilibrios antes de que se agraven y permite respuestas automatizadas que ayudan a estabilizar la red, independientemente de la dirección en la que fluya la energía.

Las organizaciones energéticas de toda Europa ya están poniendo esto en práctica. Fue fascinante escuchar a la Dra. Dora Simroth, directora de Ingeniería de Datos e IA de E.ON Digital Technology, explicar en Current 2025 cómo la infraestructura de transmisión en tiempo real está contribuyendo a impulsar la transición hacia la energía verde de la empresa. Mediante el análisis de datos en tiempo real de millones de dispositivos, incluidos contadores inteligentes, paneles solares y redes de baja tensión, los modelos de IA de E.ON pueden predecir las fluctuaciones en la producción de energías renovables para optimizar la compra y venta de energía.

Otros operadores están adoptando enfoques similares. Con sede en Alemania, Uniper también está trabajando con Apache Kafka y Confluent para impulsar una plataforma de integración en tiempo real que da soporte a todo, desde el comercio algorítmico hasta el envío de energía. La plataforma permite llevar a cabo operaciones ágiles y resilientes en todo el negocio de Uniper, lo que respalda su misión más amplia de lograr la neutralidad en carbono para 2040.



La transmisión de datos ofrece algo de lo que carecían los métodos antiguos: visibilidad y velocidad

La transmisión de datos en tiempo real está transformando el funcionamiento de las empresas de servicios públicos y la interacción de las personas con el sistema energético. Los vehículos eléctricos (VE) son un ejemplo clave: millones de ellos forman un recurso energético móvil aún poco aprovechado. Con una infraestructura de *streaming* en tiempo real, pueden responder a la demanda, absorber excedentes renovables o devolver energía al sistema según sea necesario.

En hogares y empresas, los datos en tiempo real permiten ajustar el consumo automáticamente ante señales de la red. Durante los excedentes, electrodomésticos o baterías inteligentes pueden almacenar energía y estabilizar el sistema. Para las compañías energéticas, esta información mejora la experiencia del cliente al detectar errores, seguir el consumo y aplicar precios dinámicos. Lo que antes era lento y reactivo, ahora es inmediato y automatizado.

A pesar de los avances reales, los sistemas energéticos siguen enfrentándose a retos estructurales. Muchas redes locales no se diseñaron para flujos bidireccionales de electricidad, mientras que las previsiones se han vuelto más complejas. Sin embargo, estas presiones también crean oportunidades. Los datos en tiempo real permiten a las empresas de servicios públicos ir más allá de las operaciones reactivas y hay herramientas que pueden ayudar a reimaginar su funcionamiento.

Por lo que hemos observado en el sector, la capacidad de transmitir datos en tiempo real se está volviendo tan crítica como la infraestructura física de la que dependemos. Es lo que permite tomar decisiones más rápidas, realizar un mantenimiento más inteligente y llevar a cabo operaciones más ágiles. Las organizaciones con capacidades de datos en tiempo real están mejor posicionadas para integrar las energías renovables, cumplir los objetivos normativos y ofrecer nuevos servicios.

La transmisión de datos no elimina la complejidad ni la volatilidad de los sistemas energéticos, pero ofrece algo de lo que carecían los métodos antiguos: visibilidad y velocidad. Ahora más que nunca, eso es importante.

El cambio hacia una energía gobernada por datos supone un paso fundamental de una infraestructura estática a unos sistemas dinámicos, la base para construir una red que pueda seguir el ritmo de los cambios y, en última instancia, mantener las luces encendidas.

España prepara su escudo contra los apagones tras el colapso eléctrico

Entre conflictos institucionales y ajustes normativos, España encara unos meses decisivos que definirán la estabilidad y la gobernanza del sistema eléctrico del país. Las decisiones que ya se han tomado, y las que están por llegar, podrían condicionar futuras inversiones y poner en riesgo la seguridad de suministro

Concha Raso.



Torres eléctricas. iStock

España se encuentra en un momento decisivo para el futuro de su sistema eléctrico. En apenas seis meses, el sistema ha enfrentado un apagón nacional, una reforma urgente de los procedimientos de operación, una propuesta sobre la retribución de las redes de distribución y un plan para la red de transporte. Todo ello, en medio de un pulso institucional entre el Gobierno, la CNMC y Red Eléctrica.

El pasado 10 de octubre, el Ministerio para la Transición Ecológica lanzaba la audiencia pública de la nueva Planificación de la Red de Transporte de Electricidad para el periodo 2025-2030. La propuesta, que estará abierta hasta el 16 de diciembre, movilizará 13.600 millones de euros para adaptar el sistema eléctrico a los retos de descarbonización, electrificación e integración masiva de renovables. La medida acelera la inversión en redes tras la alerta lanzada por la CNMC y REE sobre nuevos riesgos de apagones por los problemas de control de tensión.

La propuesta, elaborada por Red Eléctrica como operador del sistema, multiplica por más de diez la demanda prevista en la planificación anterior: de 2 GW a más de 27 GW, en línea con los objetivos del PNIEC 2023-2030. Se parte de un escenario de 375 TWh de demanda eléctrica en el sistema peninsular en 2030, con una punta de potencia de 61,4 GW, un 60% superior a la de 2024. Además, se prevé la integración de 159 GW de renovables y más de 22 GW de almacenamiento.

El 65% de la inversión se concentra en tres bloques: refuerzo de la red para absorber los nuevos flujos eléctricos, mejora de la cohesión territorial con nuevos enlaces y apoyo a la red de distribución para conectar nuevos consumos industriales y digitales. También se contemplan actuaciones específicas en zonas urbanas en expansión, como el sureste y sudoeste de Madrid, y en territorios no peninsulares con especial atención al cable submarino entre Gran Canaria y Fuerteventura.

Castilla y León, Castilla-La Mancha, Aragón, Andalucía y Extremadura concentran más del 60% de las

nuevas capacidades por su potencial renovable. Cataluña, Galicia, Comunidad Valenciana y Navarra reciben refuerzos por necesidades industriales, mientras que en Baleares y Canarias el foco está en la seguridad de suministro y transición energética insular.

La propuesta deja fuera, por ahora, dos nuevas interconexiones con Francia por los Pirineos, aplazadas más allá de 2030 por su elevado coste (8.091 millones) y falta de acuerdo con el regulador francés. También se posponen refuerzos clave para nuevos desarrollos urbanísticos en Madrid, como Valdecarros, Berrocales y Los Cerros, lo que podría comprometer el suministro eléctrico de más de 95.000 viviendas.

Retribución de la distribución

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha culminado en octubre la segun-

El sector advierte que el valor del parámetro K está un 38% por debajo del coste medio estimado de red

da audiencia pública sobre la propuesta de metodología retributiva para la distribución eléctrica en el periodo 2026-2031, un texto que redefine las reglas del juego para las inversiones en red en un contexto de electrificación acelerada. En el centro del debate se sitúa el parámetro de sostenibilidad K, un coeficiente que pretende vincular la retribución de nuevas inversiones al incremento efectivo de la potencia conectada.

Dicho parámetro, fijado en 232 €/kW en la última propuesta del regulador, establece el umbral máximo de coste reconocido por nueva demanda conec-

tada. Las actuaciones que superen ese valor -aunque sean necesarias para reforzar o expandir la red- no serán incorporadas a la base retributiva, lo que implica que no generarán ingresos regulados para las distribuidoras. Desde el sector advierten de que este valor está un 38% por debajo del coste medio estimado de red (375 euros/kW), lo que podría frenar inversiones estratégicas y limitar la conexión de nueva demanda industrial y residencial.

La CNMC defiende que el parámetro K introduce incentivos a la eficiencia y evita desarrollos innecesarios. Sin embargo, su diseño actual traslada parte del riesgo de recuperación de la inversión a las distribuidoras, al depender de que la demanda se materialice rápidamente, lo que puede desincentivar inversiones anticipatorias, especialmente en zonas rurales o saturadas, donde los costes de ampliación son más elevados.

El modelo también contempla un recorte del 38% en los costes reconocidos, desglosado en una reducción del 25% en el OPEX y un 13% adicional por no reconocer la inflación. La consultora PwC ha alertado de que este enfoque penaliza el mantenimiento preventivo y puede derivar en una pérdida de calidad del suministro.

La propuesta ha generado un conflicto institucional con el Ministerio de Transición Ecológica, que considera invadidas sus competencias y denuncia falta de alineación con la planificación energética. La CNMC, por su parte, defiende su independencia y la necesidad de un marco neutro y predecible.

Para garantizar un marco retributivo estable y alineado con los objetivos del PNIEC, el sector reclama revisar el valor del parámetro K, indexarlo a la inflación y reconocer inversiones en digitalización, automatización y resiliencia. Solo así se podrá ase-

aeléc vuelve a arremeter contra REE por el control de tensión

En un encuentro reciente con periodistas, la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aeléc) ha vuelto a cargar contra REE por los problemas de control de tensión. Marta Castro, directora de regulación de la asociación, señaló que la tensión ya no es un problema puntual, sino que se está convirtiendo en un fenómeno estructural en los últimos meses. También manifestó que la gestión reforzada que está llevando a cabo el operador del sistema, no está siendo, a su juicio, una verdadera solución a largo plazo.

Para solventar estas variaciones que ponen en peligro la seguridad del suministro eléctrico, desde aeléc proponen tres medidas para mejorar el control de tensión: permitir a las renovables que estén capacitadas para ello controlar tensión, cumplir con las planificaciones de la red eléctrica en materia de elementos destinados a esta misión y modificar los límites de tensión vigentes en España por encima de los valores europeos.

Desde la asociación, recalcan la importancia de instalar los sistemas Statcom, compensadores síncronos estáticos que permiten mejorar el amortiguamiento del sistema ante oscilaciones interárea.



Sara Aagesen, ministra de Transición Ecológica. Europa Press



Parque eólico. EE

gurar la viabilidad de los 53.000 millones de euros en redes eléctricas que España necesita hasta 2030.

El sector empresarial tampoco se queda atrás. Más de medio centenar de asociaciones empresariales y sociales -CEIM, CEOE Castilla y León, CEA, CROEM, UNO Logística y Confebask, entre otras-, han firmado un comunicado conjunto, sin precedentes, en el que expresan su "profunda preocupación" por la propuesta de retribución de las redes eléctricas de la CNMC, ya que, según el comunicado, dicha propuesta limita el desarrollo de infraestructuras eléctricas al establecer, por primera vez, una inversión máxima para conectar a clientes, lo que dejaría fuera del sistema a los consumidores cuya conexión resulte más costosa. Además, la reducción del 38% en los costes de mantenimiento reconocidos, podría deteriorar la calidad del servicio y comprometer la fiabilidad del suministro eléctrico.

Procedimiento 7.4.

Otra de las cuestiones que han causado polémica ha sido la decisión de la CNMC de tumbar la modificación del Procedimiento de Operación 7.4 (PO 7.4), clave en el rediseño del servicio de control de tensión del sistema eléctrico español. Esta decisión se produce tras el cierre del periodo de alegaciones el pasado 15 de octubre y en medio de una creciente controversia sobre la urgencia y el alcance técnico de la propuesta.

El PO 7.4 formaba parte de un paquete de normas técnicas que la CNMC impulsó tras el apagón del

28 de abril, con el objetivo de reforzar la estabilidad del sistema eléctrico peninsular. La revisión buscaba incorporar a las tecnologías renovables y a la demanda en la prestación del servicio de control de tensión, tradicionalmente reservado a la generación síncrona (térmica e hidráulica). La propuesta incluía incentivos económicos y mercados locales para contratar capacidad adicional, en línea con los resultados de dos proyectos piloto realizados entre 2022 y 2023.

La CNMC ha manifestado que el procedimiento tenía un alto componente tecnológico y que su aprobación requería una evaluación más profunda. A pesar de que el texto había sido sometido a audiencia pública desde noviembre de 2024 y que contaba con evidencias positivas sobre la capacidad de las renovables para prestar el servicio, el regulador ha optado por no validar el PO 7.4 en su forma actual. Lo que sí ha hecho ha sido modificar temporalmente los procedimientos P.O. 3.1, P.O. 3.2 y P.O. 7.2.

La decisión ha generado incertidumbre en el sector, que esperaba una actualización normativa coherente con la transición energética y la creciente penetración de generación renovable. Naturgy, por ejemplo, ha recurrido ante la Audiencia Nacional varios de los procedimientos afectados, incluyendo el PO 7.4, alegando falta de garantías técnicas y retributivas. Con este revés, el rediseño del servicio de control de tensión queda en suspenso, a la espera de una nueva propuesta que logre conciliar eficiencia, seguridad y consenso regulatorio.



A tu lado en el camino hacia un futuro más verde

Gesternova y Contigo Energía ahora se unen para estar más cerca de ti y acompañarte en cada paso que des hacia un mundo sin emisiones.

Descubre cómo podemos ayudarte a transformar la energía de tu hogar o empresa, para avanzar en el camino de la transición energética.

Piensa sostenible
Actúa sostenible



Contigo
Energía

La industria electrointensiva exige un nuevo marco energético para competir en Europa

Más de 200 expertos acudieron en Madrid a una nueva cita del Foro Energía AEGE 2025, donde se analizaron los retos del sector ante la descarbonización y la electrificación

Concha Raso.

inaugurada por Miguel Gómez-Pavón, subdirector general de Estrategia y Ecosistemas Industriales del Ministerio de Industria y Turismo, la Asociación de Empresas con Gran Consumo de Energía (AEGE) ha celebrado una nueva edición del Foro Energía AEGE, que reunió a más de 200 expertos y representantes del sector electrointensivo, y en la que se pusieron sobre la mesa los retos y oportunidades que afronta la industria en su proceso de descarbonización y electrificación.

Carlos Navalpoto, presidente de AEGE, destacó su intervención la urgencia de aplicar las recomendaciones del *Clean Industrial Deal* para garantizar precios eléctricos asequibles y avanzar en la descarbonización. Señaló que factores como la fiscalidad, los peajes y los sobrecostes de los servicios de ajuste están lastrando la competitividad industrial y reclamó priorizar los proyectos industriales en la conexión de nueva capacidad a la red.

La primera mesa redonda abordó las soluciones para lograr precios asequibles para el consumidor electrointensivo. Silvia Escudero (Statkraft), Antonio Ramón (Prosolia) y Chema Zabala (Alantra) coincidieron en la necesidad de impulsar el almacenamiento como herramienta clave para flexibilizar el sistema eléctrico y adaptar la generación renovable a las necesidades industriales.

Investigadores del IIT Comillas presentaron una propuesta metodológica para la asignación de peajes y servicios de ajuste, cuyo coste se ha triplicado desde 2020. El estudio propone un esquema más eficiente y predecible, alineado con prácticas europeas, que contemple exenciones para industrias expuestas a competencia internacional.

En la segunda mesa participaron José Antonio Jainaga (Sidenor), Santiago Bordiu (Ignis) y Blanca Losada (Fortia). El primero defendió contratos tripartitos entre sector público, productores y consumidores electrointensivos para estabilizar precios y fomentar inversión. Bordiu abogó por convertir a España en plataforma industrial limpia priorizando proyectos renovables ligados a la industria. Y Losada destacó el papel estratégico de la energía en el nuevo orden geopolítico y la necesidad de una regulación más eficiente.



Carlos Navalpoto, presidente de AEGE. EE

La última mesa debatió los instrumentos para reforzar la competitividad industrial. Fernando de Juan (Axpo), Abelardo Reinoso (Malaika) y Diego Rodríguez (UCM), coincidieron en que la flexibilidad de la

El sector reclamó priorizar los proyectos industriales en la conexión de nueva capacidad a la red

demanda, la planificación anticipada de redes y la revisión de la fiscalidad eléctrica son claves para atraer inversión y reducir costes.

El foro concluyó con un llamamiento de AEGE a acelerar reformas que permitan a la industria española competir en igualdad de condiciones en el contexto europeo e internacional.

Baterías

Naturgy construye sus primeros proyectos con baterías en España



Naturgy ha iniciado los trabajos de construcción de sus primeros proyectos de almacenamiento con baterías en España. Se trata de las baterías que hibridarán los parques fotovoltaicos de Tabernas I y II, en la provincia de Almería, y El Escobar y Piletas I, en Las Palmas (Canarias). Estos proyectos están incluidos en la cartera de los diez proyectos que Naturgy quiere poner en marcha en 2026, nueve híbridos con plantas fotovoltaicas y uno de almace-

namiento stand alone conectado directamente a red en Vigo (Pontevedra). Con estos proyectos la compañía sumará una potencia total de 160 MW y 342 MWh de capacidad al sistema energético nacional. La capacidad de almacenamiento total de los diez proyectos de baterías de ion litio, que se reparten por un total de cuatro comunidades autónomas, supondrán en su conjunto una inversión total superior a los 80 millones de euros.

Emprendimiento

EDP amplía su programa de emprendimiento Entama a otras regiones



EDP ha puesto en marcha una nueva fase de la sexta edición de Entama, su programa de apoyo al emprendimiento local y la dinamización de comunidades rurales que, por primera vez, se desarrolla de forma conjunta en España y Portugal.

En esta nueva fase, podrán presentar sus candidaturas proyectos procedentes de nuevas zonas situadas en Burgos, Huesca, Cantabria, Asturias y Lu-

go, así como de la región portuguesa del Douro.

Desde su puesta en marcha en 2019, el programa ha apoyado un total de 73 proyectos, con una inversión acumulada de 740.000 euros. Las ayudas pueden alcanzar hasta 20.000 euros por iniciativa. El plazo de presentación de candidaturas finaliza el 25 de noviembre. El jurado dará a conocer los resultados entre diciembre de 2025 o enero de 2026.

Suministro

Imagina Energía: mejor oferta de luz en la IX Compra Colectiva de la OCU



Imagina Energía ha realizado la mejor oferta para el suministro de electricidad en la IX Compra Colectiva de Energía, una acción promovida por la Organización de Consumidores y Usuarios (OCU) a través de la plataforma www.quieropagarmenosluz.org para ayudar a los consumidores a ahorrar en sus facturas. La oferta de Imagina Energía, que suministra energía 100% solar, supone un ahorro medio estimado de 73 euros al año en electricidad para los

más de 26.000 inscritos hasta ahora y garantiza precios estables durante los próximos 12 meses, tal y como se establecía en las condiciones de la Compra Colectiva. OCU informará a todos los inscritos del ahorro personalizado para su consumo que pueden obtener con la oferta de Imagina Energía, de modo que valoren si les interesa cambiar de compañía y contratar la oferta. La oferta de gas, por su parte, ha quedado desierta.

Manifiesto

Vilawatt presenta la 'Declaración por la Electrificación de los Municipios'



La ciudad de Viladecans (Barcelona) ha celebrado el III Congreso Nacional de Transición Energética Renovable y Ciudadana Vilawatt, donde se hizo pública la *Declaración Vilawatt por la Electrificación de los Municipios*, con el objetivo de acelerar la electrificación de los mismos. El texto recoge nueve propuestas, como el impacto en el mundo rural, la mejora de las redes, la generación distribuida, la fiscalidad, la movilidad eléctrica de flotas, el impulso de

comunidades energéticas o la formación profesional. El Ayuntamiento de Viladecans aprovechó para explicar su hoja de ruta para ser una ciudad climáticamente neutra en la próxima década, entre cuyas acciones están eliminar las calderas de gas en edificios municipales, impulsar comunidades energéticas locales, un plan de puntos de recarga para vehículos, una flota de autobuses 100% eléctricos, así como la ampliación de tejados solares.



Beatriz Llorente
Head of Growth Iberia Sonnedix

La evolución del parque fotovoltaico hacia plantas híbridas en España y Europa

Durante casi dos décadas, la fotovoltaica ha sido el motor de la transición energética en España y Europa. El continente ha vivido una auténtica revolución solar: según datos de SolarPower Europe, la capacidad fotovoltaica instalada en la Unión Europea superó los 300 GW en 2024, tras añadir más de 65 GW en un solo año, una cifra récord impulsada por la caída de costes y la mejora de la eficiencia de los módulos. En España, el crecimiento ha sido aún más pronunciado: de acuerdo con Red Eléctrica de España (REE), la potencia fotovoltaica instalada ha pasado de 4,7 GW en 2018 a más de 27 GW en 2025, lo que sitúa al país entre los tres primeros de Europa en capacidad solar.

Este crecimiento ha supuesto una reducción de emisiones de CO2 contribuyendo a la aceleración de la descarbonización, reduciendo el coste de generación del sistema eléctrico y reforzando el compromiso con los objetivos europeos recogidos en el PNIEC. Sin embargo, tras esta fase de despliegue masivo, el reto ya no reside únicamente en instalar más megavatios, sino en gestionar mejor los activos y en alinear la generación de energía con el consumo. El aumento exponencial de la producción solar, concentrada en las horas centrales del día, ha dado como resultado precios negativos y excedentes de energía. Este fenómeno –que en 2025 ya ha afectado a más del 6% de la generación solar en algunos momentos, según REE– pone de relieve la necesidad de avanzar hacia un modelo híbrido, donde el almacenamiento y la gestión activa de la energía sean tan relevantes como la propia generación.

El nuevo parque fotovoltaico europeo está evolucionando hacia lo que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) denomina “instalaciones híbridas y de almacenamiento”. En este modelo, las plantas solares incorporan sistemas BESS (Battery Energy Storage Systems) capaces de almacenar energía durante las horas de menor demanda y liberarla cuando el sistema lo requiera, lo que dota a los proyectos de una flexibilidad imprescindible. Esta transformación no es teórica: el propio MITECO ha fijado el objetivo de alcanzar 22,5 GW de almacenamiento para 2030 –más del triple de la capacidad actual–, incluyendo tanto baterías a gran escala como sistemas asociados a renovables. En Europa, la Agencia Internacional de la Energía (AIE) estima que el almacenamiento será el segundo vector de crecimiento del sector eléctrico tras la solar, con más de 600 GW de capacidad global instalada en 2030.



Por todo ello, es urgente acelerar. España no puede perder la oportunidad de liderar la transición energética con un modelo que dote de estabilidad y seguridad al suministro eléctrico. La tendencia también responde a una necesidad sistémica: garantizar la flexibilidad y estabilidad de la red. El sistema requiere mecanismos que compensen la intermitencia y eviten desequilibrios. En este contexto, el almacenamiento se convierte en el eslabón que permite dotar de flexibilidad a la generación solar para adaptarla al consumo.

El otro pilar de esta evolución es la hibridación tecnológica: la combinación en un mismo punto de conexión de diferentes fuentes renovables, principalmente solar y eólica, junto con sistemas de almacenamiento. Esta configuración no solo maximiza la utilización de las infraestructuras existentes, sino que reduce la huella ambiental y acelera la tramitación de nuevos proyectos, al evitar duplicidades en red y terrenos.

Según datos del MITECO, en 2025 ya se han autorizado en España más de 1,8 GW de proyectos híbridos que combinan fotovoltaica con eólica y/o baterías, y se espera que esa cifra se multiplique por cuatro antes de 2030. En paralelo, la Comisión Europea promueve la figura de las Renewable Energy Hubs, nodos híbridos capaces de integrar producción, almacenamiento y gestión digital de energía en un mismo emplazamiento. En países como Italia o Portugal, donde la disponibilidad de suelo es limitada, este modelo híbrido se está consolidando rápidamente. La ventaja es clara: aprovechar al máximo el punto de conexión existente y adaptar la producción a la curva de demanda, incrementando el factor de capacidad de las plantas hasta un 30% adicional, según estimaciones de la AIE.



La próxima década no se medirá por cuántos megavatios se instalen, sino por cómo los gestionemos

La madurez del mercado fotovoltaico no se mide ya solo por la potencia instalada, sino por su capacidad de aportar valor al sistema eléctrico. Las plantas solares están dejando de ser meras generadoras para convertirse en activos gestionables, capaces de participar en otros mercados como servicios de ajuste, mercados de capacidad o regulación de frecuencia. La reciente propuesta del mercado de capacidad de almacenamiento en España, pendiente del visto bueno definitivo de la Comisión Europea, será clave para viabilizar la inversión en baterías. En paralelo, programas públicos como el PERTE ERHA y las líneas de ayudas FEDER del IDAE, dotadas con más de 700 millones de euros, ya están impulsando proyectos a gran escala en Andalucía, Castilla-La Mancha o Extremadura.

Este cambio de paradigma implica también una nueva visión empresarial y tecnológica. La planificación de proyectos híbridos requiere un análisis integral: generación, almacenamiento, gestión digital y relación directa con el consumidor final. Las compañías que lideren esta transición no serán solo productoras de electricidad, sino gestoras de soluciones energéticas completas, alineadas con la descarbonización, la digitalización y la resiliencia del sistema.

En este contexto, empresas como Sonnedix, que ya trabaja en la integración de almacenamiento y energía eólica en sus plantas en España, reflejan el rumbo que tomará el sector en los próximos años: proyectos más inteligentes, flexibles y sostenibles, capaces de garantizar energía limpia cuando se necesita, no solo cuando se produce. La colaboración público-privada para llevar adelante estos proyectos y reducir su tiempo de tramitación será esencial para su éxito.

La evolución del parque fotovoltaico europeo es, en definitiva, la historia de una madurez tecnológica. La próxima década no se medirá por cuántos megavatios se instalen, sino por cómo los gestionemos. Porque el verdadero valor de la energía solar ya no reside únicamente en su carácter renovable, sino en su capacidad para dar estabilidad al futuro energético de Europa y aumentar la competitividad eléctrica de países como España, que ocupa una posición de referencia en este ámbito.

Los CAEs superan los 3 TWh de ahorro energético en España en 2025

En los primeros nueve meses del año se han realizado 1.855 solicitudes de emisión CAEs para 6.073 actuaciones. El precio medio de mercado se sitúa en 123 €/MWh en mercado primario y 144 €/MWh en mercado secundario

Concha Raso.
Fotos: iStock

El pasado 23 de octubre, la Asociación Nacional de Empresas de Servicios Energéticos (ANESE) celebró en Madrid el III Congreso de Descarbonización y Sostenibilidad, con la asistencia de más de 300 profesionales del ámbito energético y la participación de más de 50 expertos nacionales e internacionales.

Durante el evento se presentó el Observatorio de Eficiencia Energética 2025, un extenso documento elaborado por la asociación que, entre otros contenidos, incluye un estudio detallado del comportamiento del mercado de las Empresas de Servicios Energéticos (ESEs) en España en 2024, así como los datos actualizados de la evolución del Sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE).

Respecto a este último punto, desde el sector señalan que el Sistema CAE ha entrado en una fase

de consolidación en el último año y que se ha convertido en una herramienta clave para impulsar el despliegue de medidas de ahorro energético en sectores estratégicos de la economía. En 2025, este sistema ha estado marcado por una serie de ajustes en tres ámbitos principales: normativa en tramitación, criterios técnicos y fichas, y FAQ o criterios interpretativos.

Tomando como base los últimos datos del Ministerio de Transición Ecológica, el documento elaborado por ANESE refleja que, entre el 1 de enero y el 30 de septiembre de 2025, se han presentado 1.855 solicitudes CAE que han generado 2.999 GWh de ahorro de energía. Si sumamos los datos registrados desde diciembre de 2023 -fecha en que se puso en marcha el sistema CAE-, el número total de solicitudes sube hasta las 2.557 y los ahorros de energía generados alcanzan los 4.910 GWh.



Mano sujetando una bombilla con un pequeño árbol dentro.

De las 1.855 solicitudes presentadas en los nueve primeros meses del año, 1.028 han sido favorables, 620 están en trámite, 135 han sido desfavorables y 72 están en estado de desestimación. Asimismo, se han registrado un total de 6.073 actuaciones de ahorro en las mismas fechas (7.183 en total), de las que 5.691 han sido estandarizadas, generando ahorros por 1.390,82 GWh y 112 singulares, con ahorros por 1.603,20 GWh.

Los CAEs han tenido un papel muy importante en el ámbito de los servicios energéticos, y más concretamente en el de las ESEs. Según la encuesta realizada por la asociación y que recoge el documento, el 71% de las empresas trabajaron en 2024 con CAEs. La mayoría de ellas participan en el mercado primario (44%).

Durante el pasado año, las actuaciones efectuadas que generaron ahorros susceptibles de convertirse en CAEs tuvieron su origen, principalmente, en proveedores o clientes habituales. Dichos ahorros tuvieron un precio medio aproximado de 144 euros/MWh en el mercado secundario. Esto ha supuesto que los sujetos obligados hayan ahorrado durante 2024 unos 74 millones de euros, es decir, un 20,9% sobre el total de sus obligaciones pasibles

El 84% de las ESEs trabajaron con CAEs en 2024. La mayoría participaron en el mercado primario

de ser satisfechas a través de CAEs. Estos ahorros han repercutido también en los clientes finales, suponiendo la contraprestación, de media, de unos 123 euros/MWh (promedio del mercado primario), destacando las actuaciones del sector terciario, cuya prestación ascendió a unos 129 euros/MWh. Además, en el 80% de los casos, la contraprestación recibida por los clientes ha sido económica.

Entre las principales ventajas del Sistema CAE, las empresas encuestadas destacan la mejora de los indicadores económicos de los proyectos (32%) y el incentivo que supone para los nuevos proyectos e inversiones (18%). Respecto a las barreras, la más destacada es la complejidad burocrática del sistema (33%), seguida de la falta de conocimiento de los CAE por parte del sector y la falta de estandarización de los procesos del sistema (21% ambas).

ESEs: Más de 4.600 millones en facturación

Respecto al sector de las ESEs, los datos recogidos en el Observatorio revelan que el mercado de los servicios energéticos en España sigue en expansión, aumentando tanto el tamaño medio de las empresas que participan en él (el 68% son Pymes) co-



Las cuatro torres de Madrid con un puente delante para la circulación de vehículos.

mo su volumen de facturación, estimado en 4.651 millones de euros en 2024, tal y como explicó Carlos Ballesteros, director general de ANESE.

Esta subida de la facturación es un indicador del crecimiento y consolidación de los servicios energéticos en España, especialmente en el sector privado, y podría estar vinculado al aumento de la demanda de servicios energéticos, impulsado por la transición hacia fuentes de energía más sostenibles, la mejora de la eficiencia energética y las inversiones en nuevas tecnologías dentro del sector, además de la consolidación de los CAEs.



Ingeniero en una planta de energía.

Sin embargo, la inversión de las ESEs en proyectos de servicios energéticos ha disminuido un 34%, situándose en 557 millones. Este hecho se ha debido, sobre todo, a la disminución de este tipo de proyectos en el ámbito público, disminuyendo el presupuesto total en casi un 60% (3.171 millones frente a los 7.510 millones de 2023).

En cuanto al sector de actuación de las ESEs, la mayoría las realizan tanto en el sector público como en el privado, aunque sigue habiendo mayor presencia en este último, de ahí la importancia de que se siga difundiendo el modelo de servicios energéticos en el sector público, ya que existe un gran margen de crecimiento y es necesario su impulso para cumplir con el objetivo de reducción de la energía final del 1,9% incluido en la Directiva Europea de Eficiencia Energética. Si entramos en detalle, los sectores terciario e industrial son aquellos en los que se realiza un mayor número de proyectos dentro del sector privado. En el sector público, el sector terciario sigue liderando la eficiencia energética con un mayor número de proyectos durante 2024.

Respecto al tipo de contrato elegido, el EPCM o 'llave en mano' ha sido el más utilizado en el sector privado, mientras que en el sector público el más usado ha sido el contrato energético integral (5Ps). En cuanto a la duración de los contratos de rendimiento energético, en el sector público la media es de 8 años frente a los 7 años del sector privado. El sector público ha reducido su duración media respecto a 2023, lo que puede estar unido a un mayor uso de los contratos de rendimiento energético. En el

caso de las tecnologías más utilizadas por las ESEs en 2024, destacan las relacionadas con monitorización/gestión energética y climatización, lo que demuestra la necesidad cada vez mayor de conocer qué energía se consume, cómo y dónde.

Las ESEs generaron durante 2024 un ahorro energético promedio por proyecto del 30% y un ahorro económico promedio por proyecto de más de 181.000 euros. El reto cada vez es mayor y, a futuro, será necesario continuar con la evolución de las tecnolo-

557 M€

Es la inversión de las ESEs en proyectos de servicios energéticos en 2024, un 34% menos

gías para conseguir incrementar los niveles de ahorro actuales.

Un aspecto importante para los proyectos bajo el modelo de servicios energéticos es definir su financiación. La mayoría de las ESEs financian sus proyectos con fondos propios, por lo que la propia empresa es la que corre el riesgo económico, de ahí la necesidad de ampliar los mecanismos de financiación para aumentar las posibilidades de realizar proyectos por parte de las ESEs. Para ello, las entidades financieras deben ser capaces de poder facilitarles financiación de forma más ágil y con mecanismos adaptados a este tipo de proyectos.



**Construyamos un mundo
más sostenible**

**Generamos y comercializamos
electricidad 100% renovable**



Instalaciones de autoconsumo



Luz para tu hogar y negocio



Soluciones inteligentes



Llámanos gratis al

900 555 800

COX



Joanna Raczynska
Principal en Heidrick & Struggles

El talento que marcará el futuro de las renovables en Europa

El sector de las energías renovables y las tecnologías limpias en Europa atraviesa un momento especialmente complejo. A los desafíos estructurales ya conocidos –barreras regulatorias, necesidad de inversión, escalabilidad tecnológica–, se suma ahora una coyuntura internacional cada vez más incierta.

El regreso de Donald Trump y la puesta en marcha de su estrategia arancelaria global ha añadido presión a los mercados internacionales. La inestabilidad política en países clave del continente, como Alemania o Francia, y el impacto persistente de la guerra en Ucrania, completan un escenario que obliga a las empresas del sector a operar con prudencia y visión de largo plazo.

Este contexto ya está teniendo consecuencias tangibles. Los mercados financieros reflejan una creciente desconfianza y las compañías energéticas –grandes y pequeñas– se están viendo obligadas a revisar sus estrategias de expansión. Todo esto en un momento en que la venta de vehículos eléctricos pierde tracción y las marcas automovilísticas retrasan sus planes de abandono del motor de combustión.

España no es ajena a esta realidad. Aunque nuestro país ha sido históricamente uno de los referentes europeos en renovables, con un tejido empresarial sólido y una regulación relativamente estable, el escenario macroeconómico está obligando a muchos operadores a ajustar sus carteras de inversión y priorizar aquellos proyectos que ofrecen mayor certidumbre en retornos y acceso a financiación. Aun así, sigue habiendo avances. La apuesta por el almacenamiento energético, el desarrollo de *hubs* de hidrógeno y el impulso a la producción de biometano en distintas regiones, muestran que, incluso en momentos de tensión, hay oportunidades para quien sepa adaptarse con rapidez.

Y aquí entra en juego el talento. La transición energética no se va a detener, pero necesita un tipo de liderazgo distinto. Más flexible, más transversal y preparado para gestionar entornos de alta volatilidad. En Heidrick & Struggles hemos comprobado cómo la etapa de desarrollo en la que se encuentra cada compañía condiciona sus necesidades en materia de liderazgo.

No es lo mismo liderar una *startup* tecnológica con un modelo de negocio por validar, que dirigir una compañía con presencia internacional y operaciones consolidadas. En el primer



caso, se buscan perfiles con capacidad de adaptación, experiencia en escalabilidad comercial y visión emprendedora, aunque no necesariamente provengan del sector energético. En el segundo, el conocimiento profundo del sector, la experiencia operativa y la capacidad de navegar mercados regulados son factores determinantes.

Además, el propio sector renovable no dispone todavía de un volumen suficiente de talento con experiencia ejecutiva en operaciones a gran escala. Esto obliga a ampliar la mirada y explorar otros sectores industriales donde sí existen profesionales habituados a trabajar en entornos complejos, con estructuras globales y orientación a resultados.

Es el caso de los directores de construcción, que proceden del ámbito de la ingeniería o de las infraestructuras, y que aportan metodologías y buenas prácticas que ayudan en la ejecución de proyectos energéticos a gran escala. También ocurre con perfiles directivos con experiencia en logística, industria pesada o servicios tecnológicos, que pueden adaptarse con éxito al ecosistema de la transición energética.

Otra tendencia creciente es la búsqueda de directores de operaciones con capacidad para gestionar activos energéticos a nivel internacional. La maduración del parque de instalaciones en funcionamiento exige un perfil profesional capaz de garantizar eficiencia, mantenimiento predictivo y control financiero en múltiples geografías. Aquí, de nuevo, encontramos que, gran parte del talento preparado para asumir estos retos, se encuentra fuera del perímetro clásico del sector.



El sector renovable no dispone de un volumen suficiente de talento con experiencia ejecutiva en operaciones a gran escala

Ante esta realidad, el proceso de evaluación de liderazgo cobra especial relevancia. En un contexto de incertidumbre, la experiencia ya no es suficiente para anticipar el impacto de un directivo. Es necesario analizar competencias, valores y capacidad de adaptación cultural.

Evaluar no es solo seleccionar, sino también construir equipos que puedan crecer con la compañía y prepararla para los desafíos del futuro. Las empresas que logran integrar esta visión en sus decisiones estratégicas de talento, responden mejor a las crisis y están en mejores condiciones de aprovechar las oportunidades que nacen en los momentos de cambio.

En España, donde el ecosistema energético combina multinacionales consolidadas con *scaleups* de alto potencial, este enfoque resulta especialmente relevante. La combinación entre conocimiento del mercado local, visión internacional y sensibilidad hacia los retos sociales y regulatorios de la transición energética, es una de las claves del liderazgo que demandan hoy las organizaciones del sector.

En definitiva, el talento se ha convertido en un factor competitivo de primer orden. Quienes sean capaces de atraer, evaluar y desarrollar a los líderes adecuados, sortearán mejor las turbulencias del presente y estarán en condiciones de marcar el ritmo de la transición energética en Europa.

En este momento crucial, liderar ya no es solo una cuestión de preparación sino también de visión.



iStock



Avión aterrizando en el aeropuerto de Barcelona. iStock

España concentra el 20% de los derechos de emisión por uso de SAF

La UE ha desbloqueado 100 millones de euros en derechos gratuitos de emisión del RCDE para ayudar a 53 aerolíneas a cerrar la brecha de costes entre el queroseno fósil y los combustibles de aviación sostenibles. España registra el mayor número de operadores beneficiarios, un total de diez, que repostaron más de 24.600 toneladas de SAF en 2024

Concha Raso.

En un momento en que la descarbonización del transporte aéreo se ha convertido en uno de los grandes retos de la transición energética, la Unión Europea ha anunciado la asignación de unos 100 millones de euros en derechos gratuitos de emisión, dentro del marco del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE (RCDE UE), para ayudar a las aerolíneas comerciales a compensar los costes del combustible de aviación sostenible (SAF, sus siglas en inglés) utilizado en 2024, con el fin de acelerar su uso.

Este sistema de apoyo, del que en 2024 (primer año

de aplicación) se benefician 53 operadores europeos que han utilizado SAF en rutas cubiertas por el RCDE UE y han presentado informes verificados, y para el que se asignan alrededor de 1,3 millones de derechos de emisión, cubrirá, total o parcialmente, la diferencia de precio entre el queroseno fósil y el SAF.

Dicho apoyo se suma al incentivo del RCDE UE para el uso de combustibles de aviación sostenibles, ya que los operadores no están obligados a entregar derechos de emisión para el uso de estos combustibles, lo que supone una ventaja de aproxima-

damente 25 millones en 2024, de manera que, en conjunto, el incentivo del RCDE UE para el uso de SAF en 2024 asciende a unos 125 millones.

Para comprender un poco mejor este asunto, conviene recordar que la asignación gratuita de derechos de emisión en el sector de la aviación ha sufrido algunos cambios en los últimos años. Entre 2012 y 2023, más del 80% de la cantidad total de derechos de emisión para este sector se han distribuido mediante asignación gratuita.

Como consecuencia de la modificación del RCDE, en el marco del paquete legislativo 'Fit For 55', la asignación gratuita experimenta una reducción progresiva en los años 2024 y 2025 hasta su eliminación completa a partir de 2026, salvo por uso de SAF. Por eso, para el período comprendido entre el 1 de enero de 2024 y el 31 de diciembre de 2030, se han reservado 20 millones de derechos de emisión gratuitos para incentivar el uso de combustibles de aviación sostenibles y de otros combustibles de aviación no derivados de combustibles fósiles, por un valor aproximado de 1.500 millones.

España, principal beneficiaria

De las 53 aerolíneas beneficiarias, diez han recibido más de 50.000 derechos gratuitos de emisión ETS de forma individual por el uso de com-

53

Son las aerolíneas beneficiarias de los 1,3 millones de derechos de emisión asignados en 2024

bustibles sostenibles, superando, entre todas, el millón de derechos asignados. En el top 3 están Air France con 254.418 derechos asignados, Vueling Airlines con 157.478 e Iberia Express con 118.066 derechos asignados, respectivamente.

España cuenta con el mayor número de operadores beneficiarios, con un total de 10: Evelop Airlines, British Airways Euroflyer, Iberia Express, Jet2.com, Vueling Airlines, Air Nostrum, BA Cityflyer, Iberia, Gestair y Volotea, lo que supone cerca del 20% de la cifra total. En línea descendente le siguen Francia con ocho aerolíneas beneficiarias; Suecia con cinco; Alemania con cuatro; Malta y Países Bajos con tres cada uno; Bélgica, Dinamarca, Irlanda, Italia, Luxemburgo y Portugal con dos por país; y Grecia, Croacia, Letonia, Hungría, Austria, Polonia, Rumanía y Finlandia con una aerolínea cada uno.

En el caso concreto de España, el Ministerio para la Transición Ecológica y la Oficina Española de



Viajeros en la terminal 4 del aeropuerto de Barajas. Ana Morales

Cambio Climático (OECC) presentaron, el pasado 31 de julio, la propuesta de asignación individualizada correspondiente a 2024, que permaneció en audiencia pública hasta el 28 de agosto. El documento recoge la solicitud de asignación gratuita de derechos de emisión de los diez operadores aéreos mencionados.

Según los datos verificados en sus informes de emisiones, todos ellos repostaron más de 24.600 toneladas de combustibles sostenibles en rutas sujetas al RCDE UE. La demanda total de asignación asciende a 421.866 derechos de emisión, lo



Avión repostando en pista. EE

que representa un valor económico de más de 27 millones de euros, calculado según el precio medio del ETS en 2024 (64,74 euros/unidad).

Acelerar la industria nacional del SAF

Margarita de Gregorio, CEO de la Asociación Española de Biocircularidad (Biocirc) y presidenta de la Alianza para la Sostenibilidad del Transporte Aéreo (AST), ha señalado a *elEconomista.es*, que “el nuevo sistema de asignaciones gratuitas refuerza el principio de ‘quien desfosiliza, ahorra’, convirtiéndose en un incentivo directo al consumo de SAF dentro del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión”. Su aplicación, explica, “complementa las obligaciones de mezcla establecidas por ReFuelEU Aviation y reconoce el esfuerzo de las aerolíneas que están invirtiendo en la transición energética”.

La representante de ambas entidades afirma que, el hecho de que las aerolíneas españolas figuren entre las principales beneficiarias de la asignación de 2024, “refleja la apuesta temprana del sector aéreo español por incorporar SAF en sus operaciones y la coherencia de las políticas nacionales con los objetivos climáticos europeos”. Además, añade, “esta medida supone un reconocimiento y un estímulo adicional para acelerar el desarrollo de una industria nacional del SAF que genere empleo, inversión e innovación en los territorios”.

La CEO de BIORCIRC quiere dejar claro que “España está en posición de liderar la nueva generación

de combustibles renovables para la aviación europea”, de manera que la asignación gratuita de derechos de emisión por uso de SAF “no es solo un incentivo climático, es una palanca industrial, energética y de competitividad que contribuirá a situar a nuestro país a la vanguardia de la transición biocircular y de la aviación sostenible”, manifiesta.

En línea con esto, desde BIOCIRC consideran prioritario, por un lado, “aprovechar este impulso europeo destinando los ingresos de las subastas nacio-



Esta medida supone un estímulo para España en el desarrollo de la industria nacional de SAF

nales de derechos de emisión a un Fondo Nacional de Competitividad SAF que refuerce la producción y el consumo en España”. Asimismo, también apuestan por “garantizar la coordinación plena entre el RCDE UE, ReFuelEU Aviation y las políticas nacionales de energía, industria y transporte, para asegurar certidumbre a largo plazo a productores e inversores”, así como “extender la lógica de incentivos por desfosilización a otros sectores difíciles de electrificar a los que podemos proporcionar soluciones de biocircularidad –aviación, marítimo, biogases y biorrefino–, que fortalezcan la autonomía energética y la reindustrialización de los territorios”.

Iberia lanza el ‘Círculo SAF’ para reducir emisiones

Iberia ha presentado el Círculo SAF, una iniciativa para aumentar progresivamente el uso de combustible sostenible de aviación (SAF). El objetivo es facilitar que empresas de distintos sectores puedan participar en este esfuerzo colectivo y asociar el uso de SAF a parte de las emisiones derivadas de sus viajes de negocio y transporte de mercancías (emisiones alcance 3). Esta alianza, a la que también se han adherido BBVA, Repsol, Telefónica y Amadeus, facilita la posibilidad de reducir las emisiones GEI a la atmósfera mediante el uso de combustible sostenible en determinados vuelos corporativos y de carga de la aerolínea. Esto supone la reducción de emisiones a nivel global en el sector de la aviación, siendo la reducción estimada de entre un 10% y un 30% de las emisiones de alcance 3 de las empresas en su actividad con Iberia. Los miembros del Círculo SAF van a contar con beneficios como los ‘corporate rewards’, que dan acceso a mejoras en el programa de fidelización corporativo de Iberia. El Círculo SAF cuenta con tres tiers diferentes, por lo que pueden unirse empresas de todo tipo. Las empresas participantes en la alianza contarán con la certificación del SAF empleado en los viajes de la aerolínea, según los criterios de sostenibilidad definidos por la RED II.

CEPSA se transforma en **moeve**

Estamos acelerando nuestra transformación estratégica para impulsar un futuro con más energías sostenibles basadas en moléculas verdes.

- › Venta de cerca del 70% de nuestros activos de producción de petróleo desde 2022.
- › Construyendo el mayor complejo de biocombustibles 2G del sur de Europa.
- › Desarrollando el Valle Andaluz del Hidrógeno Verde con un objetivo de 2GW en 2030.
- › Creando una de las mayores redes de carga eléctrica ultrarrápida en el conjunto de España y Portugal.

Aún nos queda mucho camino por delante, pero seguiremos dando pasos para que en 2030 más de la mitad de nuestro negocio provenga de actividades sostenibles*.

**Este futuro
tiene futuro**

Descubre más en
moeveglobal.com



Moeve ha vendido cerca del 70% de sus activos de producción de petróleo desde 2022. Complejo de biocombustible que suma a las instalaciones que ya operan una nueva planta que construye Moeve y sus socios, con una inversión asociada de 1.200 M€. Nuestro objetivo es producir hidrógeno verde con una capacidad de 2.000 MW en 2030, el mayor proyecto presentado en Europa hasta la fecha. Más de 160 cargadores ultrarrápidos ya conectados con el objetivo de alcanzar 400 construidos en 2024.

*Según la taxonomía interna de Moeve para la clasificación de sus actividades sostenibles.

Lubricantes

Repsol, suministrador oficial exclusivo de lubricantes para MotoGP



Repsol ha firmado una alianza estratégica con el organizador del Campeonato del Mundo de MotoGP, Dorna Sports, para convertirse en el suministrador oficial exclusivo de lubricantes para las categorías de Moto2 y Moto3.

Gracias a este acuerdo, que se extenderá desde 2026 hasta 2030, Repsol Lubricantes lanzará al mercado una nueva gama de productos de competición,

reforzando así su compromiso con todos los motoristas, al ofrecer soluciones de lubricación para todo tipo de motos, desde las de alto rendimiento hasta las de uso diario.

Repsol lleva vinculada a esta competición desde hace más de 50 años, acompañando a leyendas del motociclismo, y a través de la alianza de 30 años en Repsol Honda Team.

Sostenibilidad

Máxima puntuación para Exolum en el índice de sostenibilidad GRESB 2025



Exolum ha obtenido la máxima calificación posible, de 100 puntos sobre 100, en el GRESB Infrastructure Asset Benchmark Report 2025 y se consolida como líder en sostenibilidad en el sector de Energía y Recursos Hídricos en Europa. El informe sitúa a Exolum por encima de la media del sector en todas las dimensiones evaluadas. Este reconocimiento reafirma la posición de Exolum como referente internacional en la gestión sostenible de infraestruc-

turas energéticas, destacando su liderazgo en materia de innovación, eficiencia operativa y contribución a la descarbonización del sector.

GRESB (*Global Real Estate Sustainability Benchmark*) es el principal estándar internacional que evalúa el desempeño en sostenibilidad de activos e infraestructuras, valorando aspectos medioambientales, sociales y de gobernanza (ESG) a nivel global.

Tiendas

Dia abre sus primeras tiendas en dos de las estaciones de servicio bp



Las estaciones de servicio de bp ya cuentan con sus primeras dos tiendas Dia, gracias al acuerdo alcanzado entre la empresa energética y la red líder de supermercados de proximidad. Las primeras tiendas están ubicadas en la estación de servicio de Pozuelo de Alarcón en la M-503, Vía de las Dos Castillas, 6, y en Las Rozas, Calle Cruces S/N, ambas en la Comunidad de Madrid. En esta primera fase se abrirán de forma progresiva 10 tiendas piloto de Dia

en estaciones de servicio bp en la C. de Madrid y Andalucía. Los nuevos establecimientos ofrecen un concepto de tienda donde los clientes pueden realizar una compra rápida mientras paran a repostar. Tras la puesta en marcha de esta primera fase, el acuerdo contempla su extensión a otras comunidades autónomas en función de los resultados de las tiendas piloto, así como la puesta en marcha de un programa de fidelización conjunto.

Carburantes

Galp aumenta su producción de petróleo y gas un 30%



Galp, Equinor (operador), ExxonMobil y Pré-sal Petróleo SA (PPSA), socios en el desarrollo de las licencias *offshore* BM-S-8 y Carcará Norte en la región brasileña de la cuenca presalina de Santos, han iniciado la producción del FPSO Bacalhau, una de las mayores unidades en operación en el mundo, con una capacidad de producción de 220.000 barriles por día. En un campo con reservas recuperables estimadas de más de 1.000 millones de barri-

les, Bacalhau contribuirá con unos 40.000 barriles diarios de petróleo a la producción de Galp una vez que la unidad alcance su nivel de producción máxima, lo que representa un aumento de más del 30% respecto a la producción actual de Galp, posicionándola como la quinta mayor productora de petróleo y gas de Brasil. Bacalhau generará beneficios a largo plazo a la economía brasileña, sumando unos 50.000 empleos en sus 30 años de vida útil.

Energía confiable para un futuro descarbonizado



www.enagas.es



La demanda de gas natural crece un 2%, con Asia y América del Norte a la cabeza

A pesar del avance de las renovables, el gas natural se torna imprescindible para evitar desequilibrios en los sistemas eléctricos y compensar los episodios de baja generación eólica y solar, según la IGU. Sin embargo, la falta de inversión en gas e infraestructuras podría agravar el riesgo de escasez energética en la próxima década

Concha Raso. Fotos: iStock



Buque cisterna de GNL.

En un contexto marcado por la incertidumbre energética, el gas natural se posiciona como la solución más escalable y con mayor capacidad de respuesta para satisfacer las crecientes necesidades energéticas y estabilizar las redes. Así lo pone de manifiesto el informe *Global Gas Report 2025*, publicado por la Unión Internacional del Gas (IGU) y Snam.

El documento señala que la demanda mundial de gas natural aumentó en 78 bcm en 2024 (+1,9%), alcanzando los 4.122 bcm, impulsada principalmente por Asia y América del Norte. La generación eléctrica siguió siendo el principal sector de uso final del gas, representando un tercio de la demanda con un incremento de 39 bcm (+2,8%), impulsado por intensas olas de calor veraniegas, junto a una mayor demanda en el transporte y la industria.

En el primer semestre de 2025, el crecimiento de la demanda se concentró en Europa (+6,1%) y Norteamérica (+1,5%), debido a un clima más frío que impulsó la demanda residencial y comercial, y a una menor generación renovable que favoreció el uso del gas para generación eléctrica en el Continente. Se espera que la demanda continúe creciendo en 2025, con un aumento previsto de 71 bcm (+1,7%).

Por su parte, la oferta mundial de gas natural también creció en 2024, aumentando en 65 bcm (+1,6%) hasta alcanzar los 4.090 bcm, impulsada por el crecimiento en Oriente Medio y la recuperación en Rusia, mientras que la producción en EEUU se mantuvo estable debido a los bajos precios derivados de altos niveles de almacenamiento e inviernos suaves que provocaron cierres y retrasos en la perforación.

La capacidad de licuefacción también creció -aunque modestamente- en torno a 9 bcm en 2024. Aunque algunos proyectos sufrieron retrasos, la aparición de nuevos exportadores, como México y Congo, refleja la importancia del GNL en el panorama energético mundial, según refleja el informe. En el primer semestre de 2025, se produjeron nuevas incorporaciones procedentes de los proyectos de GNL

Greater Tortue Ahmeyim (GTA) y LNG Canada. A este respecto, se prevé una mayor expansión a medida que los también proyectos de gas licuado Plaquemines LNG y Corpus Christi en EEUU continúan su puesta en marcha. Apoyando este impulso en el desarrollo de infraestructura de GNL, se entregaron 64 nuevos buques metaneros en 2024 y otros 337 estaban en construcción a finales del año pasado.

Asimismo, el comercio de gas licuado también se expandió en 2024 por undécimo año consecutivo, aumentando hasta los 555 bcm, con Europa y Asia representando más de la mitad de las importaciones. En el primer semestre de 2025 siguió creciendo, liderado por una recuperación en Europa donde las importaciones aumentaron en 16 bcm (+23,6%) respecto al primer semestre del año anterior, para satisfacer la demanda regional y las necesidades de inyección de almacenamiento.

Dicho crecimiento compensó la caída de las importaciones de compradores asiáticos más sensibles al precio, particularmente China, donde las importaciones de GNL disminuyeron un 19,4% en comparación con el primer semestre de 2024, mientras que el suministro interno y las importaciones por gasoducto se mantuvieron sólidas.

Necesidad de más inversiones

Las tendencias recientes indican que la demanda energética a nivel mundial seguirá aumentando en la próxima década, especialmente hasta 2030. Concretamente, se prevé un fuerte incremento del consumo eléctrico en China e India, posicionando a Asia como el principal motor de la demanda energética, con el apoyo de América del Norte.

Sin embargo, las incertidumbres derivadas de cambios tecnológicos –crecimiento de los centros de datos en EEUU que podría representar el 1,7% del

consumo eléctrico global en 2025–, climáticos –aumento de la demanda de refrigeración fruto de las olas de calor especialmente en los países de Asia-Pacífico– y geopolíticos –aranceles a la importación impuestos por Trump–, exigirán una planificación energética más realista y flexible, con el foco puesto en un aumento de las inversiones en suministro de gas, infraestructuras y almacenamiento para mitigar el riesgo de escasez energética, señala el informe. Sin embargo, a pesar de los 270 bcm de capacidad de licuefacción prevista para entrar en operación antes de 2030, los riesgos de retrasos en la próxima ola de proyectos de gas licuado, agravan el riesgo de escasez de suministro.

El papel equilibrador del gas

El informe de la IGU afirma que el gas natural desempeña un papel cada vez más crítico en la estabilización de los sistemas eléctricos futuros ante



El comercio de GNL se expandió por undécimo año consecutivo, aumentando hasta los 555 bcm

la creciente penetración de energías renovables variables, caracterizadas por su intermitencia temporal y estacional, interrupciones por eventos climáticos extremos y problemas de congestión en la red. De hecho, se prevé que la demanda eléctrica se duplique para el año 2050, alcanzando aproximadamente los 56.000 TWh, con las energías renovables representando la mayor parte de la capacidad instalada.

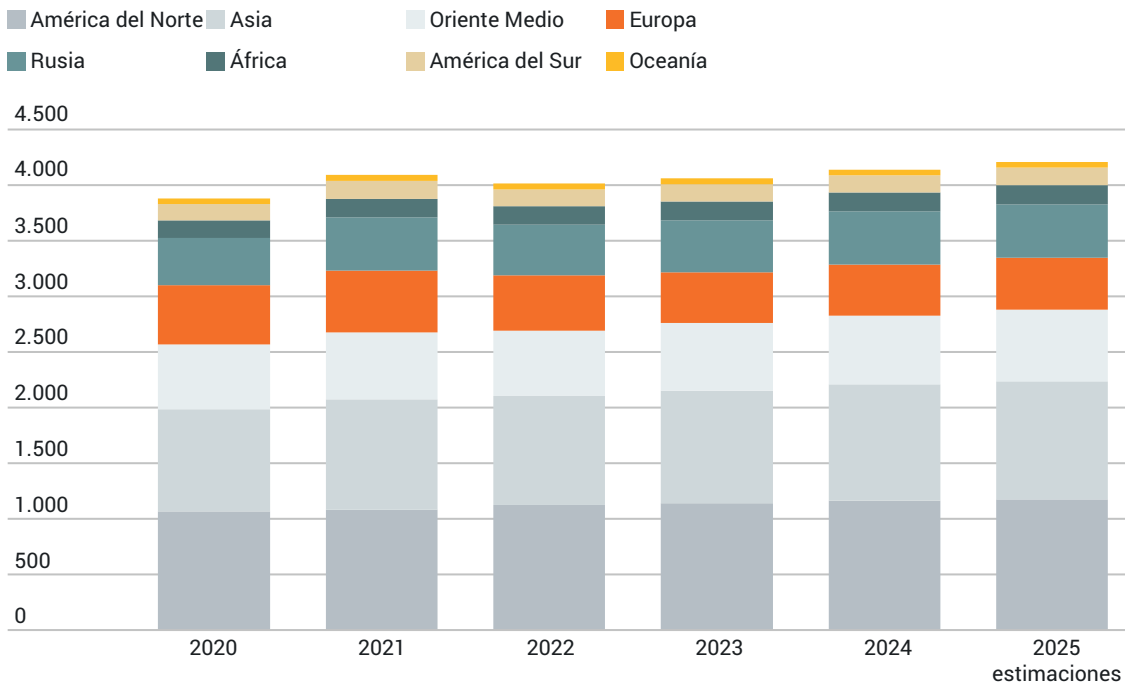
Además, episodios recientes de “dunkelflaute” -fenómeno meteorológico caracterizado por periodos prolongados de poco viento y escasa o nula luz so-



Tanques de GNL en una terminal de regasificación.

Demanda mundial de gas natural por regiones

En miles de millones de metros cúbicos



Fuente: IGU.

eE

lar que provoca un descenso significativo de la generación de energía eólica y solar- en todo el mundo, han obligado a recurrir al gas natural y al carbón para compensar la baja generación en mercados con alta penetración de renovables.

Estas condiciones han provocado, históricamente, picos de precios como el ocurrido en Australia el 30 de julio de 2024, cuando una producción eólica muy baja durante una alta demanda llevó a que los precios mayoristas de electricidad en intervalos de 30 minutos superaran los 5.000 dólares/MWh en nueve ocasiones en todas las zonas del Mercado Nacional de Energía.

A este respecto, el informe señala que, para integrar el gas natural en los sistemas eléctricos, son necesarias inversiones estratégicas en toda la cadena de valor: desde nuevos suministros *upstream* hasta infraestructura *midstream* y capacidad de generación. A medida que el gas natural pasa de ser una fuente de carga base a respaldo flexible -añade el documento-, se requieren reformas de mercado que respalden la viabilidad de los proyectos de generación flexible con gas.

Biometano, hidrógeno verde y CCUS

La industria global del gas se está implicando cada vez más en el desafío de la descarbonización, apostando por tecnologías bajas en carbono. Es el caso del biometano, cuya producción global ha aumen-

tado siete veces en la última década, alcanzando los 9,6 bcm en 2024, impulsada por incentivos del lado de la oferta como primas y tarifas de inyección a red que han reducido los riesgos de inversión para operadores e inversores. De cara al futuro, se proyecta que la producción global de biometano crezca un 14% anual hasta 2040.

También se está impulsando la Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS), con grandes proyectos que han alcanzado la Decisión Final de Inversión (FID) y han comenzado operaciones en 2025, a pesar de los retrasos derivados de la complejidad de los proyectos y los desafíos regulatorios. Se espera que la capacidad global de captura de CO₂ sin riesgo aumente hasta 79 Mtpa en 2025 y podría multiplicarse por más de siete hasta alcanzar los 577 Mtpa en 2030.

El desarrollo del hidrógeno limpio también ha progresado en el último año, pero las reducciones de costes en producción han sido menores de lo esperado, principalmente debido a presiones inflacionarias. Paralelamente, la baja disposición a pagar por parte de los compradores ha desincentivado a desarrolladores e inversores a anunciar nuevos proyectos, lo que refleja un giro hacia una mayor cautela en el desarrollo del hidrógeno limpio. Esto pone de relieve la necesidad de un apoyo político más sólido para reforzar la confianza del mercado y acelerar las inversiones.



Stand de Moeve.

El Salón del Gas Renovable crece un 15% en su quinta edición

Con cerca de 4.000 visitantes profesionales y 250 empresas expositoras, este evento, que tuvo lugar los días 1 y 2 de octubre en Valladolid, confirma el despegue del biometano en España

Concha Raso. Foto: eE

Con más de 200 plantas de biogás y 17 de biometano en operación, y más de 270 proyectos en tramitación o construcción, España se posiciona como principal receptor de inversión privada en nuevas plantas de biometano en Europa y refuerza su apuesta por los gases renovables.

La quinta edición del Salón del Gas Renovable, celebrado en Valladolid los días 1 y 2 de octubre, ha confirmado el despegue definitivo del biogás y el biometano en España, con cifras récord de participación.

El evento, organizado por AVEBIOM junto con AEBIG como socio tecnológico, reunió a 3.980 visitantes profesionales y 250 empresas expositoras, un 15% más que en la edición anterior. El crecimiento del salón, que ocupó un pabellón adicional, refleja

el dinamismo de un sector que ya no habla de potencial, sino de proyectos en firme.

Durante la inauguración, Miguel Rodrigo, director general del IDAE, subrayó el papel esencial del biogás y el biometano en la diversificación energética y la descarbonización. Por su parte, Javier Díaz, presidente de AVEBIOM, destacó que "el sector avanza con soluciones responsables y maduras", mientras que Luis Puchades, presidente de AEBIG, insistió en que "el biometano es una palanca para la sostenibilidad y el sector primario".

El 18º Congreso Internacional de Bioenergía, que se desarrolló de manera paralela al Salón y atrajo a más de 700 participantes, confirmó el liderazgo español en inversión privada y el papel estratégico de los gases renovables en la transición energética europea. Durante su celebración, se repitió de manera reiterada la necesidad de lograr la aceptación social de los proyectos y hubo unanimidad en señalar que el respaldo del sector primario será decisivo.

Las administraciones públicas presentes en el congreso coincidieron en que el biometano es un vector estratégico de la transición energética y que su despliegue debe acelerarse con transparencia y con el apoyo del campo para ganar aceptación social. Desde el Miteco se aseguró que se trabaja en medidas fiscales y de estímulo al consumo, y comunidades como Castilla y León, Castilla-La Mancha, Andalucía y Cataluña expusieron sus propios planes para integrar el biometano en sus estrategias energéticas.

Con la **Tarifa Fácil Luz,**
el frío no te pasará factura.

Congela tu precio ahora y disfrútalo durante 12 meses.
Con **plenitude,** olvidarte de las subidas
de la luz es **Fácil.**

ENERGÍA PARA EL CAMBIO

Descubre más en eniplenitude.es



Sedigas alerta de un recorte de 2.500 millones en la retribución gasista

La asociación urge a adaptar el marco regulatorio para el próximo sexenio, a fin de garantizar la sostenibilidad del sistema y facilitar la integración de los gases renovables

elEconomista.es

La Asociación Española del Gas (Sedigas) ha lanzado una advertencia sobre la situación económica del sector gasista regulado, que ha sufrido una caída acumulada de ingresos de 2.495 millones de euros durante el periodo 2021-2026. Esta cifra, fruto de una combinación de factores macroeconómicos adversos -como la inflación y el aumento de los costes financieros- y de recortes retributivos superiores a los previstos por la CNMC, sitúa al sistema en una posición de vulnerabilidad de cara al próximo ciclo regulatorio 2027-2032.

Según el informe técnico elaborado por Sedigas en colaboración con PwC, las actividades reguladas de transporte, regasificación y distribución han visto reducida su retribución en un 15,9%, mientras que el descenso acumulado entre el primer y último año del periodo alcanza el 26,8%. Esta evolución, en un contexto de inflación severa (21% en el IPC y 41% en el IPRI), pone en riesgo la operatividad de las infraestructuras, la seguridad de suministro y la capacidad de inversión del sector.

Sedigas subraya la necesidad de que el nuevo marco retributivo incorpore señales económicas adecuadas que permitan mantener la eficiencia del sistema, atraer inversión privada y facilitar la integración de los gases renovables. El gas natural representa, actualmente, el 22% del consumo de energía primaria en España y es esencial para la industria, el suministro doméstico y la generación eléctrica.

La asociación destaca, además, el papel estratégico de la infraestructura gasista española, compuesta por cerca de 100.000 kilómetros de red, siete plantas de regasificación, tres almacenamientos subterráneos y conexiones internacionales. Esta red ha demostrado su resiliencia en situaciones críticas como el apagón eléctrico del pasado 28 de abril, la Dana de octubre de 2024 o la crisis energética europea tras la invasión rusa de Ucrania.

De cara al futuro, Sedigas apuesta por un modelo retributivo que incentive la modernización del sistema, incluyendo inversiones en digitalización, ciberseguridad y adaptación a una demanda más estacional. Los gases renovables, como el biometa-



Joan Batalla, presidente de Sedigas y Naiara Ortiz, secretaria general de la asociación. eE

no y el hidrógeno verde, se perfilan como vectores clave de descarbonización, especialmente para los hogares y sectores industriales sin alternativas viables.

"El nuevo marco debe reconocer el valor estratégico de nuestras infraestructuras y permitir que ac-

El gas natural representa, actualmente, el 22% del consumo de energía primaria en España

túen como catalizadoras de la transición energética", ha señalado Joan Batalla, presidente de Sedigas. La asociación reafirma su voluntad de diálogo con la CNMC para configurar un modelo estable, predecible y sostenible.

Evento

Moeve, patrocinador 'Main Exclusive' del evento de hidrógeno EHEC 2026



La Asociación Española del Hidrógeno (AeH2) une fuerzas con Moeve para impulsar el European Hydrogen Energy Conference 2026 (EHEC), que se celebrará en Sevilla del 11 al 13 de marzo de 2026. La compañía energética se suma como patrocinador *Main Exclusive*. El apoyo de Moeve resulta clave y se alinea con su propia estrategia de descarbonización, que incluye el despliegue del Valle Andaluz del Hidrógeno Verde como proyecto tractor para la indus-

tria, y la transición y autonomía energéticas del continente. EHEC 2026 reunirá en la ciudad andaluza a más de 1.300 delegados de 45 países. En los tres días, se celebrarán más de 250 sesiones científicas y técnicas, cuatro plenarias con ponentes de alto nivel y encuentros de negocio. El programa incluye una zona expositiva de 3.000 m² con la participación de más de 80 entidades, además de espacios de *networking* y actividades institucionales.

Hidrógeno

Enagás retará a investigadores de centros tecnológicos



Enagás repite como empresa impulsora del Challenge Tecnológico en la tercera edición de meetechSpain, el evento nacional de la innovación organizado por la Federación Española de Centros Tecnológicos (Fedit), donde lanzará tres retos transversales en los que los equipos participantes podrán elegir su línea de trabajo: sensorización distribuida, conectividad e Internet de las Cosas (IoT); materiales avanzados y sostenibilidad industrial, y

modelos predictivos de comportamiento y análisis de datos.

Cada grupo contará con la participación directa de un profesional de la compañía que orientará las propuestas hacia proyectos de desarrollo tecnológico reales. Los retos se harán públicos el 12 de noviembre y las soluciones ganadoras se conocerán el 13 de noviembre.

Proyecto

Magnon impulsa en Puertollano un proyecto de e-metanol



Magnon, Erasmopower2X y Power2X, están impulsando conjuntamente un proyecto pionero para la fabricación de e-metanol –con hidrógeno renovable en su composición– en el complejo de energía renovable de Magnon en Puertollano (Ciudad Real), que se conectará con la Red Troncal Española de Hidrógeno que desarrollará Enagás. En el marco de la colaboración, Magnon liderará la captura de carbono biogénico y la integración del proyecto de e-

metanol en su planta de biomasa de Puertollano, y Power2X y Erasmopower2X aportarán el hidrógeno verde procedente de su desarrollo fotovoltaico (1GW) y de producción de hidrógeno en Saceruela. Además de generar nuevas oportunidades económicas y de empleo en Castilla-La Mancha, el proyecto contribuirá a atraer inversiones vinculadas a la innovación energética y a las cadenas de valor del hidrógeno y el metanol renovable.

Biogás

Más de 350 ganaderos apoyan a la planta de biogás Cobirgy



El pabellón deportivo municipal de La Sentiu de Sió (Lleida) ha acogido a más de 350 ganaderos y agricultores de la zona que se han reunido para mostrar su apoyo a la planta de biogás Cobirgy, proyectada en esa localidad para dar solución a la contaminación del suelo y acuíferos por exceso de nitratos, y conocer los detalles del proyecto que tiene previsto iniciar su construcción a principios de 2026 y su entrada en operación a lo largo de 2027.

La futura planta de biogás Cobirgy transformará unas 500.000 toneladas de materia prima verde y sostenible (residuos orgánicos) como el purín de cerdo, estiércol de vaca y terneros, gallinácea de granjas locales, residuos de matadero y otros residuos orgánicos industriales no peligrosos de empresas locales de la zona para la producción de gas verde (biometano), que se inyectará en la red de gas natural existente.

NOSOTROS
ELEGIMOS
LA TIERRA

Elegimos cambiar hacia una energía mejor. Elegimos ser 100% verdes en 2030 y producir energía solo a partir de fuentes renovables. Y lo vamos a hacer porque elegimos la Tierra. Elegimos la Tierra en las grandes decisiones, pero también en las más pequeñas. Elegimos la Tierra con palabras, acciones y certezas. Elegimos tener un impacto positivo. Elegimos aprender, experimentar, hacer y deshacer, lo que sea necesario para conseguirlo.

No es solo un compromiso, es una elección. Elegimos la Tierra.





José Ignacio Castillo
Presidente de ACOGEN

La inversión industrial, a la fuga por la demora en cogeneración

El sector de la cogeneración ha aprendido a medir el tiempo de otra forma. Ya no por megavatios ni por horas de funcionamiento, sino por promesas aplazadas. Cada año suma un nuevo anuncio, una nueva fecha y más dosis de paciencia. Y la semana pasada, en el XXI Congreso Anual de Cogeneración, organizado por ACOGEN y COGEN España, hemos recibido otro recordatorio de esa extraña cronología: las subastas de cogeneración se realizarán -si se cumple la enésima promesa- en el primer semestre de 2026.

El anuncio, realizado por el director general de Política Energética y Minas, vino acompañado de las palabras habituales: "voluntad", "compromiso", "trabajo intenso". Nadie duda de que el ministerio trabaje. Lo que empieza a ponerse en duda es el resultado de tanto esfuerzo. En 2021, en este mismo congreso, la entonces secretaria de Estado -hoy ministra para la Transición Ecológica- prometía exactamente lo mismo. Cuatro años después, seguimos sin marco de inversión, sin subastas y con la mitad del sector en punto muerto.

La cogeneración permite producir, simultáneamente, electricidad y calor útil a partir de un mismo combustible. Ese doble aprovechamiento multiplica la eficiencia energética y reduce emisiones. Por eso, ha sido durante décadas el corazón que mantiene en marcha a miles de industrias calorintensivas -desde la cerámica y la química hasta la alimentaria o el papel-. Cada aplazamiento regulatorio no sólo congela inversiones: deja en vilo a un modelo que encarna el equilibrio entre competitividad y sostenibilidad industrial y que sostiene parte del modelo económico del país.

En seis años, España ha perdido el 50% de su cogeneración industrial, un colapso que no se explica por obsolescencia tecnológica, sino por inacción regulatoria. Entre 2020 y 2024 se han apagado 230 plantas (1.500 MW) que esperan una norma que les permita seguir produciendo. Si nada cambia, otras 140 instalaciones (1.300 MW) podrían hacerlo antes de 2030.

La consecuencia es tangible: 14 TWh de energía primaria desperdiciados cada año, tres millones de toneladas adicionales de CO₂ emitidas y 1.500 millones de



euros de pérdida anual en la factura energética de nuestras industrias. Una paradoja en un país que proclama su compromiso con la eficiencia y la descarbonización mientras mantiene inactiva la herramienta que mejor las representa.

Más de 80 proyectos industriales esperan, desde hace años, el marco necesario para invertir 1.300 millones de euros. Son proyectos listos, financiados, con ingeniería avanzada y capacidad para operar con hidrógeno y otros gases renovables.

La industria está preparada; el problema no está en las empresas, sino en la parálisis institucional. El Gobierno debe ofrecer un marco estable. El silencio administrativo prolongado no solo retrasa la transición: desincentiva la inversión, deteriora la confianza y empuja a las empresas a buscar alternativas fuera de España.

Mientras tanto, Europa mantiene la cogeneración como pilar de su política energética –representa el 12% del mix eléctrico europeo– y el mundo la impulsa hasta alcanzar el 15%. La brecha española no es tecnológica: es política.



La cogeneración simboliza lo que debería ser una política industrial y energética coherente. No se puede hablar de reindustrialización mientras se deja sin marco a la tecnología que sostiene a los sectores que producen el 20% del PIB industrial. Cada fábrica que apaga su cogeneración pierde eficiencia, empleo y futuro.

**El daño más profundo
para la cogeneración no es
técnico, sino de confianza.
Cuando el mercado deja
de creer, deja de invertir**

El borrador de las subastas que todavía está bajo estudio, tampoco invita al optimismo al introducir obstáculos que restan competitividad con otros países europeos y que el sector considera incomprensibles. Entre ellos, la obligación de autoconsumo con venta de excedentes y la alteración del método europeo de cálculo de eficiencia, nuevas condiciones que podrían dejar fuera al 60% de las empresas interesadas, especialmente a las pymes, que forman el tejido real de nuestra industria. En lugar de facilitar la inversión, se complica; en lugar de converger con Europa, se legisla a contracorriente.

El daño más profundo no es técnico, sino de confianza. Cuando un Gobierno anuncia durante cuatro años seguidos la inminencia de una medida que nunca llega, el mercado deja de creer. Y cuando el mercado deja de creer, deja de invertir.

La cogeneración no pide privilegios, sino certidumbre. No reclama subvenciones, sino un marco de inversión estable para competir en igualdad. Porque sin cogeneración, España no solo pierde eficiencia energética: pierde industria, empleo y capacidad para cumplir sus propios objetivos climáticos.

La cogeneración ha demostrado su valor durante décadas: produce más con menos energía, reduce emisiones y refuerza la autonomía energética. Es una aliada natural de la descarbonización y de la transición industrial. Lo que falta no es voluntad empresarial: es decisión política.

Estamos en tiempo de descuento. Cada mes sin marco regulatorio agrava la pérdida de competitividad y credibilidad de la política industrial española. El nuevo compromiso del ministerio -primer semestre de 2026-, para que sea creíble, implica que el marco debe promulgarse en el BOE antes de fin de año. La confianza no se restaura con promesas, sino con hechos.

Si España quiere una industria moderna, eficiente y sostenible, debe actuar como tal. Y eso empieza por cumplir sus propias palabras. La paciencia industrial no es infinita, las inversiones marchitan, la producción se fuga y el tiempo, también en energía, se agota.

ANTONIO PICAZO

CEO y cofundador de Gana Energía



“Queremos mantener el ritmo de crecimiento actual de unos 20.000 nuevos suministros netos al mes”

Gana Energía acaba de cumplir diez años, con el foco puesto en el sector residencial. En la siguiente entrevista repasamos con Antonio Picazo, su CEO y cofundador, la trayectoria de la comercializadora en esta década, su relación con Repsol como socio mayoritario, así como los retos y desafíos regulatorios del mercado eléctrico español

R. Esteller / C. Raso. Fotos: eE

Gana Energía acaba de cumplir diez años ¿Cómo ha evolucionado la compañía?

Nacimos en octubre de 2015 como un proyecto a partes iguales entre Ricardo Margalejo y yo como socios fundadores, con cero clientes y cero empleados. No conocíamos el sector de la energía, pero entendíamos que había una oportunidad para hacer las cosas mejor de lo que se estaban haciendo en términos de calidad de atención al cliente y, sobre todo, del

precio final al usuario. En 2019 ya teníamos unos 13.000 clientes y fue cuando entramos en la aceleradora Lanzadera, de Juan Roig, lo que nos dio visibilidad y nos permitió atraer inversores como BeWater Funds y Angels Capital. Repsol se incorporó como socio mayoritario en 2021, iniciando una nueva etapa en la que los fundadores mantenemos una participación minoritaria. Hoy gestionamos unos 420.000 contratos, contamos con unos 200

empleados y cerramos 2024 con una facturación de 217 millones de euros, con el objetivo de seguir creciendo en torno a un 50% este año. Nuestro mercado principal es el residencial, hacia al que enfocamos todas nuestras estrategias, tarifas y productos. Ahora mismo no tenemos una estrategia para otros segmentos como Pymes, industrial o electrointensivo, aunque, en un futuro, no descartamos acceder a estos mercados.

¿Cómo es la relación con Repsol? ¿Podría ampliar su participación o tener opciones de compra?

Si en algún momento decidiéramos salir de la compañía o Repsol no quisiera seguir contando con nosotros, serían ellos los destinatarios finales de todas las participaciones de la compañía porque tienen sus derechos adquiridos como socio mayoritario. Tendrían derecho a la adquisición preferente, pero nuestra relación a día de hoy es indefinida.

promedio de nuestra cartera de clientes y que es sustancialmente más bajo que el de una gran *utility* como Iberdrola, Endesa o Naturgy.

¿Y frente al PVPC?

Es cierto que las tarifas de precio regulado siempre han sido bastante competitivas, pero hay gente que lo que quiere es tener la seguridad de un precio fijo y, por eso, nos eligen a nosotros. El PVPC debería estar destinado solo a personas vulnerables y el resto debería de ser un mercado libre en el que las diferentes opciones compitan por ganarse la confianza del cliente. No tiene sentido que en España haya 10 o 12 millones de personas con precio regulado cuando no hay 10 o 12 millones de suministros que necesiten electricidad subvencionada.

¿Qué objetivos manejan en el corto plazo?

Queremos mantener el ritmo de crecimiento actual, es decir, unos 20.000 nuevos suminis-

“Nuestro mercado principal es el residencial, hacia al que enfocamos todas nuestras estrategias, tarifas y productos”

“Iberdrola, Endesa y Naturgy son, en nuestra opinión, las que peor precio promedio tienen en España y peor atención le prestan a sus clientes”



¿Pueden tocar a clientes de Repsol o de cualquiera de las comercializadoras que tienen asociadas?

Existe esa posibilidad en ambas direcciones, pero no es un problema estratégico. Donde Gana Energía tiene su propuesta de valor y donde consideramos que resolvemos un problema es, sobre todo, a los clientes de Iberdrola, Endesa y Naturgy, que son, en nuestra opinión, los que peor precio promedio tienen en España y a los que peor atención se les presta. Al resto de comercializadoras no las vemos como competencia y, a día de hoy, no nos cruzamos muchas ventas entre las comercializadoras que no son las tres grandes y que siguen teniendo por encima del 80% de la cuota de mercado. Lo importante es distinguir entre precio de captación y precio promedio de cartera. En estas grandes compañías hay una gran diferencia entre la oferta inicial y lo que el cliente acaba pagando. Nosotros estamos convencidos de que tenemos el mejor precio

tros netos al mes. Para nosotros es un crecimiento financieramente sostenible porque Gana Energía se financia exclusivamente de los clientes. No tenemos financiación externa, ni por parte de los socios, ni de los bancos. Al estar dentro del grupo Repsol, sí tenemos la ventaja competitiva de que las garantías se operan dentro del grupo.

¿Cómo les está impactando la operación reforzada que aplica Red Eléctrica tras el apagón?

Como a todas las comercializadoras que ofrecemos tarifas a precio fijo, esto nos impacta de manera muy relevante, porque el coste que viene fruto de la operación reforzada no se puede cubrir en los mercados a plazo. Es un coste indeterminado que, sí o sí, vamos a tener que estimar con unos márgenes de seguridad que a día de hoy no conocemos en profundidad. Con lo cual, es probable que esto tenga como consecuencia directa un incremento en los precios que podemos poner a

disposición de los clientes. Nosotros vamos a garantizar el precio que ofrecemos al cliente durante los siguientes 12 meses y solo vamos a modificar el precio en la renovación del contrato.

¿En cuánto estiman la subida media?

En los meses valle -mayo-junio y octubre-noviembre-, que son en los que hay más proporción de generación renovable sobre consumo total, los servicios de ajuste pueden pasar de entre 5-10 €/MW a 20-25 €/MW. Con esa nueva realidad hay que vivir. Entendemos que, a partir de noviembre, los servicios de ajuste volverán a normalizarse.

¿Les ha informado la CNMC cómo se va a trasladar el impacto del coste de generación del apagón a la comercialización?

A día de hoy no tenemos ninguna información concreta de cómo se va a resolver el desaguisado que se produjo ese día. Al final, cada uno

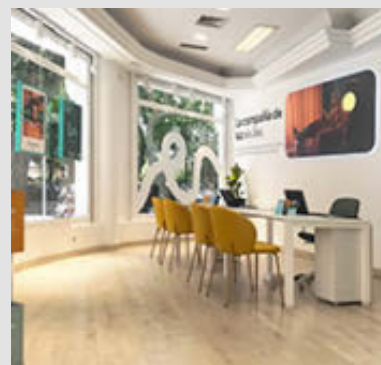
ramos nosotros directamente, sino a través de colaboradores terceros que han manifestado interés por tener puntos de venta de atención al cliente en su zona. Lo que sí tenemos es mucha presencia cohabitando con otro tipo de marcas y sectores. Es frecuente encontrar, por ejemplo, una inmobiliaria que es colaboradora nuestra y que, además de ofrecer intermediación en la compraventa o alquiler de un piso, también ofrece la posibilidad al cliente de nuestras tarifas de luz.

¿Planean ofrecer autoconsumo, movilidad eléctrica u otro tipo de productos?

En el caso del autoconsumo, no instalamos las placas solares, pero sí compramos la energía excedentaria a un precio competitivo. En el caso del coche eléctrico, tampoco instalamos los cargadores en los garajes, pero sí ofrecemos tarifas muy competitivas a los clientes.

“Favorecer la transparencia de las acciones de marketing, como restringir llamadas telefónicas no deseadas, nos parece bien”

“Usamos la IA para leer facturas, analizar llamadas y generar resúmenes automáticos. De momento, no tenemos asistentes virtuales”



tiene una opinión y todas las opiniones confluyen en el mismo lugar: que, de una manera u otra, el cliente final va a tener que pagar el asunto.

¿Cómo les afecta la prohibición de las llamadas comerciales?

Cualquier tipo de medida que favorezca la transparencia y calidad de las acciones de marketing, en este caso restringiendo llamadas telefónicas no deseadas, nos parece bien porque favorece nuestra estrategia. Gana Energía es una compañía que tiene en la simplicidad y claridad su principal propuesta de valor, junto con el precio estructuralmente bajo y una atención al cliente propia y, por tanto, evitar este tipo de situaciones que se concretan en llamadas no deseadas, a nosotros nos interesa.

¿Cuántas tiendas físicas tienen?

Actualmente tenemos siete, pero no las ope-

¿Contemplan expandirse fuera de España?

De momento no lo contemplamos. Con una cuota del 1,5%-1,7% en el mercado residencial español, tenemos mucho recorrido antes de plantear una expansión internacional.

¿Qué herramientas digitales utilizan?

Contamos con un equipo especializado en inteligencia artificial que trabaja en mejorar la calidad de los procesos. Usamos IA para leer facturas, analizar llamadas y generar resúmenes automáticos. De momento, no tenemos asistentes virtuales porque creemos que la atención humana sigue siendo clave en los casos complejos.

¿Cómo afrontan los riesgos de ciberseguridad?

Seguimos las directrices del Grupo Repsol y nos centramos en garantizar una rápida recuperación ante un posible ataque. Lo importante no es evitar el riesgo al 100%, sino poder volver a operar con agilidad y eficacia.

elEconomista.es

XV Edición Premios

La Noche de la Economía

La cita anual de elEconomista que reconoce los proyectos empresariales más relevantes del sector económico y financiero de España.

 **5** Miércoles de noviembre  **20:00 hrs.**

Inscríbete aquí

 CaixaBank

 abertis

 aena aeropuertos para ti

 Damm

 El Corte Inglés

 EY Shape the future with confidence

 Naturgy

 NOVARTIS

 Telefónica



CLAUSURA

D. Carlos Cuerpo Caballero

Ministro de Economía, Comercio y Empresa





Rubén Esteller
Director de elEconomista Energía

EL PERSONAJE



Enrique Riquelme
Presidente de Cox

El presidente de Cox, Enrique Riquelme, avanza con paso firme hacia la compra del negocio de Iberdrola en México. La compañía va, poco a poco, perfilando la financiación de la operación y desvelando alguno de los puntos que serán clave en la misma. Cox se prepara para incorporar a fondos de pensiones locales a una sociedad que pretende crear para gestionar los activos de generación que va a adquirir la empresa. Con este dinero, Cox podrá hacer frente a la financiación del 'equity' inicial de la empresa.

LA CIFRA

10
millones

Octopus Energy ha anunciado que supera los 10 millones de clientes en todo el mundo. La compañía alcanza este hito que consolida su rápido crecimiento en Reino Unido, Europa y Asia, duplicando su base de clientes desde 2023. Este logro está impulsado por la tecnología, la innovación y un enfoque que consolida a Octopus Energy como una de las empresas energéticas de mayor expansión a nivel global. En España se ha convertido en uno de los mercados más dinámicos para Octopus Energy, que ya supera los 400.000 clientes en el país.

LA OPERACIÓN



Solfy y Samara han alcanzado un acuerdo estratégico en el mercado de la energía solar residencial que contempla una doble operación: por un lado, Solfy adquiere la unidad de negocio de instalaciones fotovoltaicas y aerotermia para viviendas unifamiliares de Samara. Por otro, Samara entra en el capital de Solfy, participando en su actual ronda de financiación. Solfy alcanzará así más de 9.000 instalaciones activas en todo el territorio, mientras que Samara centrará su estrategia en el desarrollo de soluciones energéticas para edificios comunitarios.

El Gobierno oculta los informes sobre las circulares de la CNMC

El Ministerio de Transición Ecológica ha dado un importante paso atrás en su transparencia. El departamento que dirige Sara Aagesen ha dejado de hacer públicas sus alegaciones a las circulares de la Comisión Nacional de Mercados y Competencia sobre las metodologías de retribución financiera o la fijación de la tasa de retribución.

En anteriores periodos regulatorios, el Gobierno siempre había dado a conocer sus objeciones de manera transparente publicando los documentos correspondientes en su web. Ahora la situación ha cambiado.

Por suerte, la CNMC ha tenido menos complejos a la hora de reflejar que las posiciones que defienden ambas instituciones están más alejadas de lo que pudiera parecer pese a que los equilibrios políticos del consejo del regulador son ahora más cercanos al reflejo del arco parlamentario.

El Ministerio de Transición Ecológica considera que la propuesta de la CNMC no se ajusta a los objetivos de política energética y que, además, el regulador invade sus competencias en algunos aspectos, mientras que el regulador asegura que su labor es propositiva y que pueden no aprobarla.

En todo caso la discusión ahora mismo parece centrarse en que al Gobierno le gustaría fijar una tasa de retribución cercana al 6,9% para animar la inversión en su plan de redes mientras que la CNMC estaría dispuesta a elevarla levemente sobre su plan inicial del 6,46% a algo cercano al 6,6%. Veremos si finalmente el resultado final será una media salomónica entre ambas cifras o si todo queda más o menos igual.

