

Joan Batalla, presidente de Sedigas

Jorge González Cortés, vicepresidente Grupo Gesternova

Jaime Jaquotot, patrono Fundación Energía Responsable

Francisco Serrano, responsable Randstad Green Energies

Rodrigo Álvarez, director de Energía e Innovación en Aspapel

Javier Rodríguez, director general de Acogen

Energía

elEconomista.es

“VAMOS A INVERTIR 900 MILLONES EN PLANTAS DE BIOMETANO, REDES Y EN EL VALLE DEL HIDRÓGENO”

Primera entrevista del nuevo
consejero delegado de Nortegas



REPORTAJE

**EL 20% DE LOS ESPAÑOLES
TIENE PROBLEMAS
PARA CALENTAR SUS
CASAS EN INVIERNO**



Actualidad | P6

Los ciclos combinados registraron más de 8.000 arranques en 2024

La creciente penetración de renovables, entre otras razones, ha hecho que el número de horas de funcionamiento de estas centrales se haya reducido en los últimos años.



Electricidad | P16

El 20% de los españoles no pueden calentar sus casas

Todos los ojos están puestos en la nueva Estrategia del Gobierno para acabar con la lacra social de la pobreza energética.

Eficiencia | P22

La biorrefinería que convierte el problema de los residuos en una solución

La planta, ubicada en Zaragoza, convertirá 15.000 toneladas anuales de residuos en productos de alto valor como biopolímeros, biofertilizantes o grafeno verde.

Carburantes. | P30

El precio del petróleo puede desplomarse a 60 dólares en 2025

Entre las posibles causas, las medidas arancelarias de Trump, el fin del conflicto Rusia-Ucrania, la decisión de la OPEP sobre los recortes y el crecimiento de la demanda.



Gas | P36

Los primeros proyectos de h2 verde suman 4.500 millones de inversión

Iberdrola y bp, Moeve, Repsol y Reolum, han anunciado el inicio de construcción de alguno de sus proyectos en los próximos meses.



Entrevista | P48

Juan Villar, CEO de Nortegas

"Vamos a invertir 900 millones en plantas de biometano, redes y en el valle del hidrógeno"

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



Gas o baterías: la batalla latente en el futuro mercado de capacidad

Las centrales nucleares afrontan las primeras decisiones del plan de cierre pactado con el Gobierno en el año 2019. Por el momento, todas las partes se miran de reojo porque saben que hay mucho en juego en esta batalla. Las eléctricas tienen claro que el cierre nuclear permitirá un mayor precio de la electricidad gracias a una entrada del gas en un mayor número de horas. Esta situación facilitará un incremento de la rentabilidad de las renovables que, dada la abundancia de instalaciones, afrontan momentos inciertos para sus ingresos en las horas centrales del día.

A pesar de todos estos inconvenientes, tanto el PNIEC como los escenarios más conservadores estiman que en 2030 habrá más de 20 GW de potencia de ciclos combinados disponible. De hecho, desde el sector manifiestan que su disponibilidad se hará incluso más necesaria en los próximos años según avance el plan de desmantelamiento de las centrales nucleares, ya que la potencia generada por estas plantas no podrá ser absorbida, al menos con las tecnologías actuales, por generación renovable. Además, -añaden-, será necesario un backup gestionable para aquellos momentos en los que la potencia renovable no sea suficiente para cubrir la demanda.

■ El futuro mercado de capacidad debería poner a competir a las baterías con las centrales de gas en los servicios al sistema

■ Para garantizar la disponibilidad de la generación térmica y asegurar que las necesidades de firmeza y flexibilidad del sistema estén cubiertas, el sector apuesta por la existencia de un mecanismo de capacidad que permita recuperar los sistemas que requieren de renovaciones/sustituciones y poner la flota 'al día'. La clave será si este mercado de capacidad se convierte en una ayuda directa a este tipo de plantas o, por contra, logran facilitar la entrada de nuevas tecnologías como el almacenamiento para lograr un mejor aprovechamiento de la generación renovable.

El primer borrador que creaba un mercado de capacidad en España se publicó en 2021. Pero no ha sido hasta el pasado 18 de diciembre cuando el Ministerio de Transición Ecológica ha lanzado a audiencia pública el Proyecto de Orden, con el objetivo de implantar un mercado de capacidad para reforzar la seguridad de suministro, la firmeza y la flexibilidad del sistema eléctrico, y facilitar la integración de renovables. La iniciativa que ha sido valorada muy positivamente por el sector, evitará que España se quede rezagada respecto a otros países como Bélgica, Finlandia, Francia, Alemania o Reino Unido, que ya cuentan con este tipo de mecanismo. El debate ahora está claro: es necesario una mayor generación con centrales de gas o una aceleración de la instalación de baterías. La solución debería darla el mercado y hacer que ambas tecnologías compitan abiertamente para otorgar estos servicios al sistema.

EL ILUMINADO



Sara Aagesen
Vicepresidenta de Transición Ecológica

La vicepresidenta y ministra de Transición Ecológica, Sara Aagesen, se ha puesto manos a la obra y avanza en la convocatoria de la subasta para la cogeneración y asegura que este año también se puede avanzar en la de eólica marina.

EL APAGÓN



Vladimir Putin
Presidente de Rusia

Se cumplen tres años desde la invasión rusa de Ucrania. El presidente Vladimir Putin debe poner fin a una guerra y devolver la seguridad a Europa en beneficio de los ciudadanos y de la propia economía de su país. EEUU debe apoyar una paz justa.

4

Evento:

EXPOFIMER 2025.

Organizan:

AEMER y Feria de Zaragoza.

Lugar:

Feria de Zaragoza.

Contacto:<https://www.feriazaragoza.es/expofimer>

4

Evento:

World Sustainable Energy Days 2025.

Organiza:

OÖ Energiesparverband.

Lugar:

Wels (Austria)..

Contacto:<https://www.wsed.at>

5

Evento:

KEY The Energy Transition Expo 2025.

Organiza:

Italian Exhibition Group.

Lugar:

Rimini Expo Centre (Italia).

Contacto:<https://en.key-expo.com>

17

Evento: Fotovoltaica y sostenibilidad: lecciones aprendidas de los 32 GW en Operación en España**Organiza:** UNEF.**Lugar:** Colegio de Ingenieros

Industriales de Cataluña (Vía Laietana, 39, Barcelona)

Contacto:<https://www.unef.es/es/evento>

19

Evento:

World Maritime Week.

Organiza:

Bilbao Exhibition Centre (BEC).

Lugar:

Bilbao Exhibition Centre (BEC).

Contacto:<https://wmw.bilbaoexhibitioncentre.com/informacion/que-es-world-maritime-week>

25

Evento:

International Energy Week 2025.

Organiza:

Energy Institute.

Lugar:

QEII Centre (Londres).

Contacto:<https://www.ieweek.co.uk>

**Energía confiable
para un futuro descarbonizado**



www.enagas.es





Ciclo combinado Soto de Ribera de EDP. D. Mora

Los ciclos combinados registraron más de 8.000 arranques en 2024, cuatro veces más que hace cinco años

La creciente penetración de renovables, entre otras razones, ha provocado que el número de horas equivalentes de funcionamiento de estas centrales se haya ido reduciendo en los últimos años. El sector reclama la puesta en marcha de un mercado de capacidad para seguir operando en condiciones viables

Concha Raso.

La primera central de ciclo combinado que entró en operación en España fue en el año 2002. Desde entonces, el peso de estas plantas, que suman una potencia total de 26.250 MW, ha sido creciente en el *mix* de generación eléctrica, jugando un papel relevante para garantizar el suministro eléctrico en el país y demostrando, de manera recurrente, su capacidad para dar respaldo al sistema.

Sin embargo, la falta de crecimiento de la demanda, la crisis de la primera década de los años 2.000 y la creciente penetración de renovables, han provocado que el número de horas equivalentes de funcionamiento de estas centrales se haya ido reduciendo paulatinamente en los últimos años, pasando de funcionar a altas cargas y con relativamente pocos arranques al año, a funcionar con muchos arranques y cargas en general bajas.

En 2024, los ciclos combinados sumaron una producción de 35.755 GWh, equivalente al 13,6% de la demanda. El parque nacional de ciclos registró más de 8.000 arranques el pasado año, casi cuatro veces más que en 2019. Solo la falta de sol, agua y viento, frío o calor elevados o indisponibilidades de centrales nucleares, suelen ser los factores que hacen que los ciclos combinados sean requeridos.

Como principal operador de ciclos combinados en España, con un total de 18 instalaciones en 10 plantas, las centrales de Naturgy registraron una producción de 9,5 TWh en 2024, equivalente al consumo anual de un millón de hogares. La compañía que lidera Francisco Reynés, invierte alrededor de 100 millones de euros cada año en estas plantas, lo que les permite mantener una tasa de disponibilidad del 98%.

En el caso de Iberdrola, con siete ciclos combinados que suman algo más de 5.600 MW de potencia, sus unidades han pasado de funcionar a altas cargas y con pocos arranques en los primeros años, a estar algunas de ellas entre dos y cuatro años sin funcionamiento alguno en la primera parte de los años 2010 y, a partir de 2017, a funcionar con arranques de entre dos y seis horas. De media, la utilización máxima de la flota de Iberdrola en los últimos cinco años ha sido de un 20%, siendo la de 2024 cercana a un 9%. A su vez, a lo largo del año pasado sus centrales han realizado 1.186 arranques, lo que implica una media de cuatro arranques al día.

Este cambio de modelo en la operación de los ciclos combinados en España, apuntan desde el sector, ha supuesto una reducción de sus ingresos y, en paralelo, un incremento de los costes vinculado a que la operación de estas centrales se haya vuelto más compleja y exigente. Su funcionamiento actual, -señalan-, ha ido desgastando las unidades de forma significativa, a la vez que, debido a la falta de operación continuada, ha provocado que no sean rentables desde hace años.



Parque eólico. eE

A pesar de todos estos inconvenientes, tanto el PNIEC como los escenarios más conservadores estiman que en 2030 habrá más de 20 GW de potencia de ciclos combinados disponible. De hecho, desde el sector manifiestan que su disponibilidad se hará incluso más necesaria en los próximos años según avance el plan de desmantelamiento de las centrales nucleares, ya que la potencia generada por estas plantas no podrá ser absorbida, al menos con las tecnologías actuales, por generación renovable. Además, -añaden-, será necesario un backup gestionable para aquellos momentos en los que la potencia renovable no sea suficiente para cubrir la demanda.



Central de ciclo combinado de Palos de la Frontera, propiedad de Naturgy. eE

Mecanismos de capacidad

Para garantizar la disponibilidad de la generación térmica y asegurar que las necesidades de firmeza y flexibilidad del sistema estén cubiertas, el sector apuesta por la existencia de un mecanismo de capacidad que permita recuperar los sistemas que requieren de renovaciones/sustituciones y poner la flota 'al día'.

El primer borrador que creaba un mercado de capacidad en España se publicó en 2021. Pero no ha sido hasta el pasado 18 de diciembre cuando el Ministerio de Transición Ecológica ha lanzado a audiencia pública el Proyecto de Orden, con el objetivo de implantar un mercado de capacidad para reforzar la seguridad de suministro, la firmeza y la flexibilidad del sistema eléctrico, y facilitar la integración de renovables. Una iniciativa que ha sido valorada muy positivamente por el sector y que evitará que España se quede rezagada respecto a otros países como Bélgica, Finlandia, Francia, Alemania o Reino Unido, que ya cuentan con este tipo de mecanismo.

En líneas generales, el mecanismo de capacidad propuesto plantea un mercado en el que participen las instalaciones de generación y de almacenamiento, así como la demanda (consumidores y agregadores), que percibirán una retribución por aportar firmeza al sistema eléctrico. La prestación del servicio de capacidad se otorgará mediante subastas, que serán de tres tipos: principal, de ajuste anual y transitoria.

Desde el sector apuntan que el mecanismo es relevante porque definirá las centrales que son necesarias para garantizar la seguridad de suministro, de manera que todas aquellas que no sean adjudicadas, significará que no son necesarias, pudiendo cerrar o hibernar. De ahí que sea muy importante que el mecanismo calcule bien la cobertura que España necesita y valore bien la firmeza que cada central aporta para esta cobertura, ya que un error en esta

2024

Estas centrales sumaron una producción de 35.755 GWh, equivalente al 13,6% de la demanda

definición podría poner en riesgo el suministro en España.

Asimismo, también indican que, teniendo en cuenta que cada tecnología ofertará su potencia corregida por un factor proporcional a la estabilidad y seguridad que aporta al sistema, es crítico que este factor esté bien definido y valore la potencia real. Especial cuidado consideran que se debe prestar a las baterías, de manera que el valor de corrección refleje una firmeza real, puesto que en el caso de fijar mal este parámetro, se podrían potenciar baterías y cerrar ciclos y, que en el momento crítico, España tenga que cortar suministro.

Desde Repsol apuntan que la Orden Ministerial “es bienvenida y debería implementarse cuanto antes”, a la vez que indican que, para tecnologías como los ciclos combinados, tendría más sentido que la prestación del servicio “contemple no un año, sino dos o tres, lo que permite tener visibilidad sobre la viabilidad de las instalaciones, la necesidad de mantenimientos, inversiones, etc. en plazos más acordes con la realidad de la tecnología”. De hecho, añaden desde la energética, “a la planificación, que contempla que se mantengan más allá de 2030, debería acompañar una señal económica realista que permita que se cumpla”.

Desde Endesa afirman que “las inversiones deberán ir encaminadas a la fiabilización de los activos y su flexibilidad”. En este sentido, la compañía señala que “participará con sus instalaciones, ofreciendo el servicio que demande el operador del sistema para facilitar la penetración de renovables y aportando seguridad de suministro al sistema”.

Desde TotalEnergies afirman que la estabilidad regulatoria que se persigue con la medida “es esencial para mantener las instalaciones existentes y atraer nuevas inversiones, especialmente para los ciclos combinados”, de ahí que consideren crucial “establecer criterios claros y transparentes de acceso al mercado de capacidad”. En esta línea, apuestan por la necesidad de “concretar un calendario de subastas que agilice la puesta en marcha de este

mecanismo en su fase transitoria”. “Una primera subasta excepcional en 2025 -añaden- permitirá a los participantes conocer el funcionamiento de las mismas y beneficiarse de los incentivos del servicio de capacidad a corto plazo, permitiendo que instalaciones más justas en rentabilidad puedan seguir funcionando y aportando flexibilidad al sistema”.

Desde EDP valoran “positivamente” este mecanismo, que califican de “necesario para garantizar que se cubren las necesidades de potencia firme (en MW) detectadas en los análisis de cobertura de la demanda llevados a cabo por REE”. Al basarse en el principio de neutralidad tecnológica, “tanto la generación, el almacenamiento como la demanda podrán participar en dicho mecanismo, pudiendo facilitar la instalación, entre otros, de sistemas de almacenamiento que ayuden a la integración de más capacidad de generación renovable”, añaden.

Desde Alpiq piden al Miteco “acelerar plazos”, que se otorgue mayor visibilidad y certeza a los propietarios de instalaciones existentes, que se clarifiquen algunos parámetros previstos como confidenciales para que los agentes puedan contar con más información para optimizar sus ofertas en las subastas y que el mecanismo incorpore medidas anti-concentración para que, tanto la participación en la subasta como la prestación del servicio, puedan realizarse en un marco de competencia efectiva y real”.

Apuesta por la hibridación y los gases renovables

La irrupción de los gases renovables abre una vía de descarbonización que puede extenderse a los ciclos combinados. Naturgy ya está realizando pruebas para que sus centrales puedan funcionar con la quema de gases renovables en sustitución del gas natural. El siguiente reto de la compañía será adaptar las fábricas a los nuevos combustibles no fósiles como el biometano, “lo que podría aumentar la vida de estas centrales, al menos, 20 años más”, augura Pedro Larrea.

En materia de hibridación, TotalEnergies ha presentado Ramal Sur, un proyecto para hibridar su central de ciclo combinado de gas (Navarra) con renovables. A Castejón 1 se añadirán una planta solar FV de casi 76.000 módulos y una planta eólica de 13 aerogeneradores, que sumarán una capacidad conjunta de 131 MW. Ambas instalaciones tendrán una generación anual estimada de más de 350 GWh y reducirán las emisiones en unos 5,3 millones de toneladas de CO₂. El proyecto, que ha salido a información pública, tiene una inversión inicial de 100 M€. EDP también está desarrollando en su ciclo de Soto de Ribera un proyecto de hidrógeno renovable de 5 MW de capacidad de electrolisis que ya ha superado la tramitación ambiental.



Central de ciclos combinados de Castejón (Navarra) de TotalEnergies. eE



Joan Batalla
Presidente de Sedigas

El valor de los ciclos combinados como garantes de un futuro energético estable y seguro

La propuesta de Orden Ministerial para la creación de un mercado de capacidad ha vuelto a situar la seguridad de suministro en el centro del debate energético. En un contexto marcado por la incertidumbre geopolítica y el imperativo de seguir avanzando en la transición energética con una redoblada apuesta por la descarbonización y la competitividad, la necesidad de contar con tecnologías de respaldo fiable es más evidente y relevante que nunca.

Siendo una histórica reivindicación sectorial, acogemos con satisfacción la iniciativa del Ministerio para la Transición Energética y el Reto Demográfico, pero hemos puesto de manifiesto de forma constructiva en el proceso de alegaciones la necesidad de abordar ciertos aspectos clave que consideramos que no se recogen adecuadamente o con el detalle suficiente y necesario.

Uno de los puntos más críticos es el papel que desempeñarán en el futuro los ciclos combinados. Aunque la expansión de las renovables sigue su curso manteniendo un alto nivel de ambición, su intermitencia sigue suponiendo un reto significativo, dado que la generación eólica y solar depende de factores climatológicos que pueden provocar déficits de suministro en momentos clave.

Así pues, en ausencia de una alternativa firme y flexible que actúe como respaldo, la estabilidad del sistema eléctrico se vería comprometida. Más aún habida cuenta de que, actualmente, el sistema se enfrenta a una transformación estructural marcada por la apuesta por las renovables eléctricas y el auge de nuevas infraestructuras con altos requerimientos energéticos, como los centros de datos; fenómeno que a su vez coincidirá con la retirada progresiva de otra fuente de generación convencional: la nuclear.

El calendario de cierre de las centrales nucleares establecido, previsto a partir de 2027, reducirá aún más la capacidad de generación firme en el sistema. Paralelamente, el desarrollo de las baterías de almacenamiento, aunque prometedor, sigue en una fase inicial y no ofrece, de momento, una solución escalable para garantizar el suministro en el corto y medio plazo.

Esta realidad dejará a los ciclos combinados como la única tecnología de base capaz de aportar, hoy en día, firmeza y flexibilidad al sistema gracias a su capacidad para arrancar y detenerse rápidamente, lo que les permite adaptarse a las fluctuaciones de la generación renovable y responder con agilidad a la demanda.



Su flexibilidad no ha pasado inadvertida en el diseño del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Si el texto original ya preveía la necesidad de mantener la potencia instalada, su actualización 2023-2030 ha mantenido los 26,6 GW de potencia para poder dar adecuado respaldo a un sistema que pretende aumentar de forma significativa la potencia renovable (hasta 138 GW de fotovoltaica y eólica) en el horizonte 2030.

No obstante, para que los ciclos puedan seguir cumpliendo esta función, es imprescindible garantizar su viabilidad económica y su sostenibilidad operativa. Porque, a pesar de su papel fundamental en la estabilidad del sistema, hablamos de una tecnología marginal en el mercado eléctrico, lo que significa que solo recupera sus costes variables, pero no los fijos. En otras palabras, su rentabilidad depende exclusivamente de los momentos en los que el mercado requiere su operación, lo que no les permite cubrir los costes asociados a su mantenimiento y disponibilidad.

Esta situación ha llevado a una reducción significativa de su disponibilidad desde 2002, debido a un uso más extremo y a un menor número de horas de funcionamiento. Por tanto, si no se adoptan medidas que garanticen su sostenibilidad financiera, muchas se verán abocadas al cierre, lo que agravaría aún más el problema de la seguridad de suministro en un sistema cada vez más dependiente de fuentes intermitentes.



■

Los mecanismos de capacidad son la herramienta idónea para que los ciclos combinados puedan seguir operando

■

La seguridad de suministro seguirá viéndose puesta a prueba regularmente debido a factores como el aumento de la demanda eléctrica en verano por las olas de calor o invierno por las de frío, y la incertidumbre sobre la disponibilidad de generación renovable en momentos críticos.

Los mecanismos de capacidad se erigen como la herramienta regulatoria idónea para corregir esta distorsión del mercado y garantizar que los ciclos combinados puedan seguir operando en condiciones viables. Por eso será necesario que ofrezcan una compensación económica razonable por estar disponibles cuando el sistema lo requiera, asegurando que la inversión en mantenimiento y actualización sea sostenible en el tiempo.

La propuesta de Orden Ministerial busca precisamente establecer un mercado de capacidad que retribuya adecuadamente a las tecnologías de respaldo. Sin embargo, la falta de claridad en algunos aspectos clave ha facilitado que el sector señale la necesidad de una mayor concreción en aspectos tales como la definición de los criterios de elegibilidad, los de diseño de las subastas y la previsión de costes a largo plazo.

Es fundamental que el diseño del mercado de capacidad garantice incentivos adecuados para la inversión en los ciclos combinados, permitiendo que continúen desempeñando su papel estratégico sin comprometer la sostenibilidad del sistema.

Otro aspecto clave que deberá abordarse es la situación de aquellas instalaciones que no resulten asignatarias de capacidad en la subasta. Es imprescindible que estas instalaciones tengan la libertad de decidir su disponibilidad sin estar sujetas a obligaciones de oferta o de operatividad en el mercado. En caso contrario, se generaría una distorsión adicional que afectaría negativamente a la eficiencia del sistema.

Eso sí, cualquier decisión de cierre definitivo deberá seguir el procedimiento que se determine, garantizando una transición ordenada y evitando impactos negativos en la seguridad de suministro. La flexibilidad en este sentido es crucial para que las empresas puedan adaptar sus estrategias operativas sin estar sujetas a restricciones que comprometan su viabilidad.

Desde el sector gasista, la expectativa es clara: definir cuanto antes un mercado de capacidad competitivo que incentive la inversión y asegure la estabilidad del sistema eléctrico. Los ciclos combinados no solo siguen siendo imprescindibles, sino que su importancia crece en la misma medida en que las renovables ganan terreno. Asegurar su futuro es, en definitiva, garantizar un sistema eléctrico resiliente, seguro y preparado para afrontar los retos de la transición energética.

Financiación

Ence cierra con BBVA la financiación de La Galera



Ence ha cerrado con BBVA la financiación de La Galera, una de las primeras plantas de biometano de este país, bajo el modelo de project finance. La compañía va a aplicar en esta planta un plan de reorientación de su proceso productivo completándolo con la fabricación y comercialización de fertilizantes orgánicos conforme a la normativa europea. En concreto, los biofertilizantes orgánicos producidos estarán registrados en el reglamento 1009/2019 UE.

Este enfoque que la compañía aplicará en La Galera favorecerá la descarbonización, ya que el biofertilizante producido no consumirá energía fósil ahorrando emisiones y contribuyendo a la autonomía energética de nuestro país. De forma complementaria, este modelo de negocio apoyará la desnitrificación gracias a la gestión de la biomasa orgánica y a la sustitución de las materias inorgánicas, evitando la contaminación de suelos y acuíferos.

Eólica

Statkraft pone en marcha su segundo parque eólico en Burgos



Statkraft ha puesto en marcha el parque eólico Cernégula, en el municipio burgalés del mismo nombre. Se trata del segundo parque eólico que desarrolla en Castilla y León y en la provincia de Burgos, donde ya tiene en operación el parque eólico Páramo de Poza.

Esta instalación, que comenzó su construcción en diciembre de 2023, cuenta con 8 aerogeneradores

y tiene una potencia instalada de 47 MW, con lo que es capaz de generar la energía limpia, autóctona y asequible para abastecer el consumo medio anual de 36.000 hogares y contribuye a evitar la emisión de casi 30.400 toneladas de CO₂ a la atmósfera.

Con una inversión total de 54 millones de euros, este desarrollo renovable ha contribuido a la creación de 140 empleos.

Autoconsumo

Octopus emite más de 300.000 facturas a 0€ a sus clientes de autoconsumo



Hace dos años, Octopus Energy lanzó en España Octopus Solar Wallet, el primer monedero virtual que permite a los hogares con autoconsumo solar compensar toda su factura eléctrica con sus excedentes de energía. Hoy, con más de 42.000 hogares utilizando esta herramienta gratuita, la energética reafirma su apuesta por soluciones innovadoras que hagan más asequible y accesible la energía verde. La compañía energética ha emitido más de 307.000

facturas a 0€ a sus clientes de autoconsumo, lo que representa un ahorro total de 8,7 millones de euros en menos de dos años, impulsando la adopción de sistemas de energía solar para hogares en todo el territorio nacional. Octopus Energy sigue su expansión europea con más de 1 millón de clientes en España, Italia, Francia y Alemania (9 millones a nivel global) y consolida su liderazgo en Reino Unido donde consigue un nuevo cliente cada 30 segundos.

Acuerdo

AEBIG y AINIA se unen para impulsar el biogás y el biometano en España



La Asociación Española de Biogás (AEBIG) y AINIA han firmado un acuerdo de colaboración para fomentar la producción y aprovechamiento de biogás y biometano en España. El objetivo es desarrollar soluciones que contribuyan a la sostenibilidad y eficiencia energética en la industria agroalimentaria, química y medioambiental. El convenio establece un marco de cooperación en áreas como la valorización de residuos orgánicos mediante digestión

anaerobia, la optimización de procesos para mejorar la producción de biogás y biometano, así como el tratamiento y aprovechamiento del digerido con fines agronómicos. También trabajarán en la caracterización y cuantificación de sustratos disponibles para la producción de biogás, el desarrollo de nuevas tecnologías para el pretratamiento de residuos orgánicos y la mejora de los métodos de optimización y seguimiento de plantas de biogás.

Movilidad

Moeve cuenta con más de 90.000 puntos de recarga eléctrica en Europa



Moeve sigue ampliando su oferta de recarga eléctrica para facilitar la movilidad sostenible a particulares y profesionales. La compañía ha cerrado alianzas con operadores para que sus clientes puedan acceder a más de 90.000 puntos de recarga, 7.500 de ellos en España, uniendo los principales corredores europeos en países como Francia, Portugal, Alemania, España, Bélgica, Países Bajos, Luxemburgo, Italia o Polonia. En el conjunto de esta red están in-

cluidos 13.500 puntos de carga ultrarrápida. Los clientes de Moeve pueden acceder a una amplia red de recarga, localizar los puntos de conexión, consultar sus tarifas y pagar tras la carga desde la aplicación o con la tarjeta RFID. La compatibilidad con los operadores de carga eléctrica asociados, como Emovili, EnBW, Endesa, Ionity, Powerdot, Total Energies o Zunder, permite el acceso a puntos en EESS, aparcamientos, vía pública, supermercados, etc.

Eólica

Acciona Energía termina de instalar las turbinas del parque eólico Forty Mile



ACCIONA Energía ha completado con éxito la instalación de los 49 aerogeneradores Nordex de 5,7 MW de capacidad individual que integran el proyecto eólico Forty Mile en Bow Island, Alberta (Canadá), de los que ya ha conectado a la red 14 de ellos. El parque eólico tiene una capacidad instalada total de 280 MW y es una de los diez instalaciones eólicas más grandes de Canadá y la mayor instalación de este tipo que ACCIONA Energía ha construido en

Norteamérica. Una vez en funcionamiento, generará suficiente energía limpia para abastecer a más de 85.000 hogares. Más de 250 trabajadores han trabajado contrarreloj en dos turnos y condiciones climatológicas extremas, con temperaturas de hasta -29°C para avanzar en la construcción del parque. La conexión del resto de turbinas sigue en marcha y se prevé que el parque eólico esté completamente operativo en la primavera de 2025.

Solar

Ecoener logra 41 millones para una nueva planta solar en R. Dominicana



Ecoener ha logrado el apoyo financiero de Proparco, Institución Francesa de Financiación del Desarrollo, para el despliegue de sus operaciones de energía renovable en República Dominicana. La filial de la Agence Française de Développement Group (AFD Group) ha concedido un crédito de 41 millones de euros a Ecoener para financiar Payita 1, su sexta planta fotovoltaica en el país, desarrollada bajo criterios ESG. Localizada en la provincia de María Tri-

nidad Sánchez, la planta solar tiene una capacidad instalada de 60 MW y asegura unos ingresos de 142 millones de dólares en los próximos 15 años gracias al PPA firmado con Edenorte. Payita 1 tiene una producción esperada de 118,4 GWh, lo que supone el volumen equivalente al consumo de 29.600 hogares. Su energía limpia evitará la emisión anual de 64.173 toneladas de CO₂ a la atmósfera y el consumo de 10.182 toneladas de combustibles fósiles.

Almacenamiento

RIC Energy consolida su presencia en Chile en almacenamiento



RIC Energy consolida su expansión en Chile con el desarrollo de soluciones avanzadas de almacenamiento energético mediante sistemas BESS (Battery Energy Storage Systems), reforzando su compromiso con la transición energética en el país.

La compañía ha constituido siete SPVs en el país, que suman un total de 210 MW, con una capacidad de almacenamiento de cuatro horas. Estos proyec-

tos tienen prevista su llegada a Ready to Build entre el cuarto trimestre de 2025 y el primer trimestre de 2026.

Dos de estos proyectos ya cuentan con permisos de acceso y conexión, marcando un hito clave en su desarrollo: Santa Remedios MC, con conexión en la subestación Machalí y Santa Amelia TU, con conexión en la subestación Tuniche.



Jorge González Cortés
Vicepresidente Grupo Gesternova (Contigo Energía)

Renovables: “ni así ni asá”

Uno de los adagios que más me gusta invocar es el de “dato mata a relato”. Lo escuché por primera vez de un antiguo compañero de trabajo y a pesar de ello, todavía amigo, y es cierto la mayoría de las veces. No siempre se cumple, porque el relato en muchas ocasiones está más interiorizado de lo deseable, y los datos rebotan en la amígdala de nuestro interlocutor por más contundentes que sean y por más que la realidad demuestre ser distinta al propio relato.

Los que hemos defendido el crecimiento de las renovables desde hace décadas, lo hemos hecho confrontando datos contra datos, y el argumento ha inclinado la balanza a nuestro favor. Las renovables han recibido compensaciones en forma de primas y otros incentivos porque, a diferencia de otras tecnologías, internalizan todos sus costes y, en un análisis amplio, han conseguido ser competitivas después de recorrer su curva de aprendizaje.

Sin duda el relato ha sido también relevante, porque en la opinión pública ha calado siempre el mensaje de que es mejor aprovechar unas fuentes de energía limpias, autóctonas e inagotables, frente a las de origen fósil, que no solo están en manos de terceros, sino que son escasas desde el punto de vista de la oferta y la demanda y, además, causantes de la contaminación y el cambio climático.

Durante muchos años he participado en primera línea y de forma muy activa en la defensa de las renovables dentro de un lobby que no deja de ser un grupo de interés económico. Han leído bien: detrás de las renovables hay un interés económico que no solo ha permitido su desarrollo, sino que ha generado, además, beneficio social más allá de la cuenta de resultados de las empresas.

Se ha generado empleo, se han reducido las importaciones de combustibles fósiles y las emisiones de gases contaminantes, y se ha construido un sector capaz de exportar conocimiento y cuyo emprendimiento ha servido para que las empresas españolas del sector alcancen un gran prestigio a nivel internacional.

El esfuerzo ha valido tanto la pena que la transición energética, como concepto se queda corto, porque en mi opinión, es más una transformación económica, pues nos dirigimos hacia unas economías más independientes energéticamente gracias a la electrificación y con posiciones geopolíticas más sólidas.



No olvidemos que España empieza a ser el país de la Unión Europea con la electricidad más barata, lo que representa una gran oportunidad de reindustrialización. Y también podríamos convertirnos en un gigantesco centro de procesamiento de datos para ofrecer este servicio hacia el resto de Europa, la orilla opuesta del Mediterráneo e Hispanoamérica.

Volviendo a las renovables vistas como grupo de interés económico, no queda otro remedio que admitir los contrapesos que ejercen otros grupos de interés.

Con frecuencia se generan debates, se publican artículos, se manifiestan opiniones en redes sociales o entre partidos políticos en torno a un lema muy astuto que nos viene a decir que las renovables están muy bien pero que no las queremos en nuestro entorno, pero... ¿qué alternativa proponen?

Llevamos décadas pidiendo a las petroleras que dejen de contaminar, pero cuando instalan renovables, les acusamos de "green washing" y de generar un impacto en un paisaje que queremos mantener como una foto fija.

Defendemos el paisaje y para ello nos negamos a ver "molinillos" y "placas" cuando la alternativa es mantener las emisiones de gases contaminantes o agravar los efectos del cambio climático. Creo que esta subjetiva defensa del paisaje es cortoplacista. Con la misma demagogia podríamos afirmar que pronto no habrá paisaje que proteger, pero la realidad es que es nuestra supervivencia lo que tenemos que salvaguardar y no la del planeta que se regenerará del daño que le causemos.



Las renovables han conseguido ser competitivas después de recorrer su curva de aprendizaje

Se afirma que las renovables compiten con la agricultura por las tierras, pero lo cierto es que o bien ocupan monte o tierras de secano, por las que los propietarios obtienen un rendimiento económico cuatro o cinco veces superior al que obtienen por hectárea al año en cultivo. No compiten con el regadío porque los rendimientos son similares.

Recurriendo a los datos, en nuestro país existen unos 17 millones de hectáreas cultivables, pero si hablamos en términos de superficie agraria útil (SAU) que incluye pastos y cultivos leñosos, la superficie suma entre 23 y 25 millones de hectáreas, equivalentes al 47% de nuestro territorio. En pocas palabras, la mitad de España.

Por el contrario, según el Ministerio de Agricultura, la fotovoltaica ocupa solo 50.000 hectáreas o lo que es lo mismo el 0,2% de la SAU anteriormente citada. En el caso de la eólica, el cálculo es más complicado, pero dada la distancia entre molinos, es mucho más fácil compatibilizar el uso de la superficie para hacer renovables sin renunciar al aprovechamiento agropecuario. Pero bien es cierto que, si hacemos un reparto por comunidades autónomas, Castilla-La Mancha y Extremadura se llevan la mitad de esa superficie ocupada por este tipo de instalaciones.

Es indudable que las renovables, como cualquier otra construcción humana, alteran el paisaje. Por eso, es deseable una correcta integración para minimizar su impacto. Pero también lo hacen las construcciones agrícolas e industriales, y sólo las renovables reciben las críticas sobre su impacto visual, lo que demuestra que detrás de sus detractores existen grupos organizados con distintos intereses.

No existe duda de que los proyectos de renovables deben cumplir la ley, ser respetuosos con el medio y crecer de forma sostenible porque son relevantes para cumplir los objetivos de descarbonización e independencia energética que tanto necesita España. El dinero es limitado y sobre todo miedoso, por lo que debemos atraerlo con cariño y certezas. Porque, al final, lo que no son cuentas, son cuentos.

El 20% de los españoles tiene problemas para calentar sus casas en invierno

Las medidas para frenar la pobreza energética en España no están dando los resultados esperados. Todos los ojos están puestos en la nueva Estrategia que el Gobierno pretende poner en marcha antes de final de año para reducir, de manera progresiva, esta lacra social que se ha agravado en los últimos años

Concha Raso. Fotos: iStock



Radiador eléctrico.

El Gobierno ha puesto en marcha el engranaje para tener lista, antes de final de año, la nueva Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2025-2030, con el objetivo de reducir, de manera progresiva, esta lacra social que se ha agravado en los últimos años en España.

Los datos son demoledores. El último informe de indicadores de pobreza energética en España de la Cátedra de Energía y Pobreza de la Universidad Pontificia Comillas, señala que el 10% de la población –unos 4,6 millones de personas– se retrasaron en el pago de las facturas energéticas y que el 17% de los hogares españoles –unos 8 millones de personas– gastaron más del doble de la media nacional en energía en 2023.

El documento también indica que cerca del 21% de la población española –unos 10 millones de personas– no pudieron mantener sus hogares con una temperatura adecuada en invierno. Un dato que coincide con las cifras que maneja la agencia estadística Eurostat y que convierte a España –junto a Portugal– en el país de la UE con la tasa más alta en este indicador, duplicando así la media europea, que se situó en el 10,6% en 2023.

Si nos ceñimos a las condiciones meteorológicas, vemos también que el número de defunciones en España por causas atribuibles a temperatura entre el 1 de enero y el 21 de febrero de este año asciende a 1.647 personas, según los datos del Sistema de Monitorización de la Mortalidad Diaria por todas las causas (MoMo).

Las temperaturas elevadas también se cobran víctimas. Según la Encuesta de Condiciones de Vida del Instituto Nacional de Estadística (INE), el 34% de las familias españolas no puede afrontar el calor por falta de recursos, siendo los más afectados los hogares monoparentales y aquellos en los que viven menores.

La nueva Estrategia que prepara el Gobierno, y que se elaborará en base a la opinión y aportaciones de particulares, organizaciones y entidades interesa-



Mujer con una manta encima se calienta al lado de un radiador.

das a la consulta pública previa que el Ministerio de Transición Ecológica abrió el pasado 23 de enero y que finaliza el 28 de febrero, será el segundo plan que vea la luz.

El primero fue aprobado en abril de 2019 con un periodo de ejecución hasta 2024. En aquel momento, la información de los cuatro indicadores oficiales utilizados para medir la pobreza energética en España (correspondientes a 2017), ya reflejaban que entre 3,5 y 8,1 millones de personas se encontraban en esta lamentable situación en nuestro país. Para

La pobreza energética no ha dejado de aumentar en España en los últimos años

paliar esta situación, se fijaron 19 medidas con la intención de mejorar un 25% los datos de cada uno de los indicadores en 2025 y con la meta de alcanzar una reducción del 50% en esa fecha.

Sin embargo, cinco años después, solo se han implementado el 21% de las medidas y un 42% de las mismas no se han puesto en marcha, según el último análisis de Ecodes. De hecho, muchas de ellas, tal y como recoge el documento, han sido consecuencia no tanto de la planificación, sino de la necesidad de dar respuesta a la crisis del Covid-19 y,

posteriormente, a la crisis energética a raíz del estallido de la guerra entre Rusia y Ucrania.

Aunque desde Ecodes reconocen que estas circunstancias han sido extraordinarias, piden al Gobierno que la nueva Estrategia, además de ser ambiciosa, cuente también con recursos suficientes para ponerla en marcha y con sistemas de evaluación que midan su grado de implementación y efectividad.

La importancia del bono social

Una de las medidas incluidas en la primera Estrategia, y que no se ha logrado implementar, planteaba la creación de un nuevo bono social energético que atendiera a tres principios: universalidad de fuentes de suministro, automatización y coordinación entre administraciones públicas. En líneas generales, se ha comprobado que el bono social no está teniendo el alcance deseado y que no todos los beneficiarios (aun cumpliendo alguno de los requisitos) lo necesitan realmente.

Según datos del Miteco, a 31 de diciembre de 2024 el número de beneficiarios del bono social eléctrico en España ascendía a 1.641.084 personas, de las que 766.637 (46,72%) pertenecen a la categoría de vulnerables, 867.286 (52,85%) son vulnerables severos y 7.161 (0,43%) están en riesgo de exclusión social. Asimismo, de la cifra total, el 25,42% de los beneficiarios (417.209) son familias numerosas, el 4,3% (79.234) son jubilados con pensión mínima y el 1,78% (29.274) cobran el Ingreso Mínimo Vital.

Asesorar mejor ayuda a salir de la pobreza energética

Además de los bajos ingresos y el alto gasto energético, la Comisión Europea señala que hay otra variable que también contribuye a la pobreza energética y es la baja eficiencia energética del hogar. Un experimento realizado por investigadores del Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) y publicado en la revista 'Nature Scientific Reports', demuestra que el asesoramiento energético es eficaz para aumentar la eficiencia energética del hogar, reducir el consumo y el porcentaje de ingresos que se gasta en energía. El experimento de coaching energético, con sede en Ámsterdam, ha mostrado una tasa de éxito del 75% en el alivio de la pobreza energética, ya que ha permitido que los hogares redujeran sus gastos de energía a la mitad. Por un lado, 67 hogares recibieron un informe sobre su consumo de energía junto con asesoramiento sobre cómo aumentar la eficiencia energética. Por otro lado, 50 hogares recibieron estos elementos además de un dispositivo inteligente que les informaba en tiempo real sobre su consumo de energía. En ambos casos, los hogares redujeron el consumo mensual de electricidad en un 33% y el de gas en un 42%. En total, sus facturas disminuyeron un 53% y el porcentaje de sus ingresos que destinaron a energía se redujo del 10,1 al 5,3%.

Aunque para paliar los efectos de la pandemia y de la crisis energética el Gobierno puso en marcha una serie de medidas que incluyeron mejoras del bono social –aumento de los porcentajes de descuento e inclusión de forma temporal de nuevo colectivos como beneficiarios–, lo cierto es que son muchas las voces que señalan que este tipo de ayuda sigue sin alcanzar a todos los potenciales beneficiarios.

Según un estudio elaborado por EsadeEcPol-Oxfam Intermon, casi ocho de cada diez beneficiarios potenciales no reciben el bono social eléctrico. Entre las razones están el desconocimiento de la ayuda, no saber qué requisitos deben de cumplir, o no saber cómo tramitarlo. Para mejorar la eficiencia de esta ayuda y lograr el alcance deseado, una de las propuestas se centra en que sean las Administraciones (y no los hogares) las que se coordinen con las comercializadoras para identificar qué hogares son susceptibles de recibir el bono.

El documento también señala que un porcentaje elevado de los hogares que se benefician del bono social no son familias vulnerables. De los más de 400.000 beneficiarios que cumplen la condición de familia numerosa, uno de cada tres no son de renta baja; de hecho, más del 60% de los hogares tie-

El objetivo final es conseguir que las ayudas disponibles recaigan en las familias más vulnerables

nen ingresos medio-altos, mientras que solo el 40% tienen ingresos bajos. Para evitar esto, se propone introducir un máximo de renta que excluya a los hogares que verdaderamente no lo necesitan. Asimismo, también se propone priorizar cualquier tipo de ayuda o subvención destinados a la ejecución de medias relacionadas con la rehabilitación energética para aquellos hogares que no puedan asumir sus costes.

Entre las propuestas que la Asociación Española de la Biomasa (AVEBIOM) ha presentado a la consulta pública sobre la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética, destaca la de crear un Bono Social de Biomasa que incentive la instalación de equipos modernos de calefacción con biocombustibles sólidos.

Iniciativas solidarias

Son muchas las entidades, empresas e instituciones que, cada vez más en los últimos años, están llevando a cabo distintas iniciativas para dar visibilidad a este grave problema y ayudar así a combatir la pobreza energética. Una de ellas es Fundación Energía Responsable, una entidad sin ánimo de lucro cuyo objetivo es luchar contra la pobreza ener-



Persona ajusta la configuración del termostato en la caldera de calefacción central.

gética e impulsar la inclusión laboral de personas con discapacidad en el sector energético.

El pasado 6 de febrero celebró la III edición de su tradicional Cena Benéfica donde consiguió recaudar 111.117 €, destinados a miles de familias sin calefacción ni agua caliente. Durante la velada se anunció el lanzamiento del Banco de Energía, un proyecto dirigido a cualquier entidad del ámbito energético que quiera compartir o hacer llegar energía con los que más lo necesitan. El evento congregó a 300 profesionales y contó con el apoyo de varias entidades, entre las que destaca la energética Visalia.

Hidroeléctrica

Iberdrola pone en servicio una central hidroeléctrica de bombeo en Cáceres



Iberdrola ha iniciado la puesta en servicio del primer grupo de la central de bombeo de Valdecañas (Cáceres), que cuenta con una potencia total de 225 MW e incluye una batería híbrida de 15 MW y 7,5 MWh de energía almacenada. El conjunto de batería y grupos hidroeléctricos permite incrementar el almacenamiento en el sistema Tajo hasta 210 GWh (equivalente a 5,2 millones de baterías de vehículo eléctrico).

La puesta en marcha de esta central ayudará a reducir las emisiones de CO₂ en 200.000 toneladas al año, gracias a la mayor integración renovable. Además, está generando 165 puestos directos y otros 500 indirectos. Asimismo, está provocando un gran efecto positivo en la economía de la zona, con participación de las pequeñas y medianas empresas de la provincia cacereña, lo que también ayuda a fijar población.

Alianza

Veolia y EDP se unen para un proyecto solar de 4 MW en Badajoz



Veolia se ha unido con EDP para poner en marcha una nueva instalación fotovoltaica en la planta de TorrePET de Veolia, localizada en el municipio de Torremejía (Badajoz). Esta planta de reciclaje se dedica a la producción de grana de PET reciclado de grado alimentario de la más alta calidad.

La nueva instalación, cuya puesta en marcha está prevista para el primer trimestre de 2025, consta de

56.000 m² y está compuesta por más de 6.000 módulos fotovoltaicos, sumando una potencia total de 4,039 MWp.

Su producción anual, alcanzará los 28.930 MWh. Esto supone una reducción de emisiones al año de 3.500 toneladas de CO₂ y un ahorro del 24% del consumo. La planta cubrirá un 25% de sus necesidades energéticas.

Alianza

ENGIE y la Universidad Nebrija impulsan la Cátedra de Energía



ENGIE España y la Universidad Nebrija han firmado un acuerdo de colaboración para crear la Cátedra ENGIE-Nebrija Energía y Transición Justa. El acuerdo refleja el compromiso de ambas entidades por impulsar la investigación, difusión y transferencia de conocimiento, así como fomentar la empleabilidad en el ámbito de una transición energética justa. La Cátedra nace con el objetivo de promover la colaboración entre la industria y la academia, crean-

do sinergias que permitan maximizar la contribución social y ambiental de las soluciones de descarbonización en los territorios donde se implantan. La Cátedra se enmarca en la estrategia de sostenibilidad de ENGIE y refleja su compromiso por impulsar la transición energética hacia una economía neutra en carbono, promoviendo la colaboración y el conocimiento compartido para afrontar desafíos como el cambio climático y la sostenibilidad.

Empresas

Edison Next instala una planta fotovoltaica para Faerch



Edison Next ha instalado en Buñol (Valencia) una planta fotovoltaica de más de 6.000 m² para Faerch. Ubicada en las instalaciones que la compañía posee en el municipio valenciano, la planta posee una potencia de 1.271 kWp, lo que permitirá un autoconsumo fotovoltaico de 1.612 MWh (equivalente al 9,5% de su demanda energética anual). Con esta iniciativa, la empresa pretende conseguir en los primeros años un ahorro energético del 29%, equiva-

lente a 54.192 euros anuales. La empresa también prevé que la eficiencia de la planta aumente a medida que pasen los años, de manera que el ahorro ascienda a los 173.770 euros anuales a los 16 años desde su puesta en marcha. Concluidos 25 años, el ahorro estimado por Faerch debería ser de casi tres millones de euros. Este proyecto evitará la emisión de 533 toneladas de CO₂ al año, lo que equivaldría a plantar 1.761 árboles anualmente.



Jaime Jaquotot
Patrono de la Fundación Energía Responsable

Bancos de Energía de iniciativa privada contra la pobreza energética

La Comisión Nacional de Competencia prevé una facturación del sector eléctrico en 2025 de 69.560 millones, tal y como se indica en su propuesta de financiación del bono social del 2025 remitido al Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. El coste total del bono social previsto para el 2025 es de 284,8 millones de euros, un 0,41% de la facturación del sector, calculado en base a las previsiones de precios de las diferentes partidas incluidas en el suministro de energía y considerando la previsión del número medio de beneficiarios del bono social durante ese año.

Este análisis sirve para que el ministerio fije las cantidades a aportar por los sujetos obligados a financiar el bono social, que son las empresas de producción, transporte, distribución y comercialización de energía eléctrica, además de los grandes consumidores directos en mercado. Pero quienes financiamos realmente el bono social somos todos los consumidores en nuestros casi 30 millones de puntos de suministro, dado que en nuestras facturas nos llegan repercutidas todas las cantidades financiadas por la producción, transporte y distribución, quienes lo repercuten a las comercializadoras, que a su vez nos lo repercuten a nosotros junto con la financiación que les corresponde directamente a ellas y que nos aparece desglosado con el concepto "financiación de bono social".

En resumen, el bono social realmente lo financiamos única y exclusivamente los consumidores, quienes soportamos ese mayor coste del 0,41% del sector en nuestras facturas y las empresas energéticas realmente hacen de meras recaudadoras.

Los 284,8 millones de presupuesto de bono social de 2025 podrían parecer suficientes pues, según la CNMC, serán 1,76 millones de familias quienes lo percibirán en 2025. Serán sólo 110.000 más que en 2024 y son muchas más familias las que necesitan estas ayudas.

Según la EAPN o "European Anti Poverty Network", el número de hogares que no podían permitirse en España mantener su vivienda con una temperatura adecuada en invierno alcanzó en 2023 el 20,7% de hogares, si bien en 2024 se consiguió revertir esta tendencia bajando al 17,6%. Este dato sigue representando un total de 3,4 millones de hogares



afectados por pobreza energética. La previsión de la CNMC es que en 2025 el bono social llegue solo a 1,76 millones, la mitad de los afectados.

El bono social, aunque es un sistema útil, no va a solucionar por completo la pobreza energética, dado que muchos beneficiarios desconocen estas ayudas, no saben qué requisitos deben cumplir o no son capaces de tramitarlo.

La pobreza energética es un problema universal que afecta a todos los países, incluso los más avanzados, a segmentos de población enormes y con diferentes características y no deja de ser una consecuencia de la pobreza en general, con tres factores principales que la provocan: renta disponible, precio de energía y eficiencia energética. De forma adicional a las ayudas públicas, puede ser eficaz complementarlo con las ayudas de iniciativa privada para incidir en estos tres factores.

De la misma forma que hay iniciativas privadas en forma de Bancos de Alimentos para ayudar a combatir la "Pobreza Alimentaria" de forma complementaria a ayudas públicas como el IMV o Ingreso Mínimo Vital, la Fundación Energía Responsable ha puesto en marcha los Bancos de Alimentos de iniciativa privada para combatir la pobreza energética como herramienta complementaria a las ayudas públicas existentes.



■

Cualquier consumidor o empresa puede donar energía para familias vulnerables a través de los Bancos de Energía

■

Al igual que con los Bancos de Alimentos se pueden canalizar alimentos a las familias sin recursos por entidades como la industria alimentaria, las distribuidoras o las empresas de restauración o, incluso, los propios consumidores de alimentos, como las familias que habitualmente contribuyen en las jornadas de "operación kilo" del colegio de sus hijos, con los Bancos de Energía los consumidores y empresas del sector energético, o cualquiera que participe en la cadena de suministro energético, pueden donar energía para que llegue a las familias vulnerables más golpeadas por la pobreza energética, evitando que sus miembros caigan enfermos, a veces de forma terminal, como consecuencia de la carencia de calefacción, luz y agua caliente.

Fundación Energía Responsable ayuda a diseñar y gestionar Bancos de Energía a medida para cualquier entidad relacionada con el ámbito de la energía, desde suministradoras y grandes consumidores de energía, operadores de redes de transporte o distribución y generadores de energía eléctrica convencional o renovable, hasta comunidades energéticas, empresas de servicios energéticos y eficiencia energética, ingenierías e incluso asesores legales especializados en energía.

El Banco de Energía puede canalizar donaciones en forma de kWh de energía, certificados de garantías de origen de electricidad, certificados de ahorro energético "CAEs" o donaciones monetarias, canalizados en forma de energía hacia las familias más vulnerables de forma eficaz y transparente, en coordinación con servicios sociales y otras fundaciones asistenciales, que son clave para identificar a las familias más vulnerables de cada población.

Uno de los pioneros en lanzar su Banco de Energía es Visalia, uno de los patronos fundadores de la Fundación Energía Responsable, con actividades de generación, distribución y comercialización de electricidad, gas natural y gasóleo que, además de donar importantes recursos monetarios al Banco de Energía, realiza donaciones de kWh de energía de parte de los acuerdos de compra de energía renovable que firma a largo plazo (PPA) y dona cada año certificados de garantías de origen que la fundación convierte en ayudas para las familias con pobreza energética.

Otro pionero es Luz Solidaria, la suministradora de electricidad benéfica que ayuda a recaudar fondos a más de 120 fundaciones para todo tipo de obra social, entre las que destaca la pobreza energética, con más de mil particulares y pymes que contribuyen al Banco de Energía a través de su recibo de la luz. Gracias a esta modalidad de Banco de Energía, no solo las grandes empresas pueden participar en el Banco de Energía, sino también cualquier familia o pequeño negocio.

La biorrefinería que convierte el problema de los residuos en una solución

La planta, ubicada en Zaragoza, convertirá 15.000 toneladas anuales de residuos en productos de alto valor como biopolímeros, biofertilizantes o grafeno verde.

Concha Raso.

Las ciudades generan grandes cantidades de residuos que comportan importantes impactos a nivel medioambiental, económico y social. Afortunadamente, el concepto tradicional de 'usar y tirar' está cambiando. En la era de las ciudades inteligentes y en el contexto de la transición hacia una economía circular, la gestión de los residuos ha pasado de ser un problema a convertirse en una vía hacia un futuro más sostenible.

Un claro ejemplo lo tenemos en Zaragoza. La ciudad aragonesa ha marcado un hito en la economía circular nacional y europea con la puesta en marcha de la primera biorrefinería urbana de la región. La planta, propiedad del Ayuntamiento de Zaragoza y ubicada en las instalaciones del Centro de Innovación Alfonso Maíllo y el Complejo para el Tratamiento de Residuos Urbanos de Zaragoza, tiene capacidad para tratar 15.000 toneladas anuales de

residuos sólidos urbanos y lodos de depuradoras de aguas residuales.

La biorrefinería forma parte del proyecto europeo CIRCULAR BIOCARBON, financiado por Bio-Based Industries Joint Undertaking (BBI JU) bajo el programa de la Unión Europea Horizonte 2020. Coordinado por la empresa española Urbaser, ha convertido a la ciudad de Zaragoza en todo un referente en economía circular y sostenibilidad urbana. El proyecto, en el que participan 11 socios de España, Alemania, Italia, Francia y Dinamarca, cuenta con un presupuesto de 23 millones de euros, de los que 8 millones son financiación propia y 15 millones proceden de fondos europeos.

El objetivo de esta iniciativa no es otro que transformar los residuos en productos de alto valor añadido, basados en materiales de base biológica, ma-



Vista aérea de la biorrefinería ubicada en el complejo para el tratamiento de residuos Urbanos de Zaragoza. eE



Vista de las instalaciones del Centro de Innovación Alfonso Maílo. eE

terias primas locales sostenibles y procesos de producción circular, lo que permitirá reemplazar productos de origen fósil o reducir la dependencia de las industrias de fuentes no renovables.

La biorrefinería también aportará beneficios medioambientales y económicos a la ciudad y a la región, reduciendo los residuos que acaban en los vertederos. De hecho, los residuos biodegradables, en particular, son una fuente clave de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) procedentes de los vertederos, que corresponden, aproximadamente, al 3% de las emisiones totales de GEI de la UE.

A partir de la codigestión de estos residuos urbanos, la biorrefinería pretende obtener productos intermedios (plataformas químicas) con una pureza y calidad equivalentes a los de origen fósil que otros socios del proyecto emplearán después en productos finales.

Por un lado, se genera un biogás que es purificado para separar el dióxido de carbono y obtener una corriente de biometano ultrapuro. Por otro lado, las fracciones sólida y líquida que salen del digestor van a generar, a partir de técnicas de compostaje y de enriquecimiento con algas nutridas con ese CO₂, matrices orgánicas finales ricas en carbono y fosfatos. Por último, también se generan ácidos grasos volátiles como precursores en la producción de

bioplásticos y otros productos químicos industriales, lo que favorecerá la sustitución de materiales petroquímicos.

Entre los productos innovadores generados por la biorrefinería se encuentran los biopolímeros, que pueden utilizarse en aplicaciones industriales y de consumo, así como fertilizantes orgáni-

11

Son los socios de Dinamarca, España, Alemania, Italia y Francia que participan en el proyecto

cos de alta calidad que mejoran la sostenibilidad en la agricultura. La instalación también desarrolla grafeno verde, un material con aplicaciones avanzadas en sectores como la electrónica, y recubrimientos avanzados para piezas metálicas y maquinaria a partir del biometano. Este enfoque integral convierte a la biorrefinería en un modelo emblemático de la economía circular, maximizando el valor de los recursos a lo largo de toda su vida útil.

Proyecto multisitio

Una de las características más innovadoras del pro-

yecto que lidera Urbaser es que se trata de un modelo único, donde las líneas de proceso se implementan en dos ubicaciones diferentes por razones logísticas, de cliente y de mercado.

Además de la planta de Zaragoza, el proyecto cuenta con otra instalación en Sesto San Giovanni (Italia), gestionada por el socio italiano Group CAP. En la biorrefinería italiana se tratarán unas 4.000 toneladas anuales de residuos húmedos, dando servicio a los seis municipios de la región: Milán, Sesto San Giovanni, Pioltello, Cormano, Segrate y Cologno Monzese.

Ubicada en las afueras de Milán, esta ciudad italiana cuenta con una larga tradición industrial. La nueva planta no solo reducirá las emisiones de GEI en un 80% en comparación con los valores anuales, sino que también permitirá planes de monitoreo continuo del aire, el agua y algunos aspectos de salud acordados con los ciudadanos que participaron en las consultas públicas.

Este planteamiento multisitio ayudará a poner a prueba el trabajo de la biorrefinería frente a diferentes tipos de sistemas de gestión de residuos, ecosistemas y prácticas industriales existentes,

El proyecto ha recibido recientemente el premio a la Innovación Biocircular

impulsando su potencial de replicabilidad en toda Europa.

"La biorrefinería de Zaragoza hace uso de un modelo circular en el que la innovación es protagonista, pasando de la gestión de residuos y aguas residuales a la producción de materiales, apoyando así a las industrias en su transición basada en la biotecnología", ha señalado Fernando Abril-Martorell, CEO de Urbaser.

Por su parte, Nicolás Giacomuzzi-Moore, director ejecutivo de la CBE JU, ha destacado que "esta instalación revolucionaria creará puestos de trabajo locales, impulsará el crecimiento ecológico y ahorrará recursos regionales. También estimulará la competitividad e impulsará industrias sostenibles en toda España y Europa".

El éxito del proyecto está asegurado. Las condiciones en Europa ofrecen oportunidades de mercado excepcionales para las biorrefinerías en términos de disponibilidad de materias primas. Además, la necesidad de modernizar las instalaciones de tratamiento de residuos ya existentes y la necesidad de que el sector industrial realice una transición ha-



Muestras de los productos generados en la biorrefinería Circular Biocarbon. eE

cia la bioeconomía verde y el desarrollo sostenible, hacen de Europa el escenario perfecto para la implementación de una economía de base biológica.

El proyecto CIRCULAR BIOCARBON ha recibido recientemente el premio a la Innovación Biocircular durante la celebración del I BioCircular Summit, un evento organizado por la Asociación Española de Biocircularidad (BIOCIRC) y la Plataforma Española Tecnológica y de Innovación en Biocircularidad (BIOPLAT).



appa
biomasa

Desde APPA Biomasa, llevamos más de 20 años defendiendo un marco regulatorio adecuado que nos permita alcanzar un futuro más sostenible gracias a la biomasa eléctrica y térmica, el biogás y los residuos renovables.

Únete a nosotros, entra en
www.appa.es/appa-biomasa

y averigua todo lo que podemos hacer por ti. ¡Te esperamos!



biomasa@appa.es 91 400 96 91

Hidrógeno verde: un aliado clave en la reducción de emisiones

El hidrógeno verde servirá como un sistema de almacenamiento energético y como una solución para equilibrar la oferta y la demanda de electricidad en momentos críticos

La urgencia de reducir las emisiones de carbono es cada vez mayor. Para evitar que la temperatura global supere el umbral crítico de 1,5°C en este siglo, es fundamental disminuir las emisiones de CO₂ a la mitad antes de 2030. Sin embargo, los compromisos actuales solo alcanzan un tercio de la reducción necesaria, lo que implica que debemos acelerar significativamente la implementación de tecnologías ya disponibles y ampliar la oferta de soluciones como el hidrógeno verde.

Un futuro energético con hidrógeno verde

En un mundo sin carbono, la electricidad jugará un papel predominante, representando cerca del 70% del suministro energético, pero no será suficiente por sí sola. El hidrógeno verde y sus derivados serán esenciales para complementar la descarboni-

zación. Actualmente, la mayor parte del hidrógeno utilizado en la industria química y en el refino proviene de fuentes fósiles (hidrógeno gris). Para alcanzar un futuro sin emisiones, es fundamental reemplazarlo por hidrógeno verde, producido mediante electrólisis del agua con electricidad de origen renovable.

La electricidad renovable es la vía más eficiente para reducir la huella de carbono, especialmente cuando se combina con avances tecnológicos en digitalización, lo que se conoce como Electricidad 4.0. Sin embargo, ciertos sectores no pueden electrificarse completamente, por lo que se estima que, en 2050, entre el 50% y el 70% del consumo energético seguirá dependiendo de fuentes adicionales.

Ciertos sectores no pueden electrificarse completamente. En 2050, entre el 50% y el 70% del consumo energético seguirá dependiendo de fuentes adicionales



Aquí es donde el hidrógeno verde y sus derivados resulta clave, especialmente en industrias difíciles de descarbonizar, como la producción de acero, la industria química y el transporte marítimo, aéreo y terrestre de larga distancia.

A medida que la producción de energía renovable se expanda, también aumentará la volatilidad en la generación eléctrica, lo que podría generar problemas en la red. En este escenario, el hidrógeno verde servirá como un sistema de almacenamiento energético y como una solución para equilibrar la oferta y la demanda de electricidad en momentos críticos.

Las estimaciones indican que la demanda mundial de hidrógeno crecerá exponencialmente, alcanzando entre 30 y 100 millones de toneladas en 2030 y entre 300 y 500 millones en 2050.

Desafíos en los gases renovables

El uso de gases renovables no solo permite reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también contribuye a la gestión de residuos de diversas industrias. No obstante, a pesar de su potencial para la transición energética, aún enfrenta barreras significativas.

En España, el desarrollo del hidrógeno verde ha sido más lento de lo previsto. Uno de los principales obstáculos es la falta de infraestructura para transportarlo desde los centros de producción hasta los principales núcleos industriales. Para maximizar su impacto, es imprescindible conectar esta red con otros países europeos, facilitando la exportación de excedentes y optimizando costes mediante economías de escala.

Otro desafío importante es garantizar un suministro constante y competitivo de electricidad renovable. Lograr un equilibrio entre la generación local de energía y los acuerdos de compra a largo plazo es clave para mejorar la rentabilidad del hidrógeno verde y optimizar su coste de producción. Además, la tecnología de electrólisis necesita se-

guir evolucionando para mejorar su eficiencia, reducir costes y facilitar su aplicación a gran escala.

Un futuro sostenible

“El hidrógeno verde, sus derivados y los gases renovables en general serán fundamentales para avanzar hacia una economía sin carbono”, asegura Joaquim Daura, Active Energy Management Director para España en Schneider Electric. “Alcanzar los objetivos climáticos de 2030 y los años siguientes requiere un esfuerzo conjunto entre el sector privado y las administraciones. La clave está en impulsar la innovación y fortalecer la colaboración para superar los desafíos actuales y maximizar el potencial de estas energías sostenibles”.

Para alcanzar las metas climáticas, la colaboración entre todos los actores será esencial: empresas y gobiernos, pero también con la sociedad. La implementación masiva de soluciones basadas en hidrógeno verde requerirá una visión compartida y un compromiso constante con la innovación, la investigación y la mejora continua de la infraestructura necesaria.

En España, el desarrollo del hidrógeno verde ha sido más lento de lo previsto. Uno de los principales obstáculos es la falta de infraestructura para transportarlo





Francisco Serrano
Responsable de Randstad Green Energies

El déficit de ingenieros: un freno para la transición energética

La búsqueda de perfiles profesionales especializados en transición energética se intensifica. En los últimos años, grandes empresas de todo tipo de sectores, no sólo utilities, se han lanzado a la búsqueda de estos perfiles que, además, no abundan en el mercado laboral. Esta tendencia responde a una combinación de factores regulatorios, estratégicos y de mercado que están reconfigurando las prioridades de las compañías.

Las normativas ambientales cada vez más estrictas, tanto a nivel nacional como internacional, están impulsando a las empresas a reducir sus emisiones de carbono y a incorporar fuentes de energía renovable. El cumplimiento de regulaciones como el Pacto Verde Europeo o los objetivos de descarbonización a 2030 y 2050 exige la presencia de profesionales que entiendan la complejidad del cambio energético y su implementación a nivel operativo.

Más allá de las obligaciones legales, la transición energética se ha convertido en una ventaja competitiva. Las empresas buscan reducir su dependencia de los combustibles fósiles, optimizar su consumo energético y mejorar la eficiencia de sus procesos. En este contexto, los especialistas en gestión energética, almacenamiento de energía y eficiencia industrial son esenciales para diseñar estrategias que disminuyan costes y aumenten la resiliencia ante la volatilidad del mercado energético.

Ingenieros en Transición Energética, ingenieros Analistas de Mercado Energético, ingenieros Responsables de Sostenibilidad, ingenieros de Almacenamiento de Energía, ingenieros de Huella de Carbono, ingenieros en Eficiencia Energética y Responsables de Proyecto en Transición y Eficiencia Energética son los perfiles que más demandan las empresas actualmente para poner en marcha estrategias alineadas con las nuevas formas en el uso de la energía.

La demanda de este tipo de perfiles es bastante general, aunque se da sobre todo en empresas a partir de 250 empleados. Se trata de compañías de un cierto tamaño que necesitan poner en marcha y avanzar en una estrategia encaminada a la sostenibilidad y la transición energética. Como he mencionado antes, la mayor parte de perfiles necesarios para implementar estas políticas están relacionados con la ingeniería, unos pro-



fesionales que ya de por sí cuentan con una gran demanda en el mercado laboral. Dar con ellos no está resultando nada fácil.

Jóvenes ingenieros con interés por el medioambiente es el perfil más adecuado, aunque también se están incorporando a esta actividad profesionales de la ingeniería con experiencia que han seguido algún programa de actualización y formación sobre este tipo de especialidades.

Son perfiles difíciles de encontrar porque hasta ahora no existían en el mercado y, por lo tanto, no tenemos más remedio que formarlos a través de programas específicos o reciclar algunos perfiles con menos demanda. No obstante, los centros educativos, conscientes de esta demanda creciente, ya han empezado a lanzar programas formativos especializados en esta materia, aunque el número de plazas es insuficiente ante las importantes necesidades de las empresas.

Esta escasez de profesionales provoca que los sueldos de este tipo de especialistas se sitúen por encima de otros ingenieros no enfocados a la transición energética. Desde Randstad hemos calculado que este diferencial superior se sitúa entre un 15% y un 20%. Así, por ejemplo, un ingeniero de Calidad y Medioambiente, con una experiencia de 4 a 6 años, cuenta con una remuneración de 41.000 euros brutos de media, mientras que un ingeniero de Mantenimiento con la misma experiencia se sitúa de media en 39.000 euros. Un jefe de proyecto de Transición Energética con el mismo bagaje se coloca en una horquilla de entre 45.000 y 65.000 euros brutos, dependiendo de la dimensión de la empresa, según el Informe de Tendencias Salariales 2025 elaborado por Randstad Research.



Un ingeniero de Calidad y Medioambiente, con una experiencia de 4 a 6 años, cobra 41.000 euros brutos de media

Más allá de normativas y regulaciones, la adopción de los estándares de sostenibilidad demandados hoy en día tiene importantes consecuencias para las organizaciones. El acceso a fondos de inversión y financiación verde está condicionado, en muchos casos, a la adopción de políticas sostenibles y a la presencia de equipos capacitados para llevarlas a cabo. Además, la reputación corporativa se ha convertido en un factor clave para atraer talento y clientes, lo que ha llevado a las empresas a reforzar sus equipos con perfiles capaces de liderar la transformación energética de manera creíble y efectiva.

El impulso de la transición energética no es solo un reto medioambiental, sino también un cambio estructural en las grandes empresas. La necesidad de adaptarse a un modelo más sostenible y eficiente ha convertido a los especialistas en este ámbito en piezas clave para la competitividad y el crecimiento empresarial. Esta tendencia seguirá consolidándose en los próximos años, impulsando la demanda de ingenieros y otros profesionales capaces de liderar la transformación energética dentro de las organizaciones.



Precios de los carburantes

									
	España	Austria	Bélgica	Bulgaria	Chipre	Rep. Checa	Croacia	Dinamarca	Estonia
GASOLINA	1,573€	1,578€	1,648€	1,284€	1,432€	1,457€	1,567€	2,036€	1,661€
DIÉSEL	1,500€	1,600€	1,742€	1,298€	1,527€	1,438€	1,582€	1,848€	1,559€

El precio del barril de petróleo puede desplomarse a 60 dólares en 2025

Entre las posibles causas, los expertos señalan las medidas arancelarias de Trump, el fin del conflicto Rusia-Ucrania, la decisión de la OPEP sobre los recortes y el crecimiento de la demanda.

Concha Raso.



Barriles de petróleo y gráfico descendente. iStock

Ya se ha cumplido más de un mes desde que Donald Trump se convirtiera, por segunda vez, en presidente de Estados Unidos. Si su primer día de mandato se caracterizó por la firma de un centenar de órdenes ejecutivas para impulsar la competitividad de la economía estadounidense, en las últimas semanas el anuncio de sus planes arancelarios ha elevado el grado de preocupación

ante el temor de que su posible implantación pueda frenar el crecimiento económico mundial y la demanda de energía.

Trump ha impuesto hasta la fecha nuevas sanciones a las exportaciones de crudo de Irán y ha hecho efectivos aranceles adicionales del 10% a China. En respuesta, el país asiático ha aplicado aranceles del

Precios de los carburantes

									
	Finlandia	Malta	P. Bajos	Polonia	Portugal	Rumanía	Eslovaquia	Eslovenia	Suecia
GASOLINA	1,824€	1,340€	1,975€	1,490€	1,773€	1,529€	1,586€	1,548€	1,491€
DIÉSEL	1,823€	1,210€	1,744€	1,523€	1,659€	1,561€	1,546€	1,618€	1,592€

15% sobre el carbón y el GNL y del 10% sobre el petróleo a Estados Unidos. Por su parte, los aranceles del 25% anunciados por EEUU sobre muchas de las importaciones de México y Canadá, con otro arancel del 10% sobre el petróleo canadiense, el gas natural y la electricidad, se retrasan hasta principios de marzo, mientras que el gravamen del 25% que afectaría a todas las importaciones de acero y aluminio a nivel global podrían ver la luz el próximo 12 de marzo. El presidente americano también ha anunciado aranceles recíprocos a los estados que gravan más los productos estadounidenses y del 25% a las importaciones de automóviles. Ambos podrían entrar en vigor a principios de abril.

La preocupación porque se desate una guerra comercial a nivel mundial y el impacto que podría tener en el conjunto de los mercados a nivel global, es más que latente. Pero, de momento, lo único que se puede hacer es esperar. Los mercados están vigilantes y tomarán sus decisiones cuando se produzca algún movimiento, aunque muchos mantienen la esperanza de que el presidente de EEUU levante el pie del acelerador y no lleve a efecto muchas de sus propuestas, tal y como ya ocurrió en su anterior mandato.

En el caso del petróleo, la amenaza arancelaria de Trump ha provocado ciertas variaciones en su cotización. En las tres primeras semanas de febrero el precio medio del barril de crudo Brent ha sido de 75,9 dólares, lo que supone un descenso del 4,25% frente a los 79,27 registrados en el mes enero. La máxima cotización se alcanzó el pasado 11 de febrero, cuando superó los 77 dólares el barril. Por su parte, el precio medio del barril de crudo West Texas Intermediate (WTI) en las mismas semanas de febrero ha sido de 72,21 dólares, un 4,66% menos que los 75,74 dólares de media que se registraron en el mes enero. Su registro más alto también se produjo el pasado 11 de febrero, cuando su precio superó los 73 dólares el barril.

Los analistas de BMI esperan una "volatilidad significativa" en los precios del oro negro en las próximas semanas y meses. Y aunque opinan que algunas medidas arancelarias podrían "presionar al alza los precios del petróleo", el impacto neto probablemente "será bajista por sus efectos adversos sobre la economía mundial". Desde la Agencia In-



Donald Trump, presidente de Estados Unidos Reuters

ternacional de la Energía (AIE) mantienen la confianza de que los mercados petroleros serán capaces de adaptarse a estos desafíos, tal y como han demostrado en otras ocasiones.

Fin de la guerra de Ucrania

Otro de los anuncios que el presidente de EEUU ha llevado a cabo hace unas semanas, tal y como prometió en su primer día de mandato, es poner fin a la guerra entre Rusia y Ucrania. Los responsables de Exteriores de Washington y de Moscú se reunieron hace unos días en Arabia Saudí, sin la presencia de representantes ucranianos ni europeos, para explorar vías que permitan poner fin a una contienda que estalló hace ya tres años.

El barril de Brent reaccionó a la baja tras conocerse la noticia, a lo que también ayudó el dato de inflación estadounidense, que creció un 3% interanual en enero. Los analistas creen que en 2025 habrá una sobreoferta de crudo y que la demanda global será

Precios de los carburantes

									
	Francia	Alemania	Grecia	Hungría	Irlanda	Italia	Letonia	Lituania	Luxemburgo
GASOLINA	1,807€	1,800€	1,839€	1,558€	1,810€	1,828€	1,642€	1,500€	1,558€
DIÉSEL	1,702€	1,680€	1,624€	1,594€	1,791€	1,727€	1,611€	1,615€	1,527€

similar a la del pasado ejercicio por la lenta recuperación de la economía china. Por ello, no descartan que el precio del barril pueda bajar hasta los 60 dólares este año, su precio más bajo desde 2021. Desde Wood Mackenzie son más moderados y proyectan unos precios del crudo Brent de 73 dólares por barril de media en 2025.

La Agencia Internacional de la Energía prevé un crecimiento de la demanda mundial de petróleo para este año, situándola en 1,1 millones de barriles diarios, un aumento superior al crecimiento de los 870.000 barriles diarios de 2024. En 2025, el crecimiento estará liderado por China, aunque su participación descenderá del 60% al 19%. India y otras regiones de Asia desempeñarán un papel creciente en la expansión de la demanda, aportando conjuntamente 500.000 barriles diarios.

Desde la AIE afirman que el equilibrio de fuerzas en el mercado petrolero está cambiando, ya que América está desplazando la hegemonía que la OPEP+

Trump ha creado un nuevo consejo que impulsará la producción de petróleo y gas en el país

ejerció durante décadas, alegando que mientras el grupo de productores liderado por Arabia Saudí y Rusia mantiene restricciones y busca sostener los precios mediante recortes, la producción estadounidense y la de sus vecinos sigue en ascenso. De hecho, la OPEP podría volver a retrasar el final de los recortes de producción de petróleo ante la fragilidad del mercado.

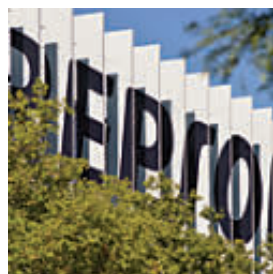
Y, mientras tanto, el presidente de Estados Unidos sigue dando pasos para favorecer la industria de los combustibles fósiles en el país. Recientemente ha creado el Consejo Nacional de Dominio Energético, presidido por el secretario del Interior Doug Burgum, para impulsar la producción y exportación de petróleo y gas en el país. Por otro lado, el mandatario estadounidense ha reautorizado la perforación de petróleo y gas en unos 2,57 millones de kilómetros cuadrados de aguas federales en alta mar, poniendo fin así a la prohibición de Biden.



Pozo de petróleo. eE

Solar

Repsol construye en EEUU una planta fotovoltaica de 595 MW



Repsol ha comenzado la construcción en Texas de Pecan Prairie, una instalación fotovoltaica de 595 MW, que suministrará a cerca de 50.000 hogares. Este proyecto se suma a las plantas de Pinnington (825 MW) y Outpost (629 MW) que continúan en construcción y ya dispone de 180 MW completos y listos para energizar. Esta instalación supondrá un avance en los planes de la petrolera para alcanzar los 2-3 GW en el país.

Repsol espera incrementar la rentabilidad de sus proyectos mediante la entrada de inversores en el capital de sus plantas. La compañía espera cerrar en los próximos meses la venta de una parte del capital de Jicarilla (125 MW) y Frye (637 MW). Posteriormente, le seguirá la planta de Outpost, para la que se espera conseguir un socio en la primera mitad de este año. Mediante estas desinversiones, la compañía espera ingresar unos 2.500 M€.

Empleo

bp y Fundación ONCE contratarán 30 personas con discapacidad



La presidenta de bp Energía España, Olvido Moraleda, y el vicepresidente ejecutivo de Fundación ONCE, Alberto Durán, han renovado el Convenio Inserta que suscribieron en 2021, subrayando así el compromiso de construir un entorno laboral donde la diversidad sea motor de innovación y crecimiento sostenible. La renovación del Convenio supondrá la contratación de otras 30 personas con discapacidad durante los próximos tres años, con lo que se

llegará así a un total de 70 contrataciones. Las personas contratadas desde 2021 se han desempeñado, principalmente, como expendedores y vendedores en la red de estaciones de servicio de bp. Han destacado por su gran trabajo y por el valor que han aportado a los diferentes equipos de bp. Además, han podido participar en los procesos de talento interno, pudiendo optar a vacantes de promoción y desarrollo en bp.

Solar

Shell Energy y Zelestra inauguran una planta fotovoltaica en Murcia



Tras la firma, el pasado mes de junio, de un PPA entre Zelestra y Shell Energy, ambas compañías han inaugurado recientemente la planta solar fotovoltaica Cañada Alta, ubicada en Murcia, con una potencia instalada de 54 MWdc. Zelestra suministrará a Shell Energy 105 GWh anuales de energía limpia durante 10 años. El proyecto generará una cantidad de energía equivalente al consumo eléctrico anual de más de 23.000 hogares españoles y ha

empleado a cerca de 160 personas durante la fase de construcción. Se estima que producirá energía limpia suficiente para evitar unas 34.500 toneladas anuales de emisiones de CO2 mediante la generación de energía renovable. Shell suministró a sus clientes más de 300 TWh de electricidad procedente de activos propios o a través de terceros en 2024. Zelestra opera 11 plantas renovables en España con una cartera de proyectos que supera los 5 GW.

Producto

OnTurtle lanza ControlGO, un dispositivo para controlar los repostajes



OnTurtle ha desarrollado ControlGO, en colaboración con Radius Telematics, un innovador dispositivo que permite un control exhaustivo de los repostajes. Instalado directamente en la batería del camión, el dispositivo ofrece funciones de geolocalización en tiempo real, telemetría y analíticas avanzadas. Su funcionamiento es sencillo: al ingresar en una de las más de 1.800 estaciones de servicio de OnTurtle en Europa, el sistema valida auto-

máticamente el repostaje mediante la coincidencia entre la matrícula, la posición del camión y la tarjeta DieselCard asignada. ControlGO garantiza la máxima protección en cada repostaje a tres niveles: la verificación de geolocalización, ya que calcula la ubicación del camión en tiempo real al llegar a la estación de servicio; la validación de la matrícula y la tarjeta autorizada. El repostaje solo se podrá realizar si estos tres datos coinciden.



Rodrigo Álvarez
Director de Energía e Innovación en ASPAPEL

Hacia unas políticas de reindustrialización y descarbonización más justas e inclusivas

El contexto geopolítico actual, marcado por el auge de políticas proteccionistas en EEUU tras la victoria electoral de Donald Trump, plantea un importante desafío para la Unión Europea. Las políticas del nuevo gobierno estadounidense, centradas en atraer inversiones a su país mediante aranceles, subsidios y restricciones comerciales, obligan a la Unión Europea a redoblar esfuerzos para mantener su competitividad.

La Unión Europea debe reaccionar con rapidez, adoptando medidas que impulsen a su industria, reduzcan costes energéticos y fomenten la innovación, garantizando un entorno favorable para la inversión. La competencia con EEUU ya no es sólo tecnológica o económica, sino también política y estratégica, lo que hace aún más necesario un marco europeo ágil y sólido que apoye a sus sectores industriales en su descarbonización.

En este escenario, la Unión Europea ha apostado por una reindustrialización sostenible, tal como recoge el *Competitiveness Compass* publicado recientemente por la Comisión Europea, con el objetivo de mantener su liderazgo y eliminar la brecha de innovación, garantizar su autonomía estratégica y avanzar hacia la neutralidad climática.

Para lograr que dicha reindustrialización sea sostenible no sólo medioambiental, sino también económicamente, es imprescindible que la descarbonización se conjugue con la defensa de la competitividad, en especial de las industrias intensivas en energía. También en sectores como el papelero, en los que la demanda de energía térmica es elemento central del proceso productivo.

Las instalaciones calorintensivas afrontamos retos tecnológicos significativos para completar nuestro camino hacia la neutralidad climática y seguir siendo competitivos a nivel internacional. Una tarea compleja ante la falta en la actualidad de alternativas tecnológicas viables, tanto técnica como económicamente. Es importante subrayar que cualquier respuesta que no cumpla ambas condiciones de forma simultánea abocará al fracaso a la instalación industrial que la implemente.



En ese sentido, son numerosas las iniciativas en curso o recientemente publicadas, tanto a nivel nacional como europeo, que intentan dar respuesta a la descarbonización de sectores industriales calorintensivos como el nuestro a través de una única tecnología concreta, siendo habitualmente la electrificación la opción más reiterada en dichos informes, llegando incluso a señalar a nuestro sector como "fácil de electrificar", expresión que a fecha de hoy no refleja la realidad sectorial.

El sector papelerero es, además de calorintensivo, también es electrointensivo, y coincidimos en que la electrificación adicional de una parte de nuestra demanda puede ser una pieza más de la solución. Pero la realidad sobre el terreno nos señala que, aunque el papel y el excel lo aguanten todo, ni a corto ni a medio plazo es la solución para descarbonizar la demanda de calor de gran parte de las instalaciones del sector, ya sea por motivos técnicos, de precio final y/o de disponibilidad de capacidad acceso y conexión, entre otros.

Por ello, y ante la tramitación del Clean Industrial Deal, quisiera aprovechar estas breves líneas para recordar la importancia del principio de verdadera "neutralidad tecnológica" que debe guiar el diseño de las políticas de descarbonización industrial, permitiendo a cada instalación manufacturera que opte en sus ciclos inversores por la combinación de tecnologías de descarbonización que necesite su realidad industrial.



■

La industria papelerera ha dedicado grandes esfuerzos a mejorar la eficiencia energética y reducir emisiones

■

Entre dichas alternativas tecnológicas veremos sin duda una mayor electrificación, pero también creemos que gracias a esa neutralidad tecnológica la cogeneración de alta eficiencia, la apuesta histórica de gran parte de nuestras instalaciones, seguirá estando presente en nuestras fábricas, alimentada progresivamente con gases renovables o biomasa. La cogeneración es, y ha sido, capaz de cubrir nuestra demanda térmica de forma eficaz y muy eficiente, aportándonos a la vez garantía de suministro y competitividad energética. Confiamos en que seguirá formando parte de nuestro *mix* energético gracias a las subastas anunciadas, que esperamos próximas.

La industria papelerera española ha avanzado mucho en su sostenibilidad medioambiental, dedicando grandes esfuerzos a mejorar la eficiencia energética y reducir emisiones. Pero alcanzar la neutralidad climática, y más aún si se desea acelerar ese proceso, exige inversiones masivas y un fuerte respaldo público. Es la única vía para poder optar por tecnologías que todavía no han llegado en la gran mayoría de casos a su madurez comercial.

De manera similar, a nivel nacional el proyecto de Ley de Industria y Autonomía Estratégica, actualmente en tramitación parlamentaria, debe garantizar que las industrias intensivas en energía reciban el apoyo necesario para su transición, también aquellas para las que la demanda de calor es el eje vertebrador de su proceso y que no cuentan con opciones maduras. En este sentido, se debería valorar la creación de un fondo específico para la descarbonización industrial, financiado en parte con los ingresos procedentes de las subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, que ayude a las empresas a alcanzar la neutralidad de emisiones en 2050.

El futuro de la industria europea depende de decisiones acertadas. El sector papelerero, con su contribución a la economía circular, al empleo y a la sostenibilidad, debe y quiere ser parte activa de esta transformación. Tenemos una oportunidad única para consolidar el rol de la industria como motor económico de Europa, impulsando la innovación, la sostenibilidad y la creación de empleo de calidad. La oportunidad está en nuestras manos.

Los primeros proyectos de h2 verde suman 4.500 millones de inversión

Iberdrola y bp, Moeve, Repsol y Reolum, han anunciado el inicio de construcción de alguno de sus proyectos. Alrededor de 70 proyectos comerciales esperan alcanzar la Decisión Final de Inversión (FID) antes de final de año

Concha Raso.

Huelva se convirtió hace unas semanas en la capital internacional del hidrógeno renovable. La celebración de su segundo Congreso, con la visita de más de 1.400 personas y la participación de más de 450 empresas, ha servido para dejar patente, un año más, el interés que despierta el hidrógeno verde en nuestro país y poner de manifiesto la importancia que este vector energético tendrá en los próximos años en la actividad económica nacional.

El Congreso, que volverá a abrir sus puertas entre el 4 y 6 de febrero de 2026, fue el foro para la firma del nacimiento de la Alianza de Valles del Hidrógeno, actualmente integrada por más de 600 entidades involucradas en cerca de 340 proyectos, que implican la producción de casi 900.000 toneladas/año de hidrógeno

y la reducción de más de 11 millones de toneladas/año de CO₂. También sirvió de altavoz de anuncios tan relevantes como los 8.000 millones de euros que la empresa Avalon Renovables planea invertir en varios proyectos de hidrógeno renovable en Andalucía en los próximos cinco años, una iniciativa que ayudará a la región a cumplir su objetivo de producir un tercio del hidrógeno renovable de España en 2030. Actualmente, la comunidad autónoma cuenta con un centenar de iniciativas identificadas en torno a este vector energético, 24 de ellas en la provincia de Huelva.

Desarrollar este tipo de proyectos es una tarea muy complicada, llena de obstáculos, que requiere un esfuerzo y tiempo significativos; sin embargo, en las últimas semanas, varias empresas del sector han anunciado avances en alguno de sus proyec-



Obtención de hidrógeno verde a partir de fuentes renovables. iStock



Electrolizador de 2,5 MW de Repsol en Bilbao, operativo desde 2023. I. Sierra

tos. Uno de los más ambiciosos es el de Moeve. La compañía que lidera Maarten Wetselaar, comenzará en junio la construcción del Valle Andaluz del Hidrógeno Verde, un proyecto de 3.000 millones de euros de inversión, que generará 10.000 empleos en los tres años que dure su construcción. El proyecto arrancará en Palos de la Frontera (Huelva), donde se construirá un centro de producción, al que seguirá un segundo centro en San Roque (Campo de Gibraltar, Cádiz). Estas instalaciones contarán con una capacidad combinada de electrólisis de 2 GW y producirán hasta 300.000 toneladas de hidrógeno verde al año.

El proyecto ha sido asignado a la Unidad Aceleradora de Proyectos (UAP) con el objetivo de agilizar su tramitación ambiental y todo lo referente a sus necesidades de suministro eléctrico e hídrico, y ha sido el mayor beneficiario de la convocatoria del Pro-

grama europeo Valles del Hidrógeno, con 303 millones de euros asignados.

Castellón y Euskadi

Otro de los proyectos que también empieza a dar sus primeros pasos es el que lideran Iberdrola y bp. A través de Castellón Green Hydrogen, empresa participada a partes iguales por ambas compañías, han anunciado el inicio de las obras de construcción de una planta de producción de hidrógeno renovable (25 MW) en la refinería de bp en Castellón. Los trabajos, que comienzan con la adecuación de una parcela de 20.000 m² junto a la refinería, continuarán con la obra civil en el segundo trimestre del año y la posterior llegada y montaje de los equipos principales, incluyendo los electrolizadores, previsiblemente durante el segundo semestre de 2025.

El proyecto cuenta con una inversión de más de 70 millones de euros. La planta, que podría crear hasta 500 nuevos puestos de trabajo durante su construcción y en la que participarán unas 25 empresas españolas, se espera que esté operativa en el segundo semestre de 2026. Iberdrola cuenta, desde 2022, con una planta de hidrógeno verde en Puertollano (Ciudad Real) para uso industrial con una capacidad de 20 MW de electrolizador, así como con una hidrogenadora de uso público en la Zona Franca de Barcelona.

La derogación del gravamen a las energéticas ha descongelado el proyecto de construcción de un electrolizador de 100 MW para la producción a gran escala de hidrógeno renovable por parte de Repsol, que se ubicará en la refinería vizcaína de su filial Petronor. La compañía prevé poner la primera piedra de esta instalación en septiembre, que estará operativa a mediados de 2028, y costará 260 millones de euros de los que 160 millones serán subvencionados.

El electrolizador de 100 MW será el tercero y el mayor de los proyectados por Repsol en Euskadi para la producción de hidrógeno renovable. El primero, de 2,5 MW y ubicado en el parque industrial de Abanto Zierbena próximo a la refinería, está operativo desde hace año y medio y tiene capacidad para generar 350 toneladas anuales de hidrógeno renovable para uso industrial. El segundo, de 10 MW, se situará en el Puerto de Bilbao para suministrar hidrógeno renovable a la planta demo de combustibles sintéticos que Repsol y Saudi Aramco pondrán en marcha para fabricar diésel y queroseno sintético (SAF).

Otro de los proyectos que comenzará sus obras este verano es el Valle Leonés del Metanol, capitaneado por Reolum y con una inversión de 1.300 millones de euros. El proyecto está formado por dos complejos, ubicados en la provincia de León, que integra distintas tecnologías. En La Robla se construirá una planta de producción de hidrógeno verde para producir e-metanol, así como una planta de cogeneración de biomasa y una unidad para la captura de CO₂ procedente del pro-



Autoridades posan durante la celebración del II Congreso Nacional de Hidrógeno Verde celebrado en Huelva. eE

ceso de cogeneración. Por su parte, a Villadangos del Páramo llegará parte del CO₂ capturado en La Robla y parte del hidrógeno verde para producir e-metanol.

Entre los hitos alcanzados en los últimos meses se encuentran el inicio de la *due diligence* con el BEI, que financiará el proyecto, el permiso de acceso de demanda de 250 MW a la red de transporte, declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) aprobadas y Autorización Ambiental Integrada (AAI) favorables para las instalaciones de La Robla. A ello se une la selección de este proyecto por parte del Miteco al que se le han concedido 180 millones de euros procedentes de los fondos *Next Generation EU*.

Además de los proyectos de Moeve y Reolum, el Miteco ha anunciado el nombre de otros cinco adjudicatarios de los 1.214 millones contemplados en el programa Valles de Hidrógeno. Los siete proyectos crearán unos 9.000 empleos directos y otros 11.000 indirectos durante la construcción y operación. En conjunto, plantean desarrollos con una potencia de electrólisis total de 2.278 MW para la producción de h₂ renovable en 11 instalaciones diferenciadas y movilizarán inversiones por valor de 4.907 millones.

Barreras al Desarrollo

La Agencia Internacional de Energía (AIE) ha señalado que España concentra, actualmente, el 20% de los proyectos de producción de hidrógeno verde que se están anunciando en el mundo. Sin embargo, el elevado interés por avanzar en estos proyectos choca de lleno con algunas barreras que están dificultando el desarrollo del hidrógeno verde en nuestro país, co-

mo la falta de una demanda consolidada de hidrógeno renovable, el acceso limitado a financiación pública y la ausencia de un marco regulatorio claro.

Ante esta situación, los promotores subrayan la necesidad de acelerar la implementación de marcos normativos clave, como la transposición de la Directiva Europea de Energías Renovables (RED III), así como fomentar incentivos financieros directos y exenciones fiscales que estimulen el consumo de hidrógeno renovable. También proponen medidas como la simplificación y aumento de la cuantía de las ayudas, y el fortalecimiento de la colaboración público-privada para garantizar un desarrollo integral del sector.

España cuenta, actualmente, con unos 31 MW de capacidad de electrólisis operativa. Según los datos actualizados del mapa interactivo del Censo de Proyectos elaborado por la Asociación Española del Hidrógeno (AeH₂), a día de hoy hay 361 proyectos registrados que suponen una inversión total estimada de 36.370 millones. De la cifra total, 80 son proyectos de investigación, 105 son proyectos demostradores y 167 son proyectos comerciales.

Estos últimos, en su conjunto, podrían alcanzar una capacidad de electrólisis instalada de 13,6 GW en 2030, en línea con los objetivos nacionales establecidos en el PNIEC. La mayoría de estos proyectos aún se encuentran en fases iniciales, pendientes de alcanzar la Decisión Final de Inversión (FID, sus siglas en inglés). De ellos, menos de la mitad (68) prevén alcanzar su decisión final de inversión antes de que finalice el año.

Enagás invertirá 3.100 millones en h₂ renovable hasta 2030

Enagás ha anunciado una inversión de 3.125 millones en los próximos seis años para el despliegue de infraestructuras de hidrógeno renovable, durante la presentación de su Actualización Estratégica 2025-2030. El operador gasista también ha anunciado la creación de Scale Green Energy, filial que liderará el desarrollo de otras infraestructuras y servicios para la descarbonización en ámbitos como el CO₂, 'bunkering' de GNL y BioGNL, hidrógeno renovable para la movilidad y amoniaco verde.

La compañía dará el pistoletazo de salida oficial para el H2Med el próximo mes de junio. Enagás ha obtenido el 100% de los fondos Connecting Europe Facility (CEF) solicitados para realizar los estudios de sus Proyectos de Interés Común (PCI) en el corredor H2med, la Red Troncal Española de hidrógeno y un almacenamiento asociado, por importe de 75,8 millones de euros. Por su parte, Scale Green Energy ha recibido 8 millones de los fondos CEF para el despliegue de una red de seis estaciones de repostaje de hidrógeno renovable en España, de 1.000 kg de capacidad al día cada una, que formarán parte de los corredores Atlántico y Mediterráneo de la Red Transeuropea de Transporte (TEN-T).

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.

Autoconsumo

Naturgy alcanza los 50.000 autoconsumos conectados



UFD, la distribuidora eléctrica de Grupo Naturgy, ha superado las 50.000 instalaciones de autoconsumo conectadas a su red eléctrica en España. La compañía facilitó la conexión a su infraestructura de más de 13.000 nuevos autoconsumos durante el conjunto de 2024, lo que supone un crecimiento del 35%. Estos puntos se repartieron por Castilla-La Mancha (4.968), Galicia (3.410), Comunidad de Madrid (3.272) y Castilla y León (1.366).

Los autoconsumos colectivos también han crecido de forma significativa en el último año, triplicando el número respecto a 2023. La compañía ya ha conectado a su red más de 230 instalaciones de este tipo con un total de 2.830 clientes asociados, lo que supone multiplicar por ocho el número de consumidores suministrados a través de esta modalidad en solo un año. De media, cada uno de estos puntos de autoconsumo suma 12 consumidores.

BioGNL

Enagás abastecerá BioGNL a barcos y camiones cisterna



Enagás pondrá en marcha un servicio pionero de abastecimiento de BioGNL en las plantas de regasificación de la compañía en Barcelona y Huelva, lo que permitirá realizar cargas de este combustible descarbonizado en cisternas y buques. Este servicio, que entrará en funcionamiento a partir de marzo, es uno de los primeros de Europa en utilizar la infraestructura interconectada para que el biometano inyectado en la red gasista se reconozca co-

mo BioGNL —biocombustible líquido que se obtiene mediante el procesamiento de residuos orgánicos domésticos e industriales— y se abastezca desde estas plantas de regasificación. Este hito se suma a más de 10 años de trabajo de Enagás, durante los que ha participado activamente, por ejemplo, en el desarrollo de procedimientos y normativas específicos para sistema de repostaje a barcos (bunkering).

Normativa

Sedigas celebra la apertura de la consulta sobre contadores inteligentes



Sedigas valora positivamente la apertura de la consulta pública previa por parte del Miteco para el despliegue de contadores inteligentes en el sector gasista español. Este proceso permitirá reemplazar la práctica totalidad de los contadores analógicos por equipos inteligentes en 2033. La asociación considera que esta iniciativa representa una oportunidad para impulsar la optimización de la gestión del suministro de gas, reducir pérdidas energéticas y avan-

zar en los compromisos de descarbonización establecidos en el PNIEC y en el marco regulador de la UE, a la vez que supone un paso fundamental para reforzar la eficiencia energética y dar más herramientas a los consumidores para gestionar su consumo. La digitalización del sector contribuirá también a acelerar el despliegue de los gases renovables, alineándose con una transición energética ordenada y alineada con los objetivos de sostenibilidad.

Asociación

SHYNE, nueva asociación para los grandes proyectos de h2 verde



Impulsada por siete grandes empresas líderes en sus sectores (Alsa, Bosch, Enagás, Enagás Renovable, Repsol, Navantia Seanergies, Talgo) y formada por más de 20 organizaciones, SHYNE (Spanish Hydrogen Network), la nueva asociación que une todos los eslabones de la cadena de valor del hidrógeno renovable, nace con la vocación de materializar proyectos que harán realidad la descarbonización de la economía nacional, impulsando una in-

dustria y una movilidad más sostenibles y competitivas. La nueva asociación ha nombrado a Javier Arboleda como director general. Ingeniero Técnico en Mecánica por la Universidad Politécnica de Madrid, se incorpora a SHYNE tras más de 25 años de trayectoria en Hyundai Motor España, donde ocupó el cargo de Service Senior Manager. Arboleda también ha trabajado en otras compañías como ERF Trucks, Ford España y Volvo España.



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





Javier Rodríguez
Director General de ACOGEN

Cogeneración: subastas que marcarán el futuro energético industrial

El 13 de febrero se dio a conocer la propuesta de subastas para adjudicar 1.200 MW de cogeneración hasta 2027; hito decisivo para la industria calorintensiva que supone la reanudación del marco de inversión, tan largamente esperado y necesitado por el sector, teniendo en cuenta que, desde 2021, año en el que se anunció, la producción de cogeneración ha caído un 37%.

Cientos de industrias estudian minuciosamente la propuesta para saber si se adecúa a las necesidades y planes de inversión y futuro de su empresa. También para proponer mejoras en el trámite de información pública hasta el 7 de marzo. El trabajo de modelización y escenarios en cada empresa es vasto y complejo, con muchísimo en juego para poder concurrir y competir en las subastas de cogeneración que aseguren una energía competitiva y sostenible para su industria.

Generar confianza y atender las aportaciones de las empresas industriales, las verdaderas protagonistas y las que decidirán realizar o no sus inversiones, tendrá consecuencias a gran escala en la economía y el empleo del 20% del PIB industrial del país.

La propuesta del MITERD recoge muchos aspectos positivos y de futuro -biomasa, H2, inversiones elegibles, nuevas plantas, mejoras de las existentes ...-. Sin embargo hay dos aspectos estructurales que resultarán fatales de no remediarse: obligar al régimen de autoconsumo industrial y exigir un 50% de mayor eficiencia que el marco europeo.

Desde 2007, las cogeneraciones pueden decidir a quién venden su electricidad: al mercado, a sus industrias asociadas o a quien consideren; libertad de producción y de mercado en competencia con otros productores eléctricos.

La propuesta obliga a volver al régimen de autoconsumo eléctrico, en el que la cogeneración debe suministrar primero toda la electricidad que demanden sus industrias y vender en el mercado sólo los excedentes. Dado el funcionamiento flexible de las cogeneraciones según sean los precios de los mercados energéticos, esta obligación daña gravemente tanto la gestión de la producción de la cogeneración como del consumo de la industria asociada, introduciendo grandes volatilidades, riesgos e inefi-



ciencias. Si la regulación obligase a ciclos combinados, nuclear, eólica, fotovoltaica... a vender primero toda su electricidad a un cliente determinado, ¿qué pensaríamos?

Otra obligación es que la industria debe consumir, al menos, el 30% de la electricidad que produce la cogeneración, so pena de graves penalizaciones; un enfoque totalmente arcaico y que como ha advertido la CNMC "podría llevar a diseños ineficientes, generar tratamientos asimétricos a distintas industrias y conseguir efectos contrarios a los buscados".

Los datos muestran que esta obligación es inalcanzable para la mitad de las plantas de cogeneración, que no podrían participar en las subastas. También implicaría graves interferencias negativas con otros marcos, como el de Consumidor Electrointensivo, el autoconsumo industrial fotovoltaico, los PPAs y con la operación del sistema eléctrico (SRAD y SRAP). No hay vuelta buena al régimen estable de autoconsumo industrial del pasado...

La directiva europea establece que la cogeneración en todos los Estados miembros debe alcanzar una eficiencia del 10% de Ahorro de Energía Primaria, mientras que la propuesta de subasta española exige un mínimo del 15%, con graves sanciones si no se logra. Por ello, una industria en España tendría que ser un 50% más eficiente que la misma en Alemania, Italia o cualquier otro país de la UE si quiere contar con una cogeneración. Un desatino. Las industrias tratan de alcanzar siempre la máxima eficiencia energética por conllevar máxima competitividad, obligar que nuestras industrias sean un 50% más eficientes que en Europa no se corresponde con la realidad industrial de España y nos discrimina y perjudica frente a nuestros competidores europeos.



**Estamos comprometidos
para que las
convocatorias de subastas
de 1.200 MW sean un
éxito potenciador**

Si queremos un futuro industrial en España hay que contar con marcos regulatorios que permitan a las empresas flexibilidad y opciones para adaptarse a las volatilidades de los mercados energéticos y tomar decisiones que mejoren su competitividad en cada escenario, en cada momento. Imponer obligaciones múltiples, cruzadas, restricciones, discriminaciones y penalidades a las industrias sobre cómo producir, consumir o gestionar es degradar la productividad y competitividad de nuestra industria con marcos no acordes a las necesidades del presente y, menos, del futuro.

No es sencillo diseñar y desarrollar los marcos energéticos que requieren las industrias y su enorme diversidad en los complejos escenarios que afrontamos. Prueba de ello son los esfuerzos de Europa (Clean Industrial Deal, Plan de Acción para una energía asequible, Brújula de Competitividad, etc.) para aunar competitividad energética y descarbonización y remontar el declive industrial en el que estamos inmersos, intensamente en España.

Tras lograr el pasado año entre Ministerio e industrias cogeneradoras un nuevo marco de operación acertado y gestionable, tenemos la oportunidad y, sobre todo, la necesidad de acertar con el marco de subastas. Sabemos que 1.200 MW es la mitad de lo que demandan las industrias, no hay más planificado en este PNIEC a 2030, pero no por ello conviene degradar el marco de inversión y desincentivar la participación.

La cogeneración es la solución energética para la industria calorintensiva, no hay alternativa tecnológica real que aporte hoy una competitividad similar en industrias papeleras, de alimentación, cerámicas, químicas, etc.

Justo es agradecer y reconocer el trabajo del MITERD para evolucionar la anterior propuesta de 2021. Aún queda trabajo por hacer. Los cogeneradores estamos convencidos y comprometidos con el diálogo y el acuerdo para que las convocatorias de subastas de 1.200 MW sean un éxito potenciador, compartido, incluyente y decisivo para el progreso de nuestras industrias y su transición ecológica en España.



De izq. a dcha.: Rubén Esteller (eE); Alberto Martín (NetOn Power); Carlos Gallar Romero (Factorenergía); Franc Comino (Sonnen); Luis Ángel Fraga (Ekhi); Victoria Olascoaga (Naturgy); Shalina Chandnani (Repsol); Roberto Giner (Octopus Energy); Ana Ingelmo (Iberdrola).

El autoconsumo reclama inversión en la red e incentivos fiscales

Las compañías energéticas piden a la Administración Pública un real decreto "actualizado al mercado".

elEconomista.es
Fotos: A. Martín

Las compañías energéticas han hecho una lista de pedidos al Gobierno para la redacción del nuevo RD en materia de autoconsumo. Todas coinciden en que a nueva normativa debe tener mayores incentivos fiscales para las compañías, menos burocracia para aprobar proyectos y más inversión en la red distribuidora de energía. Así lo manifestaron los ponentes que participaron en el III Foro Empresarial: Los retos de la nueva normativa del autoconsumo, organizado por elEconomista.es. Para estos incentivos fiscales, los representantes de las energéticas no quieren solo "deducciones de IRPF", sino otras medidas como la bajada del IVA al 0% y otros más específicos, tal y como explicó Victoria Olascoaga, directora de Generación Distribuida de Naturgy. "Solo así podemos desbloquear este mercado y hacerlo atractivo".

El objetivo de fomentar el autoconsumo es el de sustituir los combustibles fósiles por energías renovables y sostenibles. El propio Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) afirma que el objetivo es llegar a la generación de, al menos, 19 GW mediante autoconsumo, pero las energéticas creen que el objetivo es ambicioso para el ritmo que está llevando ahora mismo la industria: "Así, vamos a llegar, como mucho, a los 15 GW en 2030. Tenemos que aumentar esa media de 1,7 nuevos GW al año", declaró Ana Ingelmo, respon-

sable de Smart Solar Residencial y PYMES de Iberdrola.

Otro de los problemas que observaron las energéticas es la alta burocracia. Muchos recordaron que hay trámites que "siguen siendo en persona", desveló Carlos Gallar Romero, director del Departamento de Transición Energética de Factorenergía, por lo que reclaman una digitalización. También explicaron que es necesaria una simplificación en el papeleo y eliminar ciertos límites que, para algunos de los ponentes, son innecesarios, como la losa de la distancia entre los puntos de autoconsumo: "Los radios deberían ser más amplios", demandó Luis Ángel Fraga, Chief Technical Officer de Ekhi.

Otro de los puntos en los que incidieron los ponentes de la mesa de debate fue la necesaria inversión en la red eléctrica del país. "España nunca ha tenido un solo problema de abastecimiento. Tenemos una de las mejores redes de Europa, pero hay que actualizarla, ya que la generación de energía ahora es bidireccional: no solo va, sino que ahora el propio cliente la genera", declaró Roberto Giner, CEO de Octopus Energy España. De ahí salió justo un gran debate sobre la generación de la energía por parte de particulares y empresas, y qué hacer con esos excedentes. Algunos de los ponentes reforzaron que el RD debería calificarlos como "vertidos",

pero todos estuvieron de acuerdo en que hay que incidir en su aprovechamiento. Según Alberto Martín, CEO de NetOn Power, “falta información, en primer lugar, para darle al cliente una u otra oferta”.

Aquí se dieron dos posturas principales para no de-stimar estos recursos, como es el fomentar la instalación de baterías físicas en las plantas fotovoltaicas para tener capacidad de almacenaje para las horas en las que menos energía se genera, comentado por Franc Comino, CEO de Sonnen España, o bien incidir en una regulación y en un aumento del autoconsumo colectivo. Este último, tal y como explicó Sha-

lina Chandnani, responsable de proyectos de Generación Distribuida de Repsol, consiste en la distribución de la energía sobrante de clientes (ya sean residenciales, industriales o comerciales) y que ésta sea aprovechada por otros grupos que la necesiten.

Esto, no obstante, recalcaron las energéticas que tampoco se puede dar por hacer instalaciones que no estén acordes con las necesidades específicas del cliente: “No podemos hacer instalaciones a clientes muy por encima de su consumo pensando que luego van a poder vender sus excedentes y enriquecerse. Este no es el modelo”, afirmaron.



ALBERTO MARTÍN
CEO de
NetOn Power



SHALINA CHANDNANI
Resp. Proyectos
Generación
Distribuida de Repsol



ANA INGELMO
Resp. Smart Solar
Residencial y Pymes
de Iberdrola



LUIS ÁNGEL FRAGA
Chief technical Officer
de Ekhi

“La limitación a verter los excedentes a la red está frenando el autoconsumo”

El CEO de NetOn Power explicó en la mesa de debate la importancia de reforzar la red eléctrica: “Antes la energía solo tenía una dirección, desde las plantas a los hogares, pero ahora esto es bidireccional, por lo que hay que hacer una inversión aquí y así atraeremos a capital extranjero y las empresas veremos futuro en esto”.

“Pido al real Decreto que potencie el autoconsumo colectivo”

“Pido al Real Decreto que se adapte al mercado, ya que nosotros nos hemos adelantado”, dijo la representante de Repsol en la mesa. Principalmente Chandnani centró su discurso en el autoconsumo colectivo, y pidió que se puedan iniciar estos procesos con un solo consumidor para incrementar el ritmo de generación.

“Hay una tendencia bajista en los precios, pero hacemos esfuerzos con los clientes”

La representante de Iberdrola explicó que la generación de energía por estos métodos está generando “presión a la baja en los precios”. Según Ingelmo, el año pasado el precio de la hora solar fue de 45 euros y de 30 euros en un cliente doméstico, pero dijo que la energética “hace esfuerzos con los clientes más valiosos y paga bien los excedentes”.

“Deberían ampliar los radios para facilitar la instalación de autoconsumos en la industria”

El representante de Ekhi añadió que el principal problema que están afrontando a la hora de realizar instalaciones de autoconsumos en España es el radio fijado de 500 metros o 2 kilómetros, y pide ampliarlos. Por ello, pidió Reales Decretos “mucho más ambiciosos” y que avancen “más allá del estado de la tecnología”.



VICTORIA OLASCOAGA

Directora de Generación
Distribuida de Naturgy

“La instalación de autoconsumo tiene que ser acorde con las necesidades de los clientes”

La directiva de Naturgy habló sobre la generación de excedentes energéticos fruto de unas instalaciones “inadecuadas” del autoconsumo: “Se ha estado vendiendo que, con la generación de excedentes, los clientes iban a conseguir mucho dinero, y eso no es así, por lo que hay que corregir estos casos”, expuso. Para ello, cree que “hay que enseñar al usuario a gestionarla y maximizarla”. Porque, tal y como añadió después, “los clientes buscan tarifas únicas porque les simplifica la vida. Pues con el autoconsumo debería ser lo mismo, hay que transformar la complejidad en facilidad”. Respecto a los excedentes habló de esas compensaciones a través del próximo RD, pero incidió en que el mercado “ha sido más rápido que la regulación y ha creado alternativas”.



ROBERTO GINER

CEO de Octopus Energy

“De 600.000 hogares con autoconsumo, en la gran mayoría se infrutiliza el servicio”

El CEO de Octopus Energy en España habló de lo infrutilizado que está el autoconsumo en el país a pesar de su implantación y las consecuencias que esto trae al mercado eléctrico: “Lo desestabiliza, provocando una gran cantidad de horas a cero euros”, explicó Giner. Por ello, insistió en que hay que “balancear las partes”, en referencia al autoconsumo doméstico, pero también al industrial. Aun así, incidió en que el autoconsumo es la gran alternativa a la sustitución de fuentes energéticas más contaminantes, pero no cree que las ayudas y las subvenciones públicas sean la solución de las energías alternativas: “Hay que enseñarle al cliente que estas instalaciones cuestan dinero y que no se le va a subvencionar nada, pero que va a ser una alternativa rentable”.



CARLOS GALLAR ROMERO

Director Dpto. Transición Energética
Factorenergía

“Si queremos cumplir con el PNIEC tenemos que aumentar la media de GW actual”

El representante de Factorenergía habló de lo lejos que está España de cumplir los objetivos del PNIEC: “Si queremos llegar, tenemos que aumentar la generación de 1,7 GW de media al año”, explicó Gallar. Para ello, dijo que hay que simplificar los trámites administrativos, digitalizando los máximos posibles, y recaló la necesidad de incentivos fiscales y no de tanta presencia de ayuda pública a la instalación. Gallar trató también el tema del autoconsumo colectivo y el aprovechamiento del excedente producido principalmente por los clientes industriales: “Las empresas generan energía los fines de semana pero no se aprovecha. Queremos que aquellos que tienen autoconsumo pero que no les llega con su propia instalación, puedan beneficiarse de estas redes colectivas”.



FRANC COMINO

CEO de Sonnen España

“El aprovechamiento de los vertidos es la oportunidad de las baterías”

El CEO de Sonnen en España habló del estado de la instalación de baterías en el país: “Hay que diferenciar entre el cliente residencial, que busca el mejor precio, y el residencial, al que le importa más la durabilidad”, expuso Comino, que explicó que todos ellos producen excedentes de energía que, en muchas ocasiones, se acaban perdiendo. “Las baterías tienen que ser un ‘must’ del autoconsumo energético y habría que introducir la definición de producción introduciendo el almacenaje en las fotovoltaicas”, dijo Comino, que cree que estos vertidos son “la oportunidad de las baterías”. Por último, que las baterías son un sistema seguro de almacenamiento. De los 150.000 equipos instalados en el Europa, hasta el 97% están montados en el interior, es seguro para todos”.

es.edp.com

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.



JUAN VILLAR

Consejero delegado de Nortegas



“Vamos a invertir 900 millones en plantas de biometano, redes y en el valle del hidrógeno”

El consejero delegado de Nortegas, Juan Villar, explica en su primera entrevista tras llegar al cargo los planes de crecimiento de la compañía para los próximos años. La empresa, la segunda mayor distribuidora de gas del país, se prepara para crecer en el negocio del biometano y para seguir reforzando sus redes

Por Rubén Esteller. Fotos: D. García

Nortegas cuenta con un ambicioso objetivo de crecimiento en biogás. ¿Cómo piensan alcanzar los 3,5 TW propuestos?

Estamos enfocados en crear una plataforma que pueda crecer de manera sostenible a largo plazo. Tenemos un equipo de desarrollo de biometano, que está intentando promover proyectos desde cero y luego llegamos a acuerdos puntuales, como ha sido el de Aventura, que en un momento dado bus-

can un socio para acelerar ese desarrollo. Combinamos las dos cosas, nos parece que es la forma de avanzar de forma rápida.

¿Cuántos proyectos tienen?

Podemos tener del orden de 45.

¿Con eso ya les daría para alcanzarlo?

Creo que necesitaremos del orden de 60-70 plantas aproximadamente. Depende de la di-

mensión, pero el tamaño medio de planta que tenemos es de alrededor de 40 kW.

¿Cuándo prevén que estén operativas?

En nuestro objetivo, que es ambicioso, estamos apuntando hacia el año 2030. Estos proyectos son nuevos y está costando tramitarlos. Va a depender de eso, pero nuestro plan de inversión es de alrededor de 600 millones de euros de aquí a 2030-2032.

¿Van a revisar el plan estratégico?

Nuestro plan estratégico lo tenemos vivo, lo revisamos todos los años. Generalmente hacemos planes a 3 años. La última revisión fue a finales del año pasado y creo que a mediados de este año lo revisaremos. Creo que la ambición que tenemos es buena y la hemos reconfirmado a finales de año con el consejo, con lo cual reafirmamos nuestra ambición de llegar a 3,5 TW, del orden de 70 plantas y 600 millones de inversión. Es nuestro plan ahora mismo y a por eso vamos.

generarán su propio beneficio.

Ahora es importante que empecemos a conseguir las autorizaciones, invertir en los proyectos -que ya el año que viene empiecen a estar vivos- y que la plataforma vaya creciendo.

¿Están creciendo en puntos de suministro de gas y eso no es muy habitual en el resto del sector?

Nosotros seguimos creciendo pese a tener niveles de penetración altos. Creo que es un mensaje muy potente con todo lo que hay alrededor del gas. La realidad es que nosotros estamos creciendo un 0,6% al año. O sea, que son buenas noticias y significa que los clientes nos siguen pidiendo más, nos siguen pidiendo conexiones nuevas de gas natural

¿Se trata de más clientes domésticos o industriales?

“Creo que a mediados de este año volveremos a revisar nuestro plan de negocios”

“Crecemos un 0,6% cada año. Los clientes nos siguen pidiendo conexiones nuevas de gas natural”



¿Y en el global cuánto tienen previsto invertir en su plan?

Pues en el global, si sumas eso más lo que invertimos en distribución de gas y lo que vamos a invertir en desarrollo del Valle, pues te puedes estar acercando a cifras de inversión bastante fuertes: unos 900 millones.

¿En qué situación está su nivel de endeudamiento?

A ver, nosotros tenemos financiación. No hay una urgencia. ¿Cómo medimos si esto es mucha o es poca deuda? Pues nosotros buscamos una compañía con grado de inversión y ahora mismo somos triple B menos. Y lo que hacemos es adecuar nuestro nivel de endeudamiento a los parámetros que nos exigen para mantener ese grado de inversión, que es algo que buscamos activamente. Tenemos ganas de invertir y lógicamente estas plantas, cuando estén en marcha,

Un poco de todo. Estamos creciendo en las dos. Cuando te hablo de que el número de puntos suministro crece un 0,5 o 0,6%, eso es número de puntos, casi todos son domésticos, porque los industriales ya tienen gas. Lo que sí que hacemos es medir la cantidad de crecimiento de los industriales y nos piden extensiones de capacidad. Ahí también estamos creciendo. De hecho el año pasado ha sido un año muy potente en extensión de capacidad industrial, que está tirando bien.

En cambio la demanda de gas doméstico no estaba tan fuerte, ¿Lo están sufriendo?

La subida de precios de gas que hubo con la guerra de Ucrania ha hecho que los clientes domésticos hayan sido más sensibles a precios y hayan ajustado su demanda. Se ha juntado eso con unos años muy cálidos. Y en la parte industrial, con la subida de precios, hubo una caída bastante fuerte de los

volúmenes de gas, pero se han ido recuperando.

El año pasado fue bueno en demanda industrial. Y este no está siendo malo, ¿no? El invierno está siendo relativamente frío.

Este año ha arrancado frío y fuerte en doméstico y en industrial en la línea del año pasado o un poquito más flojito.

¿Van a gasificar nuevos municipios?

Alguna cosa hemos hecho, pero cosas muy pequeñas.

¿Cómo van las pruebas de uso de hidrógeno en las redes de distribución?

Tenemos que llevarlo al 100%. Para entender nuestra filosofía creemos que las redes pueden ser un activo clave para este país para descarbonizar. Y lo creemos de verdad.

¿Y eso cómo va a ocurrir?

Pues va a ocurrir con biometano. Creo que

En nuestra zona hay un proyecto en el puerto de de Bilbao y en Asturias, que son los dos primeros que han recibido ayudas del programa pioneros. Ahora se va a adjudicar el Perte de los Valles, que es curioso porque no incentiva el desarrollo de infraestructura para Valle, no sé por qué. Todo lo que son redes de distribución de hidrógeno, todavía no han recibido ninguna ayuda.

Para nosotros un valle es un electrolizador grande que, en un entorno de 30 km, pueda servir a un montón de clientes industriales que puedan acceder como un elemento diferencial, para empezar a producir lotes verdes de su producto, que puedan atraer inversiones de otros sitios y que desarrollen un ecosistema industrial con el hidrógeno verde, igual que en el pasado ha sido el agua o la electricidad.

Nosotros pensamos que tiene mucho sentido en País Vasco y tiene mucho sentido en

“Creemos que las redes pueden ser un activo clave para este país para descarbonizar”

“Todo lo que son redes de distribución de hidrógeno todavía no han recibido ningún tipo de ayudas”



hay muchísimos promotores, además de nosotros, desarrollando biometano. También creemos en el hidrógeno verde. Dentro de lo que es hidrógeno verde, pensemos en qué zonas estamos. Nosotros estamos en el norte de España, una zona muy industrial y además una zona donde alrededor del 70% de nuestros clientes industriales son de difícil abatimiento. No tienen una alternativa. No pueden electrificarse.

Entonces, con un 70% de nuestra industria (siderurgia, química, papel) que no puede descarbonizarse con electricidad, tenemos que ayudarles a dar una solución con gases renovables. Entonces, ¿cómo? Por un lado, el biometano y por otro el hidrógeno verde.

¿Cómo se hará?

Desarrollando valles industriales de hidrógeno alrededor de los grandes polos de gene-

Asturias. En Cantabria también habrá un pequeño valle. Y lo que estamos haciendo es un primer tramo de ese valle que esperamos que se ponga en marcha dentro de poco en cuanto haya electrólisis. Ya tenemos cinco peticiones de acometidas, o sea, la gente cuando se ha enterado de que llegaba el tubo, nos ha pedido acometidas. Eso es la primera parte, pero lógicamente el plan del valle que tenemos en el País Vasco, que está al amparo del corredor Vasco del Hidrógeno, es más ambicioso y estamos trabajando en ver cómo lo tiramos para adelante en nuestro plan de inversión, lo tenemos muy trabajado con todos los industriales, sabemos cuánto esperan consumir, cuando lo esperan consumir y cada uno tiene sus tiempos, sus plazos. Sabemos por dónde tiraríamos las redes, muchas veces van en paralelo a nuestras redes de alta presión. O sea, esto lo tenemos muy muy trabajado.

Cuidamos del planeta empezando por la energía.

En Plenitude estamos comprometidos con la sostenibilidad y la transición energética.

Somos una compañía líder en el mercado energético europeo que suministra energía a **10 millones de hogares** y empresas gracias a un modelo de negocio único e innovador que integra la producción de energía renovable y la comercialización de servicios energéticos para **liderar el cambio hacia un futuro más sostenible.**

Somos la energía para cambiar.

Energía | Autoconsumo | Renovables

eniplenitude.es



plenitude



Rubén Esteller
Director elEconomista Energía

La banca tiene la llave del futuro desarrollo renovable en España

La banca tiene la llave del futuro renovable en España. Con más de 42.000 MW autorizados por parte del Gobierno y las comunidades autónomas, los próximos tres años serán claves para la construcción de estas instalaciones.

A partir de este momento, los promotores de plantas y las plataformas de desarrollo se enfrentan a la necesidad de lograr el capital suficiente para convertir los proyectos que hasta el momento estaban en un papel, en verdaderas instalaciones industriales.

La situación, no obstante, no es nada sencilla pese al aire que otorga la rebaja de los tipos de interés. Los equipos de la banca española trabajan ya en estos momentos para contar con la capacidad suficiente para atender la enorme demanda de financiación que les espera a la vuelta de la esquina.

Un informe de BBVA, desvelado esta misma semana por elEconomista.es, asegura que de momento no hay constancia de falta de financiación para este sector. La incertidumbre existente sobre la evolución de precios del mercado mayorista para los próximos tres años todavía no se ha convertido en una situación de conflicto.

El diagnóstico además parece adecuado. Si uno echa un simple vistazo a las previsiones de negocio de Naturgy -por citar a una- se espera que los precios del mercado mayorista sean crecientes en los próximos ejercicios.

La clave por lo tanto está en saber si el camino es el correcto. Un incremento en los precios -justo lo contrario de lo vaticinado por el PNIEC- supondrá un lastre para la competitividad del país.



EL PERSONAJE



David Ruíz de Andrés
Presidente de Grenergy

Grenergy ha presentado su nueva imagen de marca, con la que pretende reafirmar su compromiso estratégico para liderar el sector del almacenamiento energético a nivel global. Para alcanzar su objetivo, la compañía de David Ruíz de Andrés aspira a invertir 2.600 millones de dólares entre 2023 y 2026, lo que subraya su compromiso por avanzar hacia un modelo energético más sostenible y eficiente, basado en ofrecer un suministro energético estable. Grenergy ha confiado en la agencia creativa Erretres para desarrollar su nueva identidad visual y verbal.

LA CIFRA

20

por ciento

España se ha consolidado como un referente en Europa en materia de renovables. Este avance ha tenido un impacto directo en los precios mayoristas de la electricidad, reduciéndolos en casi un 20% entre 2021 y 2024. Sin embargo, mantener este ritmo y alcanzar los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para 2030, dependerá de un factor clave: el acceso a la financiación. Para BBVA, si se logran mantener el ritmo inversor los precios podrían seguir bajando otro 20% adicional.

LA OPERACIÓN



Naturgy lanza una profunda reorganización corporativa. La compañía ha decidido proponer a su Junta General de Accionistas lanzar una opa voluntaria a un precio de 26,5 euros por acción hasta alcanzar el 10% del capital social, lo que supondrá un desembolso de alrededor de 2.400 millones de euros. El objetivo de esta medida es incrementar el free float hasta un nivel adecuado, como le había pedido la CNMV, que permita a la gasista volver a los principales índices bursátiles, en especial, los de la familia MSCI, retornando al mercado las acciones compradas.