

Raúl Morales, CEO de Soltec Power Holdings

Javier Sanz, Resp. Área Energías Renovables EIT InnoEnergy

José Lindo, Chief Impact Officer en ClimateTrade

Íñigo Segura, CEO de Zigor Corporación

Miguel Ruiz Montañez, Presidente de ATUC

LAS ENERGÉTICAS TROCEAN SUS NEGOCIOS PARA GANAR MÚSCULO FINANCIERO

Entre las operaciones más relevantes destacan la división de Naturgy en dos empresas y la adquisición del 30% de Enagás Renovable por parte de Hy24

ENTREVISTA

**JOSÉ LUIS MORLANES,
CEO DE ALTER ENERSUN**





Actualidad | P6

Las energéticas trocean sus negocios para ganar músculo financiero

Naturgy ha dividido la empresa en dos, Hy24 adquiere una participación del 30% de Enagás Renovable, y Enel trocea Enel X y crea una compañía de redes inteligentes.



Electricidad | P16

El 40% de las eléctricas europeas eliminará el carbón en 2030

De las 21 empresas de servicios públicos analizadas, solo nueve tienen un plan para eliminar el carbón en 2030.

Eficiencia | P24

Biometano procedente de residuos ganaderos en la red de gas

La inyección a la red de gas de los residuos procedentes de la granja Torre Santamaría, ha sido posible gracias a la firma con Axpo del primer PPA de biometano a largo plazo.

Carburantes | P28

Los precios de los carburantes siguen disparados y sin freno

El encarecimiento del petróleo y la crisis entre Rusia y Ucrania, han llevado a máximos los precios en Europa. En España, un litro de gasolina ya cuesta cerca de 1,6 €.



Gas | P36

La demanda mundial de hidrógeno no despegará hasta 2035

IRENA prevé que 2/3 de la producción de hidrógeno verde en 2050 se utilizarán localmente y 1/3 se comercializará a través de las fronteras.



Entrevista | P42

José Luis Morlanes, CEO de Alter Enersun

“Vamos a adquirir hasta 500 MW eólicos este año, especialmente en España e Italia”

Edita: Editorial Ecoprensa S.A.

Presidente Editor: Gregorio Peña.

Director de Comunicación: Juan Carlos Serrano.

Director de elEconomista: Amador G. Ayora

Coordinadora de Revistas Digitales: Virginia Gonzalvo Director de elEconomista Energía: Rubén Esteller

Diseño: Pedro Vicente y Alba Cárdenas Fotografía: Pepo García Infografía: Clemente Ortega Tratamiento de imagen: Dani Arroyo Redacción: Concha Raso



Las empresas quiere incrementar su capacidad de generar valor

El gran volumen de liquidez que manejan los grandes fondos de inversión mundiales está animando a las compañías industriales a plantear escisiones de sus negocios para tratar de acelerar su crecimiento y mejorar su valoración. Son muchos los ejemplos en los que se ha demostrado que la separación de las unidades de negocio permite una mayor eficiencia de la gestión de los mismos, aunque también los hay de lo contrario.

Una de las operaciones más recientes es la anunciada por Naturgy hace tan solo unas semanas. El consejo de administración de la gasista ha decidido su escisión en dos empresas dentro del llamado proyecto *Géminis* para impulsar su valoración en bolsa y otorgar una mayor liquidez a sus accionistas. Una decisión histórica que supondrá que la división de Naturgy se convierta en una de las mayores operaciones realizadas en España por valor de empresa, ya que se repartirá una sociedad con un valor de 40.000 millones de euros (13.000 millones de deuda y 27.000 millones de capitalización).

■
La escisión de Naturgy no creará dos campeones nacionales sino dos empresas de distinto perfil para los inversores

■
 La empresa Géminis 1 (Naturgy Networks) estará formada por los negocios dedicados a la gestión de infraestructuras reguladas de distribución y transporte de energía. Esta empresa contará con una base de activos de 155.000 kilómetros de redes de electricidad, 135.000 kilómetros de redes de gas natural y 16 millones de puntos de conexión. La empresa Géminis 2 (Naturgy MarketsCo) se ocupará de los negocios liberalizados, que comprenden el desarrollo de las renovables, la cartera de clientes de energía y servicios asociados, el parque de generación convencional que asegura el suministro energético y la gestión de los mercados mayoristas de energía. Con unos objetivos a 2025 de 25 GW de capacidad de generación eléctrica instalada (14 GW de renovables y 11 GW de generación convencional), 11 millones de clientes y una cartera diversificada de aproximadamente 290 TWh de aprovisionamientos de gas. Ambas compañías estarán cotizadas y contarán con la misma estructura accionarial que en la actualidad tiene Naturgy, es decir, Critería seguirá siendo titular de un 27% de las acciones, CVC y GIP tendrán el 20% cada una, IFM el 12% del capital y, el resto, *free float*.

La gran duda que persiste en el mercado es si esta escisión de la empresa será capaz de crear valor o, si por el contrario, solo servirá para dar un mejor rentabilidad a los inversores y provocar movimientos corporativos en el que hasta esta año ha sido uno de los gigantes energéticos nacionales. No nos engañemos, la decisión de Naturgy en dos no generará dos campeones nacionales sino dos empresas de distinto perfil para los inversores, con una menor masa crítica de la que ofrecía hasta ahora el grupo de manera integrada.

EL ILUMINADO



Arturo Gonzalo Aizpiri
 Consejero delegado de Enagás

Arturo Gonzalo Aizpiri acaba de ser nombrado consejero delegado de Enagás. El directivo será el encargado de promover el giro del gestor técnico del sistema gasista hacia nuevas vías más sostenibles como el biogás o el hidrógeno en los próximos años.

EL APAGÓN



Ángel Haro
 Presidente de Prodiel

La situación económica de Prodiel es complicada. La empresa de renovables, en la que participa el actual presidente del Real Betis Balompie, presentará unas cuentas del año 2021 con pérdidas abultadas, tal y como reconoce la propia compañía.

1

Evento: Climate World Expo 2022.

Organizan: Euroexpo y APIC.

Lugar: Expocentre Fairgrounds (Moscú).

Contacto: <https://www.climate-expo.com>

7

Evento: Middle East Energy (MEE) 2022.

Organiza: Informa Markets.

Lugar: Dubái (Emiratos Árabes).

Contacto: <https://www.middleeast-energy.com/en/exhibit/why-exhibit.html>

10

Evento: Jornada Eólica & Mercado: La integración económica de la eólica en el suministro eléctrico.

Organiza: Asociación Empresarial Eólica (AEE).

Lugar: Hotel Meliá Avenida América en Madrid y online.

Contacto: <https://aeolica.org/evento/eolica-y-mercado-2022>

16

Evento: V Cumbre de la Energía del Hidrógeno y las Pilas de Combustible de ACI 2022.

Organiza: ACI.

Lugar: Oporto (Portugal).

Contacto: <https://hidrogenoaragon.org/es>

23

Evento: Mexico WindPower 2022.

Organizan: Amdee, GWEC y Tarsus.

Lugar: Centro Citibanamex en Ciudad de México (México).

Contacto: <https://www.mexicowindpower.com.mx/es>

31

Evento: SolarPower Summit 2022.

Organiza: SolarPower Europe.

Lugar: Bruselas (Bélgica).

Contacto: <https://www.solarpowersummit.org>





Disfruta de las mejores tarifas de luz con energía 100% renovable

Convirtiéndote en consumidor de energías verdes, además de ayudar al planeta, **podrás ahorrar eligiendo la tarifa que mejor se adapte a tus necesidades, hábitos de uso y preferencias.**

Contacta con nosotros y pásate a Gesternova.



info@gesternova.com / 91 357 52 64
www.gesternova.com

 **gesternova**
energía



Edificio Naturgy. Rafa Martín

Las energéticas trocean sus negocios para ganar músculo financiero

Naturgy ha anunciado su escisión en dos empresas dentro del llamado 'proyecto Géminis', una para los activos regulados y otra para los liberalizados. Hy24 ha firmado un acuerdo con Enagás para convertirse en accionista de Enagás Renovable. Enel trocea Enel X y crea una compañía de redes inteligentes.

R. Esteller / C. Raso.

El gran volumen de liquidez que manejan los grandes fondos de inversión mundiales está animando a las compañías industriales a plantear escisiones de sus negocios para tratar de acelerar su crecimiento y mejorar su valoración. Son muchos los ejemplos en los que se ha demostrado que la separación de las unidades de negocio permite una mayor eficiencia de la gestión de los mismos, aunque también los hay de lo contrario.

Una de las operaciones más recientes es la anunciada por Naturgy hace tan solo unas semanas. El consejo de administración de la gasista ha decidido su escisión en dos empresas dentro del llamado proyecto Géminis para impulsar su valoración en bolsa y otorgar una mayor liquidez a sus accionistas. Una decisión histórica que supondrá que la división de Naturgy se convierta en una de las mayores operaciones realizadas en España por valor de empresa,

ya que se repartirá una sociedad con un valor de 40.000 millones de euros (13.000 millones de deuda y 27.000 millones de capitalización). La operación se espera que pueda cerrarse durante este año.

La empresa Géminis 1 (Naturgy Networks) estará formada por los negocios dedicados a la gestión de infraestructuras reguladas de distribución y transporte de energía. Esta empresa contará con una base de activos de 155.000 kilómetros de redes de electricidad, 135.000 kilómetros de redes de gas natural y 16 millones de puntos de conexión. La empresa Géminis 2 (Naturgy MarketsCo) se ocupará de los negocios liberalizados, que comprenden el desarrollo de las renovables, la cartera de clientes de energía y servicios asociados, el parque de generación convencional que asegura el suministro energético y la gestión de los mercados mayoristas de energía. Con unos objetivos a 2025 de 25 GW de capacidad de generación eléctrica instalada (14 GW de renovables y 11 GW de generación convencional), 11 millones de clientes y una cartera diversificada de aproximadamente 290 TWh de aprovisionamientos de gas. Ambas compañías estarán cotizadas y contarán con la misma estructura accionarial que en la actualidad tiene Naturgy, es decir, Critería seguirá siendo titular de un 27% de las acciones, CVC y GIP tendrán el 20% cada una, IFM el 12% del capital y, el resto, *free float*.

La división de Naturgy es una de las mayores operaciones en España por valor de empresa

El nombramiento de Arturo Gonzalo Aizpiri como nuevo CEO de Enagás, coincide con el acuerdo firmado por Hy24 con Enagás para convertirse en accionista de Enagás Renovable y acelerar el desarrollo de su plataforma de proyectos de gases renovables. La inversión de Hy24 -joint venture de Ardian y FiveT Hydrogen- se llevará a cabo a través del fondo Clean H2 Infra Fund mediante una ampliación de capital en Enagás Renovable, obteniendo una participación del 30%. Enagás conserva el 70% restante. Enagás encargó hace casi tres meses a Rothschild la búsqueda de un socio para esta nueva compañía que cuenta con cerca de 50 proyectos de gases renovables en cartera, al objetivo de convertirse en la líder de este sector e incrementar su presencia en la Península Ibérica, Sudamérica y EEUU.

Enel también mueve ficha. La eléctrica italiana ha decidido trocear su filial Enel X. Por un lado, crea Global E-mobility, nueva división dedicada a la recarga de vehículos eléctricos y, por otro lado, mantendrá el resto de áreas en las que trabaja esta compañía. Asimismo, la mayor eléctrica europea ha realizado otra segregación del área Global Infraestruc-



Edificio Cepsa. Elisa Senra



Edificio Enagás. eE



Edificio Repsol. Paula Leveque

ture & Networks para crear Gridspertise, una compañía independiente con el objetivo de ayudar a las empresas de distribución de electricidad de cualquier tamaño y lugar geográfico a implementar soluciones integradas de redes inteligentes para satisfacer las necesidades de los usuarios de la red y los clientes finales de electricidad. La intención de Enel es incorporar este año un socio financiero al capital de Global E-mobility y Gridspertise, con la intención de sacarlas a bolsa en 2023.

Cepsa, por su parte, ha llevado a cabo la segregación del negocio de química y ha iniciado un proceso de venta para encontrar un comprador para esta compañía. La petrolera espera que pueda comenzar a recibir ofertas muy pronto, aunque ya existe un buen número de fondos e inversores industriales interesados en esta área de negocio.

En las últimas semanas, Cepsa ha reforzado el organigrama directivo de la compañía con distintos fichajes para dirigir sus dos nuevas áreas de negocio orientadas al cliente energético: *Mobility & New Commerce* y *Commercial & Clean Energies*, así como el resto de áreas de la compañía. Esta decisión se enmarca dentro del proceso de transformación y descarbonización de Cepsa, con el objetivo de convertirse en una empresa líder en los negocios de energías bajas en carbono y movilidad sostenible cuando presente su plan estratégico.

Búsqueda de socios

Otro de los ejemplos es Repsol. La petrolera española tiene en marcha un proceso para buscar un socio para su negocio de renovables. La compañía que preside Antonio Brufau se plantea, en un primer paso, incorporar a un accionista para luego poder afrontar una posible OPV que permita que el área de energía limpia alcance los objetivos previstos de renta-

18.000

Son los millones que Repsol
invertirá hasta 2025 para lograr
las cero emisiones netas en 2050

bilidad. Repsol tiene sobre la mesa un plan de negocio cuyo objetivo es avanzar en la reducción de emisiones netas cero en 2050. Para lograrlo, la compañía invertirá 18.000 millones hasta 2025.

Iberdrola también estudia una posible operación de salida a bolsa de su negocio de eólica marina. La compañía ha logrado crear, a lo largo de los últimos años, una gigantesca cartera de proyectos y podría afrontar la colocación de este negocio valorado en más de 25.000 millones de euros. Ante este logro, la compañía que preside Ignacio Galán está dispuesta a acudir al mercado para poder financiar el cre-

cimiento de este negocio en los próximos años, que requerirá una fuerte aportación de capital.

Elecnor ha contratado a Mediobanca para que busque un socio para su filial de energías renovables, Enerfín. La compañía quiere incorporar a un accionista minoritario para poder seguir financiando su crecimiento. Enerfín participa en 1.227 MW eólicos en explotación localizados en España, Brasil y Canadá, con una producción de más de 3.500 GWh/año capaz de abastecer a más 1,5 millones de hogares y evitar la emisión a la atmósfera de 656.000 toneladas de CO₂.

Red Eléctrica refuerza su posición en el sector de las telecomunicaciones con KKR como socio estratégico a largo plazo en Reintel, el mayor operador de infraestructuras de fibra oscura en España. En el marco de la operación, KKR adquirirá una participación del 49% en Reintel por un precio de 971 millones de euros, mientras que el Grupo Red Eléctrica continuará como accionista mayoritario. Esta operación constituye un hito significativo en la ejecución del Plan Estratégico 2021-2025 del Grupo Red Eléctrica, cuyo objetivo principal es el impulso de la transición energética desarrollando las infraestructuras necesarias de la red de transporte incluidas en la futura Planificación 2021-2026.

Otras operaciones

Estos movimientos no se producen solo en España. La italiana Eni, por ejemplo, prepara la OPV de su negocio de renovables, comercialización y movilidad Plenitude, la nueva marca que integra la comercializadora Aldro y las renovables de Dhamma Energy, y en la que la compañía invertirá 5.900 millones durante el periodo 2022-2025 para conseguir que esta *spin off* sea financieramente independiente de Eni. Plenitude tiene como objetivo alcanzar más de 6 GW de capacidad renovable instala-

da para 2025, respaldada por una cartera de proyectos visible, con el objetivo de alcanzar más de 15 GW de capacidad instalada para 2030.

La petrolera británica bp vendió a principios de año su negocio petroquímico a Ineos, una de las principales empresas químicas mundiales, por 5.000 millones de dólares (unos 4.450 millones de euros). El negocio petroquímico de bp se centra en dos empresas principales, los aromáticos y los acetilos, cada una de las cuales cuenta con tecnología punta y plantas de fabricación, incluida una fuerte presencia en los mercados en crecimiento de Asia. En total, la empresa cuenta con 14 plantas de fabricación en Asia, Europa y EEUU que, en 2019, produjeron 9,7 millones de toneladas de productos petroquímicos. Ineos, por su parte, cuenta con 180 plantas en 26 países.

La petrolera austríaca OMV está elaborando también planes para dividirse en negocios separados de energía y productos químicos en una estrategia en la que juegan un papel clave Mubadala, principal accionista de Cepsa, y el *holding* estatal austriaco OeBAG. Al parecer, la compañía ha estado trabajan-



Eni prepara la OPV de su negocio de renovables, comercialización y movilidad Plenitude

do en una nueva estrategia corporativa que podría presentar en el primer trimestre de 2022. Las operaciones de exploración y producción de energía del grupo, así como los proyectos de renovables, se escindirían en una empresa separada. OMV, con sede en Viena, vendería una participación mayoritaria, probablemente a empresas de capital privado.



Edificio Iberdrola. Efe

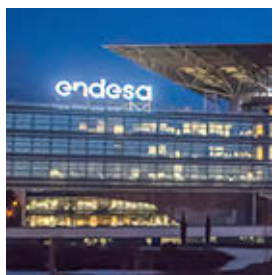
Hidrógeno

HyDeal España: el 'hub' de hidrógeno renovable más grande del mundo

HyDeal España se convertirá en el mayor giga-proyecto de hidrógeno renovable a escala mundial. Impulsado por compañías como ArcelorMittal, Enagás, Grupo Fertiberia y DH2 Energy, será capaz de suministrar hidrógeno renovable para la producción de acero, amoniaco y fertilizantes verdes, así como otros productos industriales bajos en carbono en nuestro país. La primera etapa del proyecto permitirá abastecer a un complejo industrial en Asturias.

El comienzo de la producción está previsto para 2025 y espera contar con una capacidad instalada de 9,5 GW que suministrará energía eléctrica a 7,4 GW de potencia de electrólisis para 2030. ArcelorMittal y Grupo Fertiberia, junto a otras organizaciones que se sumarán a HyDeal España, serán los grandes compradores de esta energía limpia, con un plan para adquirir 6,6 millones de toneladas de hidrógeno renovable durante los próximos 20 años.

Suministro

Endesa suministrará energía renovable a Mahou San Miguel

Endesa y Mahou San Miguel han firmado un acuerdo de suministro de energía renovable a diez años que cubrirá el 100% del consumo eléctrico anual de todas las instalaciones de la cervecera, entre las que destacan sus centros de producción de cerveza en Alovera (Guadalajara), Burgos, Candelaria (Tenerife), Lleida, Málaga, Granada y Córdoba, así como sus plantas de envasado de agua mineral natural de Beteta (Cuenca) y Los Villares (Jaén) y sus ofici-

nas centrales de Madrid. El acuerdo, iniciado el pasado 1 de enero, es un contrato de compraventa de energía a largo plazo que cubrirá el 25% del consumo total de energía de la compañía de bebidas mediante un PPA físico asociado a la producción de la planta solar que Enel Green Power España ha puesto en operación en Badajoz. El 75% restante se suministrará con Garantías de Origen Renovable e incluirá asesoramiento por parte de Endesa.

Eólica

Capital Energy fabrica las palas para tres parques eólicos en Andalucía

Gracias al contrato de suministro de aerogeneradores firmado en su día con General Electric, la planta de la empresa LM Wind Power en el municipio castellonense de les Coves de Vinromà, se está encargando de la fabricación de las palas de los aerogeneradores para tres parques eólicos que Capital Energy está construyendo en Andalucía: Loma de los Pinos, en la localidad sevillana de Lebrija; El Barroso, en Jerez de la Frontera (Cádiz); y Ayamonte,

en la localidad onubense homónima. Las tres instalaciones contarán con una potencia instalada conjunta de 88,5 MW. Loma de los Pinos será la primera en entrar en operación. Su puesta en marcha se producirá a lo largo del primer semestre de este año. El hecho de que estos componentes se fabriquen en España, a petición expresa de Capital Energy, es una muestra del compromiso de la compañía con el tejido industrial nacional.

Solar

Nexwell Power pone en marcha una planta FV de 89 MW en Ciudad Real

Nexwell Power ha comenzado a generar electricidad en su planta de Manzanares (Ciudad Real) de 89 MWp. La construcción de la planta, que comenzó en marzo de 2021, fue ejecutada por Metka, unidad de soluciones de ingeniería sostenible integrada en el grupo industrial griego Mytilineos. La financiación para el proyecto alcanzó los 52 millones de euros y corrió a cargo de Kommunalkredit, banco austriaco especializado en infraestructuras y energía.

El proyecto fue desarrollado inicialmente por Ibox Energy, compañía desarrolladora de plantas fotovoltaicas en España, incluida también en el paraguas de Nexwell Group -grupo de inversión cuyo objetivo es el impulso y adquisición de proyectos de renovables-, siendo éste el segundo de los proyectos adquiridos por Nexwell Power dentro del acuerdo de compra de 500 MWp suscrito entre ambas compañías -Nexwell Power con Ibox Energy-.

MEMBER OF
**Dow Jones
Sustainability Indices**
In Collaboration with RobecoSAM

edp



**ya llevamos 14 años
cambiando hoy el mañana**

**Changing
Tomorrow
Now**

edp.com





Raúl Morales
CEO de Soltec Power Holdings

Mañana es tarde para la transición energética

El tiempo se agota. Si bien es cierto que el proceso de la transición energética se ha acelerado en los últimos años, la realidad es que este cambio es aún demasiado lento para la celeridad que precisa. La Cumbre del Clima COP 26 ya ha instado a los gobiernos de todo el mundo a que aceleren sus procesos de descarbonización y fijen su neutralidad energética en carbono para el año 2050. Según la Agencia Internacional de Energía, para esta necesaria transición se necesitará un aumento de las inversiones en energía renovable de unos 4 billones de dólares anuales hasta 2030. Para ello, no solo es imprescindible que los gobiernos y las empresas del sector renovable se alién, sino que el compromiso de nuestros mandatarios sea real y no se quede en meras buenas intenciones.

Nos estamos enfrentando a uno de los mayores retos de los últimos siglos y, por eso, es tan importante una sinergia de fuerzas. Las empresas renovables no podemos hacerlo solas. Necesitamos del compromiso real de la Comisión Europea, los gobiernos nacionales y, por supuesto, de la sociedad. Es importante también que comprendamos que este cambio necesario no se puede realizar solo con ayuda estatal, sino que necesita del apoyo y comprensión de toda la sociedad civil. Como cualquier transición, el paso a la instauración de la energía limpia supondrá modificaciones en nuestro estilo de vida y en nuestros paisajes. Ningún cambio puede producirse sin sacrificios. Pero lo que debemos preguntarnos cuál es la opción, si valen la pena nuestros sacrificios por procurar la buena salud de nuestro planeta y cuáles serían las consecuencias de nuestra inacción. Es importante que comprendamos esto.

Algunos países como Estados Unidos están viviendo fuertes movimientos vecinales en contra del desarrollo tecnológico en favor de sus propios intereses, lo que se conoce como el movimiento NIMBY (*Not in my back yard* – no en mi jardín). Es fundamental que comprendamos las consecuencias que esta falta de solidaridad y visión de futuro puede tener en las generaciones venideras y, sin ir tan lejos, en los próximos años. Esa oposición a proyectos que pueden ser la clave para una efectiva transición energética a cambio de un beneficio individual puede tener consecuencias insalvables. El cambio de paradigma



energético es misión de todos nosotros y, por lo tanto, también implica la colaboración de todos nosotros.

Estos movimientos, además de provocar una fuerte desconfianza sobre el futuro de la energía, están desembocando también en procesos judiciales y moratorias que retrasan aún más la necesaria transición energética. Todo esto se suma al ya lento sistema de tramitación de plantas fotovoltaicas desechando un tiempo valioso que no tenemos. Como digo, necesitamos que todas las administraciones remen en la misma dirección que las empresas de energías renovables y en favor de la sociedad.

Cuando hablo de remar en la misma dirección y de un objetivo común me refiero también a la necesaria suma de fuerzas de todos los modelos de electrificación de energías renovables. La aclamada consigna de sustituir las plantas fotovoltaicas por instalaciones de autoconsumo en tejados no podría estar más lejos de la realidad. Y es que, para cumplir con los 37 GW que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima establece para cumplir con el objetivo de la Agenda 2030, solo 10,4 GW podrían cubrirse a través del autoconsumo, tal y como explica el estudio *Un millón de tejados*, del Observatorio de la Sostenibilidad. Debemos abogar por que los principales actores del sector apuesten por un modelo combinado, que impulse la sinergia entre todas las formas de instalaciones de energía renovable y, en particular, de energía fotovoltaica.



■

Las plantas ecovoltaicas reportarán un beneficio económico directo en las comunidades locales donde se instalen

■

Por supuesto, es comprensible la preocupación de los ciudadanos por la alteración de sus modelos de vida fruto de esta transición energética. Por ello, es importante que los proyectos garanticen el máximo impacto positivo en el entorno socioeconómico y medioambiental. En este sentido surgen conceptos que buscan impulsar la contribución de la industria a la sociedad, como es el caso de 'ecovoltaica', que engloba los criterios para catalogar a las plantas fotovoltaicas que cumplan con ciertos requisitos para garantizar la riqueza socioeconómica, de tal forma que no solo el ámbito privado se beneficie del desarrollo de las plantas solares. Una planta calificada como ecovoltaica debe diseñarse con el objetivo de integrar y beneficiar a las comunidades locales más próximas y minimizar el impacto medioambiental o la alteración del paisaje que pueda suponer su instalación.

Además de acciones como la plantación de pantallas vegetales para minimizar el impacto visual, la creación de corredores ecológicos o la sinergia con ganaderías o apicultores de la zona, creemos de vital importancia que estas instalaciones reporten un beneficio económico a las sociedades locales. La estimulación del empleo y la formación en las comunidades colindantes, la contratación de proveedores y el fomento de la economía circular son elementos claves para este nuevo modelo energético. Además, este tipo de plantas ecovoltaicas reportarán un beneficio económico directo a estas localidades mediante la cesión directa y gratuita del 1% de energía que genere la planta y la reversión de la bonificación del Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), para que estos municipios gestionen esos fondos como más lo necesiten.

Todos estos cambios son necesarios y posibles solo a través del compromiso y la acción de todos los sectores de la sociedad. Es un plan ambicioso, soy consciente de ello. Pero no debemos olvidar que estamos hablando del cambio de paradigma del sistema energético, de la reducción de la contaminación atmosférica que tantas vidas nos cuesta al año. Debemos aspirar a que conceptos como el de ecovoltaica sirvan para definir una práctica habitual en el modo de concebir las plantas solares, de forma que obtengamos un beneficio para el medioambiente y para la sociedad en su conjunto. El tiempo apremia y la inacción no es una opción. Debemos actuar y dar un paso adelante. Por nosotros, por las próximas generaciones y por el mundo que conocemos.

Eólica marina

Iberdrola invertirá cerca de 9.000 millones en eólica marina en EEUU

El grupo invertirá más de 10.000 millones de dólares (casi 8.800 millones de euros) en el desarrollo de tres complejos eólicos marinos en Massachusetts con los que hacer realidad el objetivo de Estados Unidos de alcanzar 30.000 MW de energía eólica en 2030. En esta región, Iberdrola está desarrollando 2.800 MW de eólica marina en tres proyectos distintos y una línea de interconexión de 1.200 MW para transportar energía hidroeléctrica desde

Canadá. En su conjunto, los proyectos de Iberdrola permitirán cubrir con energía limpia el 35% de la demanda eléctrica del estado, a la vez que contribuyen a crear unos 4.000 puestos de trabajo durante su construcción en los próximos años. Recientemente ha iniciado la construcción de Vineyard Wind One, el primer gran parque eólico marino del país. El proyecto, de 800 MW, está situado a unos 24 km al sur de la costa de Martha's Vineyard.

Eólica

Acciona Energía entra en Perú con un parque eólico de 131 MW

ACCIONA Energía abordará su primer proyecto en Perú con la construcción del parque eólico San Juan de Marcona, de 131,1 MW, en el departamento de Ica, y que supondrá una inversión cercana a los 160 millones de euros. Los trabajos de construcción comenzarán en abril y estará plenamente operativo a finales de 2023. La nueva instalación estará formada por 23 aerogeneradores con una potencia prevista de 5,7 MW que, anualmente, producirán energía

equivalente a 608 GWh, capaces de suministrar energía a 478.000 hogares peruanos. El parque de San Juan de Marcona evitará la emisión de unas 275.000 toneladas anuales de CO₂. Además, el proyecto formará parte del programa de Gestión del Impacto Social de ACCIONA Energía, que reinvierte una parte de los ingresos anuales de sus instalaciones para mejorar la formación, el bienestar y la gestión medioambiental de las comunidades donde opera.

Solar

X-Elio cierra la financiación para un proyecto solar en Japón

X-ELIO ha cerrado recientemente un acuerdo de financiación de más de 53 millones de dólares para su planta solar fotovoltaica de Sodegaura en Japón con Societe Generale e ING.

La financiación obtenida a través de este acuerdo se destinará a la construcción, explotación y gestión de la planta solar fotovoltaica de 16 MW de Sodegaura, situada en la prefectura japonesa de

Chiba, en la bahía de Tokio. Se espera que la planta fotovoltaica esté conectada a la red en el cuarto trimestre de 2022. Dicha instalación proporcionará más de 19 MWh de energía renovable al año, compensando más de 9.400 toneladas de emisiones de CO₂. Las obras de construcción, que comenzaron el pasado mes de agosto a cargo de Solarig Japan Services G.K., avanzan según el calendario previsto.

Hidrógeno

Octopus y BayWa r.e. aceleran en hidrógeno verde en Reino Unido

BayWa r.e. y Octopus Hydrogen han firmado un Memorando de Entendimiento (MOU) para la instalación de centros de producción de hidrógeno verde en Reino Unido.

Gracias a esta asociación estratégica, Octopus Hydrogen instalará electrolizadores, sistemas de compresión y soluciones de almacenamiento móvil de hidrógeno verde en parques eólicos y solares de BayWa

r.e. Se espera que aproximadamente entre el 30 y el 40% de la energía producida sea consumida directamente por los electrolizadores, mientras que la energía restante se volcará en la red.

En la actualidad, BayWa r.e. participa en varias iniciativas destinadas al desarrollo del hidrógeno verde como vehículo para alcanzar los ODS como, por ejemplo, la planta SinneWetterstof en Países Bajos.

Generamos **actitud verde** y **ahorro** para tu bolsillo

En la senda de nuestro **compromiso hacia la sostenibilidad y la concienciación social** con el medio ambiente, situamos al cliente como protagonista en esta transformación, abogando por **energías limpias y respetuosas** que ayudan a frenar el cambio climático.

LUZ | GAS | MANTENIMIENTOS | SOLUCIONES DE EFICIENCIA

aldro
energía

EL MEJOR
SERVICIO
DE ATENCIÓN
AL CLIENTE
DEL AÑO
2021

El 40% de las eléctricas europeas no abandonará el carbón hasta 2030

De las 21 empresas de servicios públicos analizadas, 16 se han comprometido a alcanzar cero emisiones netas en 2050, aunque solo 9 de ellas tienen un plan para eliminar el carbón en 2030. Respecto al gas, la totalidad de las empresas evaluadas operarán este tipo de plantas más allá de 2035.

Concha Raso. Fotos: iStock



Mina de carbón a cielo abierto en Queensland.

Europa se encuentra en medio de una rápida transición energética. En las próximas décadas, el sistema energético deberá pasar por una profunda revisión e importantes cambios a medida que la economía europea se electrifique y cumpla los compromisos climáticos europeos, como el Acuerdo Verde y alcanzar la neutralidad climática en 2050. En este proceso, las empresas eléctricas europeas jugarán un papel fundamental a la hora de descarbonizar sus carteras de electricidad de combustibles fósiles y acelerar su despliegue de energías renovables.

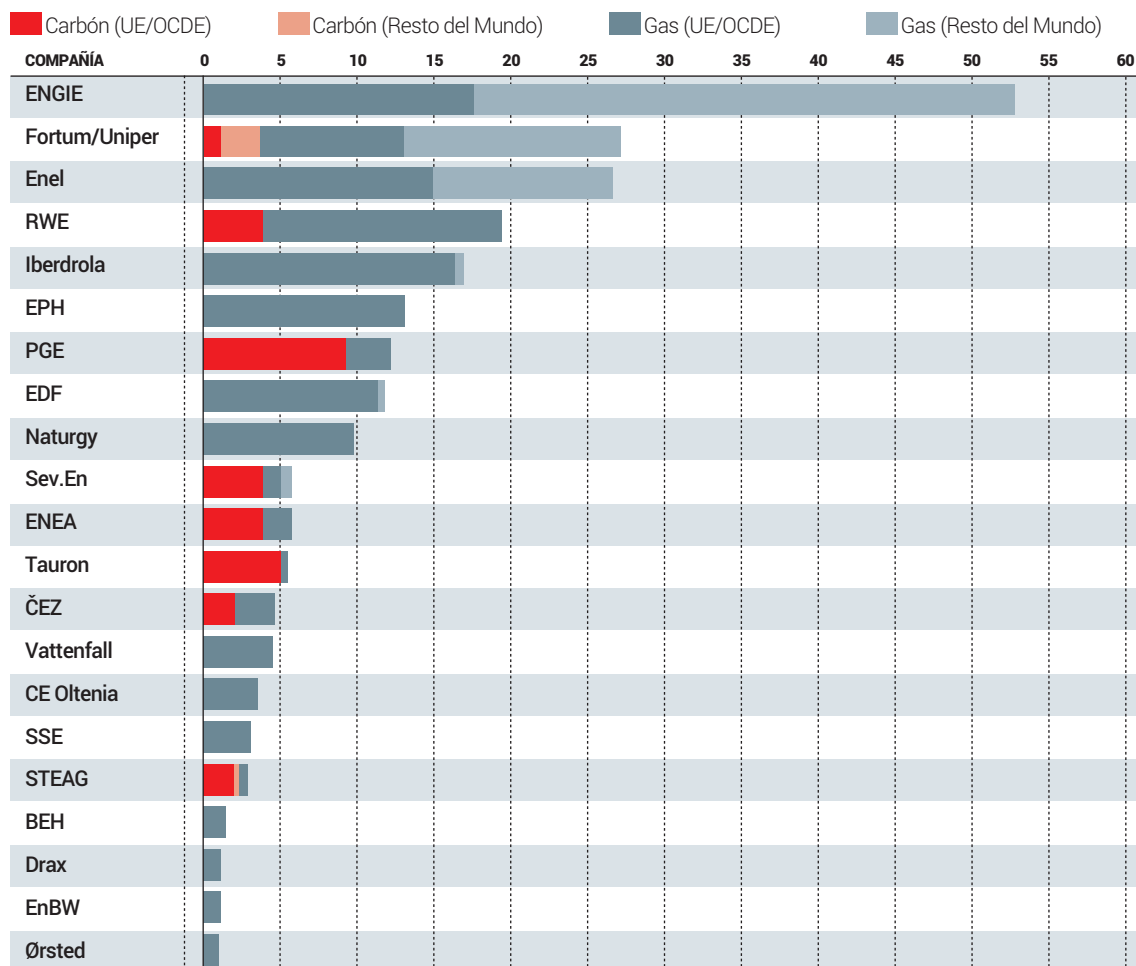
Sin embargo, un nuevo informe elaborado por Ember y Europe Beyond Coal concluye que los planes comerciales de transición a corto plazo de veintiuna empresas eléctricas europeas analizadas, no se corresponden con el nivel de ambición del informe *Net Zero Emissions* a 2050 (NZE) de la AIE para limitar el calentamiento global a 1,5°C.

Uno de los hitos que recoge el informe NZE respecto al carbón, es la eliminación gradual de este tipo de plantas en las economías avanzadas (UE/OCDE) para 2030 y en el resto del mundo en 2040, de manera que, dentro de ocho años, la generación total de carbón sea de 2.947 TWh y represente solo el 7,9% de toda la generación. A día de hoy, la capacidad global de carbón instalada de las 21 empresas de servicios públicos evaluadas en el informe es de 108 GW, que previsiblemente se reducirá hasta los 49 GW en 2030. Sin embargo, para alinearse con el objetivo de la AIE a 2030, el 95% de esta capacidad (102 GW) debería estar cerrada en esa fecha, de manera que solo quedarán 6 GW en el sistema para 2040.

Aunque dieciséis de las empresas evaluadas se han comprometido a alcanzar cero emisiones netas en 2050, solo nueve de ellas -Drax, Enel, EDF, ENGIE, Vattenfall, Ørsted, Iberdrola, Naturgy y SSE- tienen un plan de eliminación del carbón en 2030, mientras que seis -Enea, Fortum/Uniper, PGE, Sev.En, STEAG y Tauron- ni siquiera cumplen con el plazo global de 2040. No obstante, el informe muestra que las empresas eléctricas con activos de carbón en Alemania, Europa del Este y, en algunos casos,

Capacidad instalada de carbón y gas fósil a partir de 2035

GW



Fuente: Informe Empresas, Global Energy Monitor Coal and Gas Plant Trackers y Base de Datos Europe Beyond Coal.

elEconomista

Turquía, están teniendo dificultades para cumplir dicho objetivo.

Acabar con el gas fósil

La hoja de ruta cero emisiones de la AIE, señala que la descarbonización total del sector eléctrico se logrará en 2035 en las economías avanzadas y en 2040 en el resto de mercados. Para que esto suceda, la disminución del gas fósil junto con el carbón debe ser rápida. Sin embargo, según la información actualmente disponible, todas las empresas de servicios públicos evaluadas operarán centrales eléctricas de gas fósil en la UE/OCDE más allá de 2035.

Actualmente, las veintiuna empresas objeto del análisis tienen una capacidad instalada de gas fósil a nivel mundial de 181 GW, 118 GW de los cuales se encuentran en la UE/OCDE. Los autores del informe califican de "extremadamente decepcionante" la falta de transparencia y claridad en torno a la futura capacidad de generación de gas fósil, ya que, con frecuencia, no se proporcionan cifras de capacidad

o plazos específicos en relación a nuevas plantas de gas planificadas o conversiones de plantas de carbón.

La información recopilada procedente de informes disponibles públicamente y datos de servicios públicos, cifra en 23 GW la nueva capacidad de gas fósil planificada a nivel mundial, aunque la cifra podría ser mayor. El informe sugiere que las cantidades combinadas de los nuevos proyectos de gas, así como la capacidad existente, llevarían la capacidad de gas fósil instalada prevista para después de 2035 a 197 GW. Esta cantidad es igual a toda la capacidad de generación neta de electricidad en Italia, Bulgaria, Polonia y Rumanía. En las economías avanzadas, esta capacidad de gas posterior a 2035 será de 135 GW.

Una de las opciones para acabar con el gas fósil es sustituirlo por hidrógeno. Sin embargo, los planes actuales de capacidad de hidrógeno de las empresas de servicios públicos están a años luz de satis-

Los bancos destinan 1,5 billones al sector del carbón

El planeta se enfrenta a su mayor reto hasta la fecha: el cambio climático. Sin embargo, pese a todos los avisos y evidencias, los bancos e inversores siguen financiando la industria del carbón. Entre enero de 2019 y noviembre de 2021, las instituciones bancarias destinaron cerca de 1,5 billones de dólares a esta actividad. Media docena de bancos con sede en EEUU, China, Japón, India, Canadá y Reino Unido son responsables de casi el 50% del dinero canalizado a este tipo de empresas, mientras que más de 360.000 millones corresponden a préstamos realizados por 376 bancos comerciales, según las ONG climáticas Urgewald y Reclaim Finance. Además, 10 de esos 12 prestamistas son miembros de la Net Zero Banking Alliance de la ONU, una iniciativa liderada por el sector bancario que se compromete a alinear sus carteras con las emisiones netas cero para 2050. Las beneficiarias de estos préstamos forman parte de la Global Coal Exist List (GCEL), un conjunto de 1.032 empresas que representan el 90% de la producción mundial de carbón térmico y de la capacidad de combustión de carbón. Las japonesas Mizuho Financiacional, Mitsubishi UFJ Financiacional y SMBC Group son los principales prestamistas de la industria del carbón. El cuarto y quinto puesto lo ocupan Barclays y Citigroup.

facier incluso una fracción de la enorme capacidad de gas que hay actualmente en el sistema.

De las quince empresas de servicios públicos evaluadas que se refirieron a los planes de hidrógeno, siete proporcionaron volúmenes. El total asciende a 20 GW, la mayoría de los cuales son de hidrógeno azul en lugar de hidrógeno verde. Actualmente, no se espera que las turbinas que pueden generar electricidad usando 100% hidrógeno estén disponibles hasta 2030, de manera que el anuncio de cualquier empresa sobre hidrógeno, aún no contribuye a la descarbonización en la escala necesaria.

Despliegue de renovables

El modelo de cero neto de la AIE implica la transición rápida y sustancial de energía renovable, lideradas por las energías eólica y solar. Estas tecnologías serán las responsables de triplicar la generación renovable en 2030 y aumentarla en más de ocho veces para 2050. De la nueva generación de electricidad limpia desde ahora hasta 2040, se espera que el 75% provenga solo de las energías eólica y solar.

Actualmente, los activos solares y eólicos de las empresas eléctricas evaluadas tienen una capacidad instalada de 88 GW, el 53% de los cuales se encuentran en la UE27 y el Reino Unido. La generación eólica y solar de estas empresas se cuadruplicará hasta los 428 GW en 2030, ya que muchas empresas de servicios públicos multiplicarán su capacidad eólica y solar existente. Si bien esto parece alentador, el nivel de compromiso de las empresas de servicios públicos varía ampliamente y la tasa actual de implementación no corresponde al mínimo requerido a la hora de expandir la capacidad eólica y solar al menos seis veces en tamaño.

En términos absolutos, Iberdrola, Enel y Engie están muy por delante de sus competidores, aunque también destacan Ørsted y EDF como las únicas empresas de servicios públicos que traerán energía eólica y solar al mercado a una escala compatible con el informe NZE de la AIE; concretamente, Ørsted verá un aumento de diez veces y EDF de casi siete veces. Todo lo contrario que CE Oltenia, Drax y Sev.En, que aún no han comenzado a construir energía eólica o solar en 2020. Un asunto preocupante si tenemos en cuenta que algunas de estas empresas operan en países de Europa del Este, donde la eliminación del carbón se está produciendo rápidamente y donde es de gran importancia superar el aumento en la generación de gas fósil.

La capacidad instalada de las empresas eléctricas en eólica y solar será de 428 GW en 2030

La biomasa también aparece reflejada en el informe. Entre las empresas eléctricas evaluadas, varias de ellas tienen generación que utiliza biomasa como combustible, aunque la AIE recomienda que la demanda se concentre solo en aquellos sectores que son difíciles de electrificar o requieren una fuente de energía renovable despachable de bajo costo. En términos absolutos, las mayores flotas operativas alimentadas con biomasa son propiedad de Drax y Ørsted, seguidas por RWE y EPH. Es importante señalar que muchas de las empresas evaluadas utilizan biomasa para la producción de calor, aunque se espera que las mayores adiciones de capacidad de biomasa sean las planificadas por Engie. La mayoría de las empresas de servicios públicos no han revelado sus planes futuros y el uso de biomasa podría ser mucho mayor.

Parque eólico.





COMPROMISO CONTIENE LA C DE CEPSA

Estamos en la energía de hoy, y trabajando en la del mañana, comprometidos con la transición energética y apostando por el desarrollo sostenible.



CEPSA

Tu mundo, más eficiente.

**Javier Sanz**

Responsable del área de Energías Renovables de EIT InnoEnergy

El resurgir de la industria solar española: ahora o nunca

Haciendo un rápido recorrido durante los dos últimos años en materia de energía solar, en 2020 se produjo un auge en la demanda de esta energía en Europa, con 18,2 gigavatios de nueva capacidad instalada, un 11% más que al año anterior. Son cifras especialmente significativas teniendo en cuenta que, ni tan siquiera un contexto de pandemia, ha podido frenar su crecimiento. Se trata de un claro indicio del impulso de la transición energética en todo el continente, alimentado, entre otras cosas, por una mayor conciencia social.

Pero existe un problema central que es la dependencia de la UE de las importaciones de módulos fotovoltaicos procedentes, especialmente, de China. Un claro ejemplo: mientras que un 24% de todas las instalaciones mundiales en 2019 tuvieron lugar en la UE, solo el 2% de los paneles instalados se fabricaron aquí.

Según *Bloomberg*, solo en el primer semestre de 2020, la UE importó de China módulos solares por valor de unos 3.200 millones de dólares. Estas cifras ilustran las dependencias a las que nos enfrentamos en el proyecto del siglo, la transición energética, y la consiguiente descarbonización de nuestra industria. No hace falta mucha imaginación para darse cuenta de la explosividad geopolítica de esta dependencia de las importaciones cimentada durante décadas.

Como líderes en la expansión de las renovables, nuestra industria no debería depender de las importaciones. Solo por autonomía estratégica europea, es imperativo un rápido renacimiento de nuestra industria solar, pero existen, además, otras razones.

La industria europea solar floreció hace 20 años y hoy es sólo una sombra de lo que fue. En China, se introdujo mediante enormes subvenciones estatales y pronto sus capacidades de producción se ampliaron. Estos incentivos estatales, combinados con unos costes de producción más bajos, rompieron precios en el mercado mundial y los módulos solares europeos dejaron de ser competitivos.

Sin embargo, con la migración de la producción no solo se perdió la creación de valor económico y numerosos empleos, sino también la transparencia en la ca-



dena de suministro. Ahora es más difícil constatar si se cumplen las normas medioambientales y sociales obligatorias, especialmente en China. Una política climática europea basada en el objetivo de alcanzar la neutralidad climática en 2050 no puede permitírselo. Hay que conseguir que la creación de valor solar vuelva a localizarse aquí y que se alinee de forma coherente y transparente con los estándares sociales y de sostenibilidad del *Green Deal*.

Con este objetivo, a finales de febrero del pasado año se puso en marcha la *Iniciativa Solar Europea* (ESI) bajo la dirección de EIT InnoEnergy y Solar Power Europe. Su objetivo es desarrollar rápidamente la industria fotovoltaica europea en todas las fases, desde la extracción de materias primas hasta la producción de células y el reciclaje. Además de una interacción entre la industria, la investigación y la política, se requerirán inversiones mínimas de 400.000 millones de euros en los próximos 30 años. Por ello, uno de los principales focos de la iniciativa es la realización de proyectos industriales a gran escala y, para ello, se ha creado una plataforma de inversión paneuropea.

Hay mucho por hacer y hay que hacerlo rápido. Según las previsiones más conservadoras, en el año 2050 se crearían en Europa unos 400.000 puestos de trabajo adicionales, directos e indirectos, al recuperar el valor añadido del sector. En el extremo más optimista, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) supone que una estrategia solar ambiciosa crearía casi 630.000 puestos de trabajo en el mismo periodo. El impulso económico también sería enorme, añadiendo anualmente unos 40.000 millones de euros en el PIB europeo durante las próximas tres décadas.



■

España debería desarrollar un modelo industrial propio para fortalecer la industria solar europea

■

Si España asume un papel relevante en el proceso de descarbonización europeo a través de los compromisos del Plan Nacional de Energía y Clima, debería también desarrollar un modelo industrial propio para fortalecer la industria solar europea.

Los propios fondos de recuperación europeos representan una oportunidad única para que esa transformación industrial cimente una base sólida de creación de riqueza y puestos de trabajo. Por lo tanto, es importante definir rápidamente paquetes de medidas concretas que creen un marco fiable en la industria y que impliquen a los ciudadanos.

Uno de ellos, podría estar dirigido a la creación de un programa de autoconsumo, que al mismo tiempo, enviaría una señal vinculante a los fabricantes y fomentaría la imitación a nivel paneuropeo.

Nada de esto debe entenderse como una llamada al proteccionismo europeo en el sector solar. El mercado es grande para todos. Las simulaciones actuales suponen que la fotovoltaica se convertirá en la fuente de energía más importante del mundo en las próximas dos décadas, con más de 3.000 o incluso más de 4.000 GW de capacidad instalada, según el escenario. En este sentido, se trata de equilibrar mejor la creación de valor a nivel regional en un enorme mercado de crecimiento mundial.

En definitiva, las oportunidades de la reconstrucción en Europa de una cadena de valor solar sostenible son evidentes. Una industria europea fuerte, que produzca los módulos más eficientes y sostenibles del mundo, puede convertirse en la piedra angular del crecimiento verde.

Ha llegado el momento de tomar decisiones urgentes en política económica si queremos estar al frente de este sector clave en el futuro. España está preparada para liderar su reactivación dentro del proceso de descarbonización europeo. Tenemos todo lo necesario para que esta fuente de energía sea uno de los pilares fundamentales de las sostenibles.

Biomasa

Ence produjo más de 1,4 millones de MWh de energía renovable en 2021

Ence Energía generó el pasado año la energía renovable suficiente para cubrir las necesidades eléctricas de más de 1,2 millones de personas en España. Gracias a la actividad de las 8 plantas que la empresa tiene en Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha, produjo más de 1,4 millones de MWh de energía renovable obtenida a partir de biomasa. Ence Energía cuenta con plantas en las localidades de Huelva, Jaén, Córdoba, Ciudad Real y Mérida. Su ac-

tividad representa un importante motor económico para estas provincias, ya que no solo aporta empleo sostenible y de calidad, sino que constituye una palanca de crecimiento para el entorno rural. En esta línea, cada megavatio instalado para biomasa sostiene 25 puestos de trabajo directos, indirectos e inducidos -según datos de APPA-, lo que eleva el impacto social de la actividad energética de estas ocho plantas hasta los 6.650 empleos en España.

Acuerdo

EDP firma un acuerdo con Fenitel en solar fotovoltaica

Ambas compañías han firmado un acuerdo por el que se comprometen a potenciar la relación entre EDP Solar y las empresas instaladoras e integradoras de telecomunicaciones en España asociadas a la Federación Nacional de Instaladores e Integradores de Telecomunicaciones (FENITEL), promoviendo la puesta en marcha de instalaciones fotovoltaicas. Gracias a este acuerdo, rubricado por Fernando Huerva, presidente de FENITEL y Gabriel Nebre-

da, director de EDP Solar, las dos entidades colaborarán en la formación y reciclaje de las empresas instaladoras de telecomunicaciones y potenciarán la creación de Comités de Trabajo Consultivos. Según Nebreda, "el desarrollo del autoconsumo solar representa un motor de desarrollo económico para el país. Con este acuerdo, se fomenta la capacitación, crecimiento y seguridad de los instaladores que desean unirse a la revolución solar".

Autoconsumo

Powen y Banco Santander se unen en autoconsumo

POWEN ha llegado a un acuerdo estratégico con Banco Santander para facilitar a sus clientes, empresas y particulares, la transición hacia un consumo de energía más limpia a través de soluciones basadas en el autoconsumo solar. POWEN ofrece un servicio personalizado e integral que cubre desde el diseño e ingeniería hasta la instalación, el mantenimiento y la tramitación de cualquier gestión administrativa, incluidas subvenciones. Por su parte,

Banco Santander completa la propuesta de valor con una solución de *leasing* con las mejores condiciones del mercado. Tras un proceso de integración previa y total en sistemas y procesos a través de una prueba piloto en 14 sucursales en Andalucía, ya se puede acceder a este servicio desde cualquier sucursal de la red nacional del banco para cualquier tamaño de empresa y, próximamente, también para clientes residenciales.

Eólica

Vestas Daimiel incorpora la pala V136 a sus líneas de producción

La fábrica de Vestas en Daimiel ha anunciado su intención de comenzar a producir palas eólicas del modelo V136 antes de fin de año. El nuevo proyecto se unirá a las líneas de producción de los modelos V126, V150 y EnVentus V150, actualmente fabricados en la planta.

La pala V136, de más de 65 metros de largo, forma parte de los aerogeneradores V136-3.45 MW y V136-

4.2 MW, dos de los modelos más vendidos de Vestas, con más de 13 GW instalados en todo el mundo. En septiembre de 2021, la compañía lanzó la nueva variante V136-4.5 MW, una actualización de estos modelos diseñada para producir un 3% más de energía al año con los mismos niveles bajos de ruido. El proyecto productivo de la pala V136 se lanzará en el marco del PERTE ERHA, impulsado por el MITECO.



good new energy

Así es nuestra energía. Así somos.

Somos **good** porque desde hace 50 años contribuimos al bienestar de las personas, operando infraestructuras de gas natural de manera segura y eficiente.

Somos **new** porque innovamos y desarrollamos nuevos servicios y soluciones para una energía cada vez más competitiva.

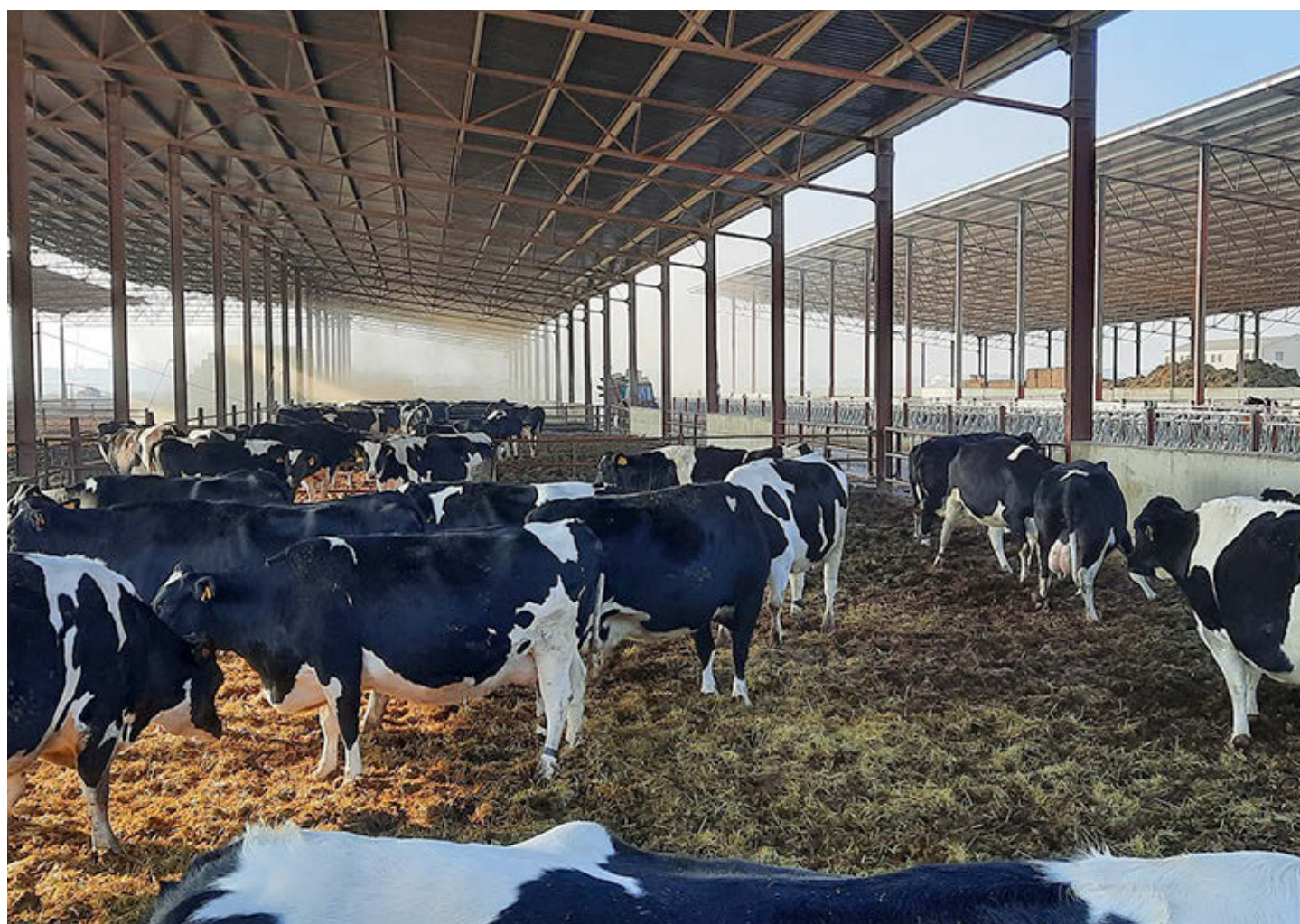
Somos **energy** porque trabajamos con ganas e ilusión y con una de las energías más limpias para un futuro sostenible.

Líder mundial de su sector en el Dow Jones Sustainability Index en 2019.

| Globales | | Sostenibles | | Innovadores |

enagas.es





Explotación ganadera Torre Santamaría.

Biometano procedente de residuos ganaderos en la red de gas

Los 26 GWh de biometano procedentes de las 73.000 toneladas anuales de residuos que generan las 2.300 vacas de la granja Torre Santamaría, en Lleida, han comenzado a inyectarse en la red de gas de Nedgia. Este hito ha sido posible gracias a la firma con Axpo del primer PPA de biometano a largo plazo.

Concha Raso. Fotos: eE

La granja Torre Santamaría, dedicada a la producción y comercialización de leche con sede en Vallfogona de Balaguer (Lleida), lleva más de una década a la vanguardia en temas medioambientales. En 2011, esta empresa familiar instaló una planta de biogás capaz de descomponer el estiércol generado por sus vacas y abastecer las necesidades de electricidad, calefacción y agua caliente de la propia granja.

Diez años después, la granja leridana Torre Santamaría se ha convertido, por un lado, en la primera explotación ganadera en España en producir biometano a partir de los excrementos que generan sus más de 2.300 vacas lecheras, capaces de producir 24 millones de litros de leche al año y, por otro lado, también en la primera de este tipo en inyectar el biometano directamente en la red de gas.



Momento del evento de inauguración de las instalaciones.

Todo un ejemplo de economía circular en la región de Cataluña, una zona de gran producción agraria, con 8 millones de cerdos, 700.000 piezas de ganado bovino y 38 millones de aves que generan, entre todas, unos 17 millones de toneladas de purines.

Este proyecto pionero, en el que se han invertido cerca de 4 millones de euros, podría servir de espejo para que otras granjas ganaderas, ubicadas en cualquier punto del país, valoricen el estiércol y purines que generan con fines energéticos, lo que ayudaría a aliviar las secuelas medioambientales derivadas de su actividad, ya que este tipo de residuos generan un impacto muy negativo en suelos, acuíferos y en la atmósfera con la emisión de metano.

Una de las empresas que ha contribuido a la viabilidad del proyecto es Axpo Iberia. La compañía con sede en Suiza, que en 2015 se convirtió en el primer operador en comercializar biometano en España, es la encargada de inyectar a la red gasística de Nedgia los 26 GWh de gas renovable al año procedente de las 73.000 toneladas anuales de residuos orgánicos (unas 200 toneladas al día) que se generan en la granja.

Este hito ha sido posible gracias a la firma con Axpo del primer acuerdo de compraventa de biometano a largo plazo en España, en una firme apuesta por un combustible de origen 100% renovable que contribuirá al cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad marcados por Europa para 2030.

Descripción del proceso

Los residuos semilíquidos que genera esta explotación ganadera -2.300 vacas de leche, 1.800 reposición y algún centenar de terneros de engorde-, se recogen en las propias balsas de la granja y se bombean hasta el primer tanque de homogeneización donde, mediante una pala cargadora, se mezclan con la parte sólida del estiércol y restos de productos alimentarios de las vacas no aptas para su uso. Con esta acción, se busca el incremento de la Materia Seca hasta el 11-12% y se alimenta de forma

26 GWh

Es la producción anual de biometano y la inyección en red de la planta Torre Santamaría

secuencial en los digestores.

Dentro de los digestores se produce la digestión anaeróbica y la generación del biogás. La tasa de reducción de la materia volátil es del 75% y los sustratos están una media de 40-50 días de retención dentro. Este gas se almacena en los gasómetros que hay en la parte superior del digestor y, mediante una soplante, se realiza la transferencia del biogás hasta la zona de tratamiento.

La planta produce cerca de 6 millones de Nm³ de biogás al año, el 25% del cual se destina a autocon-

sumo. Su consumo térmico es de 2,7 GWh al año y el eléctrico de 1,3 GWh al año.

La tecnología escogida para realizar la purificación del metano es mediante membranas. Primero se realiza un lavado con agua para absorber todos los contaminantes que pueden ser solubles y que vienen del proceso de digestión. Posteriormente, se cruzan unos filtros de carbón activo que acaban asegurando que ningún contaminante pueda llegar a la zona de las membranas.

Las membranas se encargan de la separación del metano (CH₄) del dióxido de carbono (CO₂). Como el tamaño de las moléculas de ambos componentes es diferente, se consigue la separación de éstas en dos flujos. A partir de aquí, la corriente de metano, con una concentración superior al 98%, se envía a la unidad de regulación y control para su posterior inyección en la red de gas.

Marco regulatorio para el biometano

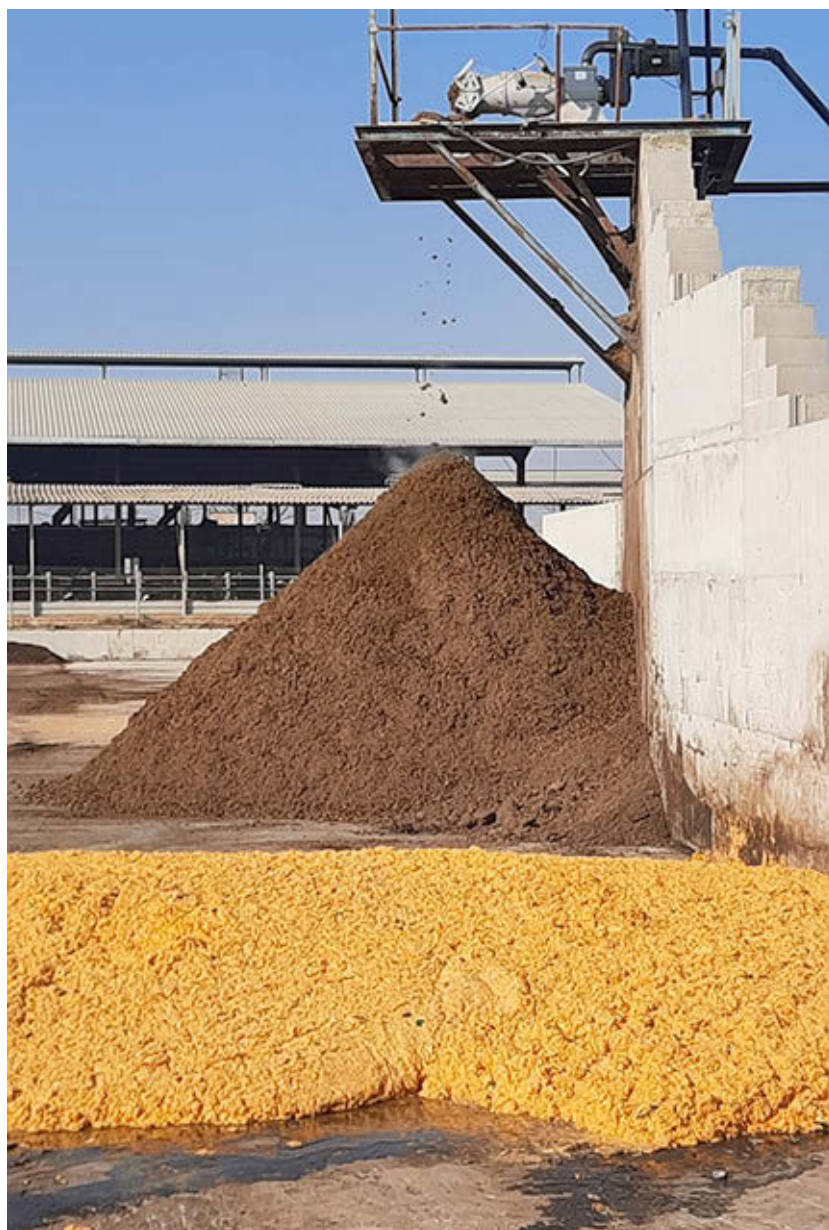
En la última cumbre climática de Glasgow se firmó un compromiso por parte de más de 100 gobiernos, incluido el español, para reducir este tipo de emisiones. "Destinar a segundos usos energéticos los residuos orgánicos del ganado ayudaría, en gran me-

El proyecto, desarrollado por Axpo, ha contado con una inversión de 4 millones de euros

da, a aliviar las secuelas medioambientales derivadas de su actividad", señaló Ignacio Soneira, director general de Axpo.

El primer espada de la comercializadora aprovechó el acto de inauguración de estas instalaciones para reclamar la ayuda de las administraciones locales y autonómicas "en facilitar e incentivar este tipo de proyectos, que ya han demostrado su viabilidad tecnológica y su eficacia", y para pedir un marco regulatorio "que permita crear un mercado propio de biometano en nuestro país, sin necesidad de comercializar esta energía verde fuera de nuestras fronteras", afirmó.

Un apoyo que, sin duda, ayudará al despliegue de un sector que ha tenido un desarrollo prácticamente testimonial, con tan solo 5 plantas de biometano en explotación, en comparación con otros países de Europa, como Francia y Alemania, donde el número de plantas supera las 300 y 240, respectivamente. Según GASNAM, antes de que acabe 2022 España contará con 12 plantas de biometano en explotación y habrá otras 30 en proyecto. Las previsiones para 2024 arrojan la cifra de 64 plantas de biometano en explotación, que generarán una potencia total de 2.077 GWh/año frente a los 162 GWh/año actuales.



Residuos para la producción de biometano.



Instalaciones para la producción de biometano.

Grupo Alibérico se suma al autoconsumo

La compañía ha puesto en marcha su primera instalación fotovoltaica para autoconsumo en la fábrica RedBOND Composites en Alicante. La cubierta solar está integrada por 980 paneles solares que suman 446 kW de potencia.

elEconomista. Foto: eE

Alibérico, primer grupo privado familiar español y europeo fabricante de productos semi-transformados de aluminio, ha completado la conexión de su primera instalación de cubierta solar fotovoltaica para autoconsumo en la fábrica de su filial RedBOND Composites, ubicada en Alicante, para cubrir parte de su suministro eléctrico. Esta iniciativa se une al conjunto de mejoras que el Grupo ha llevado a cabo en RedBOND desde que ésta última iniciara su actividad en 2012, y que ha supuesto la creación de riqueza económico-social en la zona.

La instalación consta de 980 paneles solares, con una potencia de 445,90 kW, y con la que Alibérico espera obtener unos beneficios medioambientales equivalentes a evitar la emisión de 200 toneladas/año de CO₂ a la atmósfera y a la plantación de 400 árboles.

Esta inversión se enmarca en el Plan de Sostenibilidad del Grupo Alibérico que, en 2022, se centra en potenciar la Economía Circular y la reducción drástica de emisiones de CO₂, y certifica el compromiso del Grupo con los Objetivos de Desarrollo Sostenible de Naciones Unidas. En concreto, la acción llevada a cabo en RedBOND armoniza con el ODS 7

(energía asequible y no contaminante) y el ODS 13 (compromiso con el clima).

“El propósito de Alibérico es cuidar a las personas y el medioambiente con soluciones avanzadas en aluminio, un material infinitamente reciclable. Nuestra cultura, basada en la mejora continua y el respeto por el medio ambiente, han hecho de nuestra marca un referente de la sostenibilidad industrial y, por esa senda, seguiremos avanzando en los próximos años”, ha señalado Clemente González Soler, presidente del Grupo Alibérico.

La instalación solar evitará la emisión de 200 toneladas al año de CO₂ a la atmósfera

Cubierta Solar, especializada en instalaciones fotovoltaicas, ha sido la empresa en la que han confiado Alibérico y RedBOND para llevar a cabo el análisis, diseño e instalación de este autoconsumo. Actualmente, esta misma empresa trabaja en el análisis de las necesidades del Grupo de cara a trasladar estas inversiones al resto de sus fábricas.



Cubierta solar fotovoltaica RedBOND Composites en Alicante.

Precios de los carburantes



	España	Austria	Bélgica	Bulgaria	Chipre	Rep. Checa	Croacia	Dinamarca	Estonia
GASOLINA	1,575€	1,470€	1,684€	1,264€	1,403€	1,513€	1,528€	1,897€	1,648€
DIÉSEL	1,462€	1,457€	1,748€	1,285€	1,468€	1,475€	1,537€	1,655€	1,496€

Los precios de los carburantes siguen disparados y sin freno

El encarecimiento del petróleo y la crisis entre Rusia y Ucrania han llevado a máximos los precios en Europa. En España, un litro de gasolina cuesta cerca de 1,6 euros.

Concha Raso.

Panel de una estación de servicio en Madrid. EFE

Ha- cer frente a la cuesta de enero este año ha sido una auténtica proeza. A los elevados precios de la luz y del gas, que siguen disparados, se han vuelto a unir los altos precios de los carburantes, cuyo ascenso comenzó en noviembre de 2020. En lo que llevamos de año, han recuperado la senda alcista tras la tregua de diciembre de 2021, cuando encadenó hasta cinco semanas consecutivas de caídas. Los expertos creen que esta tendencia alcista se mantendrá unos meses más.

Según el Boletín Petrolero de la Unión Europea, el precio medio del litro de gasolina sin plomo de 95 en España, en la tercera semana de febrero (fecha de cierre de la edición), ha sido de 1,575 euros, una cifra que supera los 1,510 euros que se alcanzaron de media en enero, y que supone su nivel más alto desde septiembre de 2012. En el caso del gasóleo de automoción, el precio medio también ha subido hasta los 1,462 euros el litro, superando los 1,388 euros que se alcanzaron de media el mes anterior, y su nivel más alto desde octubre de 2012.



Precios de los carburantes



	Finlandia	Malta	P. Bajos	Polonia	Portugal	Rumanía	Eslovaquia	Eslovenia	Suecia
GASOLINA	1,929€	1,340€	2,048€	1,168€	1,801€	1,364€	1,538€	1,382€	1,819€
DIÉSEL	1,852€	1,210€	1,748€	1,178€	1,648€	1,354€	1,443€	1,422€	2,042€

A la vista de estos datos, llenar un depósito de gasolina de 55 litros en la semana del 14 de febrero ha supuesto para los usuarios un desembolso de 86,62 euros, concretamente 17,4 euros más que hace un año cuando el litro de gasolina se pagaba a 1,258 euros. Por su parte, repostar los mismos litros de gasóleo ha costado 80,41 euros, casi 18 euros más que en febrero de 2021 cuando el precio del gasóleo se pagaba a 1,140 euros.

Por Comunidades Autónomas (no tenemos en cuenta a Baleares, Canarias, Ceuta y Melilla) el precio más alto de la gasolina en enero se registraba en el País Vasco (1,544 €/lt), Madrid (1,538 €/lt) y Asturias (1,521 €/lt), según datos del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, mientras que las regiones con el precio de la gasolina más barato eran Murcia (1,480 €/lt), C. Valenciana (1,496 €/lt) y Navarra (1,497 €/lt). En el caso del gasóleo, las zonas con los precios más elevados el pasado enero fueron País Vasco (1,427 €/lt), Madrid (1,418 €/lt) y Galicia (1,406 €/lt), mientras que los más económicos se registraban en Murcia (1,356 €/lt), Aragón (1,366 €/lt) y C. Valenciana (1,367 €/lt).

La escalada de los precios de los carburantes está afectando seriamente a la economía de las familias y provocando un sobrecoste anual al sector del transporte por carretera de más de 2.000 millones de euros adicionales. Con el objetivo de suavizar esta situación, la Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEES) ha solicitado una rebaja temporal del 21% al 10% en el IVA que grava estos combustibles. Este descenso supondría, por ejemplo, un ahorro de más de 8.600 euros anuales para un camión de transporte internacional.

Causas de la subida

Los expertos apuntan que son varias las razones que han provocado la subida de los precios de los carburantes, tanto en España como en Europa. Una de ellas es la recuperación económica tras la evolución de la pandemia, que ha provocado un aumento significativo del nivel de consumo. Otra es el encarecimiento de los precios del petróleo que, en el último año, han subido más de un 50%. La cotización más alta se alcanzó el pasado 14 de febrero, cuando el barril de Brent, de referencia en



Persona repostando en una estación de servicio. Getty

Europa, superaba los 96 dólares, acercándose a sus máximos de hace siete años. Ese mismo día, el barril WTI, de referencia en Estados Unidos superaba los 95 dólares.

Las tensiones provocadas por la crisis entre Rusia y Ucrania es otra de las razones de la escalada de los precios. La especulación de que el petróleo ruso pueda sufrir embargos si finalmente se produce el conflicto

Llenar un depósito de gasolina en España cuesta unos 18 euros más que hace un año

bélico, ha añadido tensión a los precios. Rusia exporta una cantidad considerable de hidrocarburos a Alemania y supone también el 10% del suministro de crudo a España. Aunque en los últimos días el barril de Brent ha registrado un ligero retroceso, los expertos apuntan que su precio alcanzará los 100 dólares. Al mismo tiempo, la escasez de oferta sigue siendo una preocupación mundial y los indicios de que la OPEP+ esté dispuesta a producir más, parecen alejados.

Energía

elEconomista.es

Precios de los carburantes



	Francia	Alemania	Grecia	Hungría	Irlanda	Italia	Letonia	Lituania	Luxemburgo
GASOLINA	1,781€	1,806€	1,865€	1,343€	1,769€	1,835€	1,559€	1,497€	1,553€
DIÉSEL	1,699€	1,666€	1,607€	1,343€	1,689€	1,708€	1,420€	1,448€	1,500€

A pesar de estos niveles, el precio de la gasolina en nuestro país está por debajo de la media de la Unión Europea, situada en la tercera semana de febrero en 1,701 €/litro, así como de la zona euro, con un precio medio de 1,780 €. En el caso del diésel sucede algo parecido, ya que el precio medio en la UE es de 1,583 euros el litro y de 1,637 euros en la zona euro.

El GLP y el GNC también suben

A las subidas de la gasolina y del gasóleo, también hay que sumar los precios de otros combustibles, como el GLP y el GNC. Concretamente, el gas natural comprimido (GNC) ha subido casi un 130% en enero de este año respecto al precio que se pagaba hace un año por las mismas fechas, pasando de costar 0,845 €/kg a 1,929 €/kg, tal y como ha señalado la OCU. Si en 2021 recorrer 100 kilómetros en un coche con GNC costaba 3,8 euros, con los precios actuales su coste asciende a casi 9 euros, lo que significa que repostar un coche con GNC cuesta ahora más del doble que hace un año.

El GNC ha subido un 130% en un año. Recorrer 100 km cuesta 9 euros, 5 euros más que en 2021

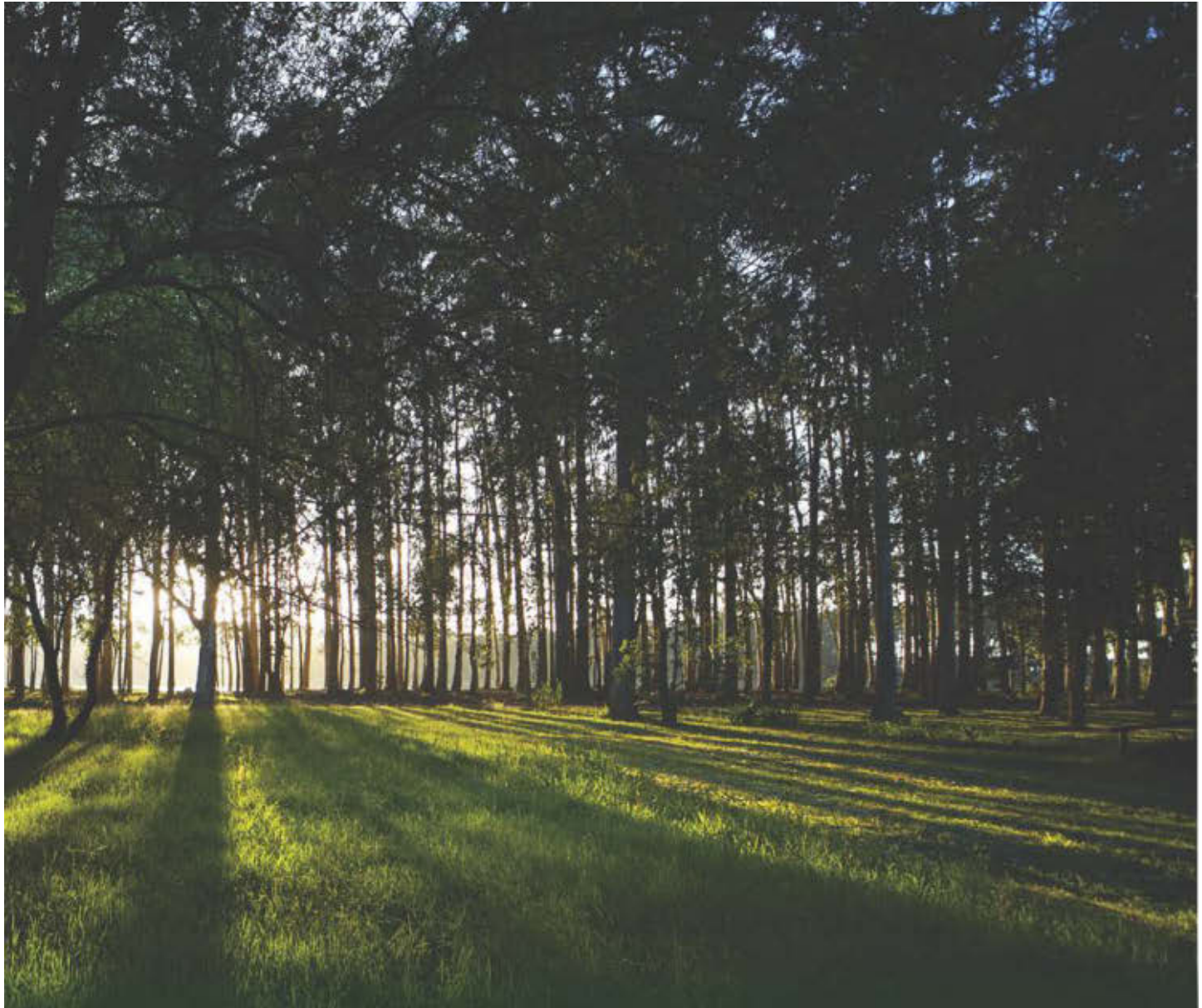
El gas licuado de petróleo (GLP) también ha experimentado un importante incremento, concretamente del 25% en solo un año. En enero del año pasado su precio medio fué de 0,674 €/litro, mientras que en enero de este año ha alcanzado los 0,844 €/litro.

Esta situación está provocando que autónomos, empresas y particulares que, en su día, apostaron por adquirir vehículos propulsados por gas natural, se encuentren en la actualidad en una situación complicada ante la brutal subida del precio del gas vehicular. Actualmente, son más de 32.000 los vehículos existentes en España propulsados por gas natural, de los cuales más de 10.000 son vehículos de transporte pesado.

Esta situación ha llevado a que varias asociaciones del sector, entre las que se encuentran Fenadismer, Gasnam, Anave y Astic, hayan pedido al Gobierno un plan de emergencia con medidas de choque que permitan la supervivencia de los autónomos y empresas afectadas.



Estación de repostaje de GNC de Redexis. EE



CULTIVAMOS UN MUNDO MEJOR PARA TODOS

Porque somos líderes en gestión integral y responsable de superficies forestales, ayudamos a mitigar el cambio climático, a prevenir incendios, crear empleo rural y cuidar nuestros bosques.

Porque somos el primer productor de Europa de celulosa de eucalipto de la mayor calidad, necesaria para fabricar productos que hacen más fácil nuestra vida diaria.

Porque somos el primer productor de energía con biomasa de España, la mejor energía renovable.

Trabajamos con la naturaleza, por eso la sostenibilidad es una prioridad para Ence.





José Lindo
Chief Impact Officer en ClimateTrade

La taxonomía verde apuesta por el cortoplacismo

La taxonomía verde presentada por la Comisión Europea el 2 de febrero incluye como verdes las inversiones en energía nuclear y gas como fuentes de energía "sostenibles". Este anuncio ha causado mucha polémica en los círculos ecologistas, que esperaban de la taxonomía un compromiso claro por las energías renovables incuestionables, como son la solar y la eólica.

Francia, Finlandia o República Checa son algunos de los países que presionaron a la Comisión Europea para que incluyera estas fuentes de energía, que tienen mucho peso en su *mix* energético y su economía. Sin embargo, para España, un país que depende poco de la energía nuclear y que, además, tiene recursos naturales ventajosos para transicionar sus fuentes energéticas de las fósiles hacia la solar y eólica, esta taxonomía verde es un golpe. Pocos días después del anuncio, el Ministerio para la Transición Energética publicó un comunicado oficial exponiendo que esta estrategia "no tiene sentido y manda señales erróneas para la transición energética en el conjunto de la UE".

Aunque la taxonomía no es un instrumento de política energética para los estados miembros, que serán soberanos en su *mix* energético, sí es un etiquetado, una serie de criterios que indican a los grandes inversores qué inversión es verde y cuál no. Sin incluir nuclear y gas, todos los fondos se hubieran redirigido al mercado de energías renovables y lo hubieran hecho disparar hasta el compromiso cero emisiones en 2050. El gas y la nuclear ni son neutrales ni son verdes, pero permiten la transición si el enemigo es el carbón y es precisamente en este cortoplacismo donde está posicionada la Comisión Europea. "Las entidades financieras no van a juzgar ni a posicionarse mientras sea una actividad legal -y bendecida por el ejecutivo de Bruselas- dentro de la piedra angular del plan de finanzas sostenibles que es la Taxonomía europea de finanzas sostenibles", me confirman Luis López-Cózar Álvarez, socio director de Azentúa y Tomás Conde, director de ESG & Sustainable Finance de N-World, los *partner* de taxonomía de ClimateTrade.



Por otro lado, se espera que estos flujos financieros ayuden a los sectores de la nuclear y del gas a reducir aún más su impacto ambiental y a encontrar soluciones sostenibles a sus problemas de residuos.

Siendo realista, entiendo la presión bajo la cual la Comisión Europea ha tenido que tomar esta decisión. Como apunta N-World/Azentúa, "el actual *mix* energético europeo tiene hoy un alto componente nuclear y todos somos conscientes de que las mayores potencias europeas, como es el caso de Francia, no iban a permitir que una industria que produce casi tres cuartas partes de su energía se quedase fuera de la clasificación de actividades medioambientalmente sostenibles."

También conviene recordar que, en el momento de definir la taxonomía verde, la subida del precio de la energía ha afectado tanto a las industrias como a los hogares. Bank of America estima que, como consecuencia de la subida en el precio del gas y en los derechos de emisiones de la Unión Europea, la factura de electricidad de los españoles subirá 475 euros entre 2021 y 2022: uno de los mayores aumentos de precios en Europa. Es un momento delicado para el mercado energético europeo y la Comisión ha optado por evitar más disrupción.



■

El gas y la nuclear ni son neutrales ni son verdes, pero permiten la transición si el enemigo es el carbón

■

Estoy decepcionado con la falta de ambición, pero también comprendo las tensiones sociales que traería una escalada sin precedentes en la factura energética. Todos vimos las manifestaciones con los chalecos amarillos en Francia, casualmente el miembro más interesado, puesto que su *pool* energético depende de las nucleares. Una subida de precios arrastra a una sociedad más bipolar, entre el ecologismo y el "negocionismo". Me encantaría buscar un equilibrio social, ambiental y ecológico.

Al final, el cortoplacismo ha ganado este asalto y la integridad de la taxonomía ha quedado un poco dañada, pero la partida aún no está terminada. Primero, el texto queda por ser aprobado por el Consejo y el Parlamento Europeo. Sólo cuatro países (España entre ellos) se han declarado opuestos al texto actual de la taxonomía: piden cambios para incluir la energía nuclear y el gas en una categoría intermedia propia, dejando claro que su papel en la transición está limitado en el tiempo. Son muchos menos que los 20 necesarios para rechazarlo en el Consejo, pero en el Parlamento la oposición es real: unos 256 eurodiputados han expresado su posición contraria. Se necesitan 353 para obtener la mayoría y varios partidos se encuentran en desacuerdo, por lo que el resultado del voto pende de un hilo.

Segundo, la polémica alrededor de la taxonomía deja claro el escrutinio con el cual los activistas y ambientalistas mirarán las actividades financieras ESG en materia de energía nuclear y gas. A pesar de ser legales y apoyadas por la taxonomía verde, no serán protegidas contra potenciales acusaciones de *greenwashing*.

Finalmente, N-World/Azentúa nos recuerda que la taxonomía verde, a fecha de hoy, sólo incluye dos de los seis objetivos que persigue -mitigación y adaptación; los otros cuatro son agua, economía circular, contaminación y biodiversidad-: "Es por ello que, sin mirar nada más que CO2, la tecnología nuclear no emite. Esto es ciencia. Ahora bien, todos sabemos que tiene otras implicaciones que nada tiene que ver con el CO2 emitido a la atmósfera y que constituyen precisamente su mayor riesgo: los residuos, su peligrosidad y su perdurabilidad."

A la hora de incluir los otros cuatro objetivos, particularmente la contaminación, la Comisión Europea tendrá que reexaminar el papel de la energía nuclear y del gas en la transición ecológica. No podemos olvidar que Europa, como siempre, tiene los más altos estándares de ambición climática en el mundo: llegará otro momento de cuestionar la relevancia de estas energías polémicas en una Europa Net Zero.

Lubricantes

Cepsa y Nexolub entregan primer cargamento de lubricantes 'net zero'

Nexolub y Cepsa se han aliado para entregar el primer cargamento de bases lubricantes 100% neutro en carbono a nivel global. Las bases lubricantes net zero son un primer paso hacia la sostenibilidad de este tipo de producto a medio plazo. Nexolub es la primera compañía de bases lubricantes en el mundo que ofrece la posibilidad de compensar la huella de CO2 mediante créditos de carbono que, posteriormente, se traducen en proyectos de desarrollo

de energía sostenible. En esta operación de la mano de Cepsa, se compensarán 108,47 tn de CO2, equivalente a unos 1.100 árboles plantados. Para calcular estas emisiones, se ha tenido en cuenta tanto la producción y consumo de estas bases lubricantes (100,96 tn de CO2) como el transporte por mar y tierra (7,51 tn de CO2). Se trata de unos 168.000 litros de base lubricante, equiparable a más de 11.000 cambios de aceite lubricante de un coche.

Planta solar

Autoconsumo en una instalación de Exolum en Toledo

Exolum ha puesto en marcha en febrero una planta fotovoltaica para autoconsumo en la instalación de Mora (Toledo). Su construcción ha requerido una inversión de 2,1 millones de euros, cuenta con una potencia instalada de 3,54 MWp y cerca de 8.000 paneles solares distribuidos en una parcela de 50.000 m2. Esta planta garantiza el suministro de energía 100% renovable, equivalente a cerca del 30% del consumo total de electricidad de esta instalación

de bombeo. La compañía ha construido y tiene en funcionamiento otra planta fotovoltaica para autoconsumo en su instalación de Barcelona que suministra 65 kWp y tiene prevista la construcción de otra en su instalación de Algeciras de 175,5 kWp, ambas sobre cubiertas. Asimismo, se proyectan otras tres similares a la de Mora en Andalucía y Castilla-La Mancha, además de otros proyectos de plantas solares en modalidad de autoconsumo.

GNV

Galp inaugura su sexto punto de suministro de GNV en España

Galp ha inaugurado su sexto punto de suministro de Gas Natural Vehicular (GNV) en España -el noveno en la Península Ibérica- en la estación de servicio situada en el municipio catalán de El Bruc, al que se añadirán siete más en los próximos meses.

La estación de Galp, situada en la autovía A-2 a la altura del kilómetro 573, cuenta con dos surtidores de GNV con doble toma y capacidad para suminis-

trar gas en las dos calles. La instalación ha sido optimizada mediante la instalación de un tanque de 60 m3 al que estarán conectados ambos surtidores. Por otro lado, la estación cuenta con 84 paneles solares instalados con capacidad para generar aproximadamente 54.500 kWh al año, permitiendo, de este modo, la reducción de más de 13 toneladas de CO2 al año. Todas estas medidas permitirán un ahorro estimado de 5.000 euros al año.

EESS

Ballenoil proyecta 90 nuevas estaciones de servicio en España

Ballenoil proyecta 90 nuevas estaciones de servicio para los próximos años, invirtiendo más de 40 millones de euros, con el objetivo de superar la barrera de las 250 gasolineras. Estas 90 aperturas están enmarcadas dentro del Plan de expansión de Ballenoil para los próximos tres años.

En concreto, para este 2022, Ballenoil espera abrir más de 22 nuevas estaciones repartidas en todo el

territorio nacional. En lo que llevamos de enero y principios de febrero, ya se han abierto tres estaciones nuevas en Azuqueca de Henares (Guadalajara), Sanlúcar de Barrameda (Cádiz) y Requena (Valencia), que suman en total 168 gasolineras. Parte de los 40 millones de euros de inversión irá destinada a potenciar la calidad del carburante. Con las próximas aperturas, Ballenoil generará más de 130 puestos de trabajo.

APPA

BIOMASA

ENERGÍA RENOVABLE GESTIONABLE

CREACIÓN DE EMPLEO

ESPAÑA VACIADA

TRANSICIÓN JUSTA



Desde APPA Biomasa, llevamos más de 15 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

La demanda mundial de hidrógeno no despegará hasta 2035

IRENA prevé que dos tercios de la producción de hidrógeno verde en 2050 se utilizarán localmente y un tercio se comercializará a través de las fronteras. Los gasoductos facilitarán la mitad de este comercio, mientras que la otra mitad se cargará en barcos en forma de derivados del hidrógeno como el amoníaco.

Concha Raso. Fotos: iStock

Aunque todavía existe una gran incertidumbre sobre cómo evolucionará el mercado del hidrógeno en el mundo, qué países liderarán su desarrollo y qué implicaciones geopolíticas tendrá su despliegue, la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA), prevé que el hidrógeno limpio podría satisfacer hasta el 12% del consumo de energía final para 2050.

En un informe reciente, IRENA apunta que la década de 2020 podría convertirse en la era de una gran carrera por el liderazgo tecnológico del hidrógeno, provocada por la drástica caída de sus costes y una rápida ampliación de la infraestructura requerida. El hidrógeno verde comenzaría a competir con el azul en costes para 2030, principalmente en países como China -gracias a sus electrolizadores de bajo coste-, Brasil e India -con renovables baratas y precios del gas relativamente altos-, aunque en mu-

chos escenarios de descarbonización la demanda no comenzaría a despegar hasta 2035.

La llegada de la pandemia ha empujado la carrera por el liderazgo en hidrógeno limpio. En agosto del pasado año, los gobiernos habían asignado unos 65.000 millones de dólares en apoyo al hidrógeno verde para la próxima década, con Francia, Alemania y Japón asumiendo los compromisos más importantes. Desde noviembre de 2021, los anuncios globales de proyectos de hidrógeno a 2030 suman 160.000 millones de inversión, la mitad destinados a la producción de hidrógeno verde. Asimismo, la cartera de proyectos de electrolizadores anunciados supera los 260 GW a nivel mundial en octubre de 2021. Si se implementara, traería 475 GW adicionales de capacidad eólica y solar FV para 2030.

IRENA prevé que dos tercios de la producción de hidrógeno verde en 2050 se utilizarán localmente y un tercio se comercializará a través de las fronteras. Es probable que los gasoductos -incluidos los



Tanques de hidrógeno para la producción de energía renovable.



Estación de servicio de hidrógeno.

adaptados- faciliten la mitad de este comercio, mientras que la otra mitad se cargaría en barcos en forma de derivados del hidrógeno como el amoníaco. Esta situación es similar a la del gas natural, que se divide en comercio regional basado en gasoductos (48% en 2020) y comercio global de GNL (52%). A este respecto, los países ya están forjando acuerdos bilaterales que podrían allanar el camino para nuevas relaciones comerciales de hidrógeno.

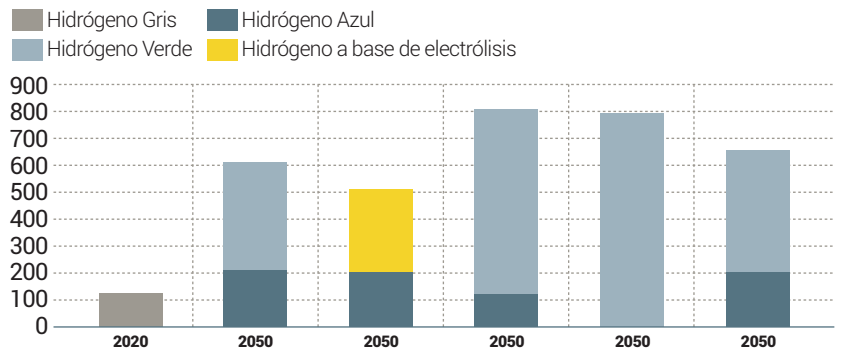
Más de 30 países y regiones a nivel global cuentan con estrategias de hidrógeno que incluyen planes de importación o exportación de este combustible, lo que indica que el comercio transfronterizo de hidrógeno crecerá considerablemente y se limitará a la probabilidad de concentración de las exportaciones. Países importadores de energía como Chile, Marruecos y Namibia podrían convertirse en exportadores de hidrógeno verde, mientras que África, América, Oriente Medio y Oceanía tienen el mayor potencial técnico para la producción de este combustible. El informe también señala que los países con gran abundancia de recursos renovables, podrían convertirse también en productores de hidrógeno verde y exportarlo a grandes centros de demanda.

Más competitivo, pero menos lucrativo

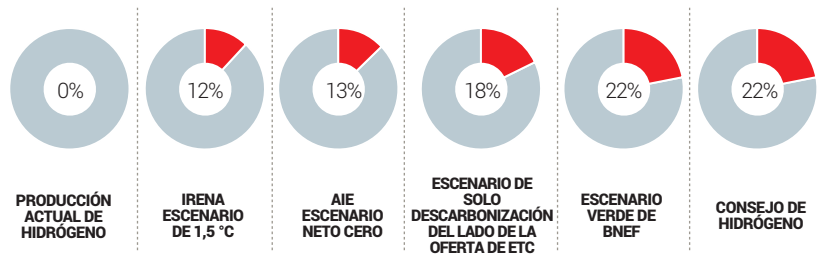
Por otra parte, los países exportadores de combustibles fósiles consideran al hidrógeno una forma cada vez más atractiva de diversificar sus economías. Muchos de ellos, como Australia, Omán, Arabia Saudita y Emiratos Árabes Unidos, se están volcando hacia el hidrógeno verde para desarrollar nuevas industrias de exportación, aprovechando la infraestructura energética establecida -puertos, oleoductos e instalaciones de almacenamiento-; mano de

Estimaciones demanda mundial hidrógeno 2050

Producción de hidrógeno (Millones de toneladas)



Porcentaje de la demanda de energía final



Fuentes: BloombergNEF, ETC, Consejo de Hidrógeno, IRENA y AIE.

elEconomista

obra cualificada en la producción, conversión y manejo de combustibles y gases energéticos; y las relaciones comerciales de energía existentes.

Sin embargo, los productores de combustibles fósiles deberán continuar desarrollando estrategias de transición económica más amplias, ya que el negocio del hidrógeno será más competitivo, pero me-

nos lucrativo que el del petróleo y el gas, y no generará rendimientos comparables. El motivo radica en el hecho de que el hidrógeno es un negocio de conversión, no de extracción, y tiene el potencial de ser producido de manera competitiva en muchos lugares, lo que limitará las posibilidades de capturar rentas económicas similares a las generadas por los combustibles fósiles.

La fabricación de equipos también generará negocio. Las estimaciones apuntan a un mercado potencial de 50 a 60.000 millones de dólares para electrolizadores y un mercado de 21 a 25.000 millones de dólares para pilas de combustible en 2050. China, Europa y Japón han desarrollado una gran ventaja en la producción y venta de electrolizadores, pero el mercado aún es incipiente y relativamente pequeño. La innovación y las tecnologías emergentes pueden cambiar el panorama de fabricación actual.

Al hilo de todo lo expuesto, IRENA concluye en su informe la gran oportunidad que ofrece el hidrógeno verde para reforzar la independencia, la seguridad y la resiliencia en materia energética, al reducir la dependencia de las importaciones y la volatilidad de los precios y aumentar la flexibilidad del sistema energético. En este sentido, propone ayudar a los

China, Europa y Japón lideran la producción y venta de electrolizadores a nivel mundial

países en desarrollo a implementar tecnologías de hidrógeno desde el primer momento para evitar que se amplíe la brecha global de descarbonización.

La Agencia propone que los esfuerzos globales se centren en aplicaciones que brinden ventajas inmediatas y permitan economías de escala en los próximos años. Considera que priorizar las aplicaciones de alta demanda para las que el hidrógeno es la mejor alternativa, y quizá la única, tiene más probabilidades de ser rentable y es menos susceptible a los riesgos de los mercados nacientes.

A grandes rasgos, el hidrógeno cambiará la geografía del comercio de energía, regionalizará las relaciones energéticas y suscitará la aparición de nuevos centros de influencia geopolítica basados en la producción y uso de hidrógeno a medida que decaiga el comercio de petróleo y gas. El hidrógeno verde incorporará nuevos y diversos participantes al mercado, diversificará las rutas y los suministros, y hará pasar el poder de manos de unos pocos a las de la mayoría. Gracias a la cooperación internacional, el mercado del hidrógeno podría ser más democrático e inclusivo, con oportunidades por igual para los países desarrollados y en desarrollo.



Tanque de hidrógeno en aeropuerto.

Nombramiento

Arturo Gonzalo Aizpiri, nuevo CEO de Enagás

El consejo de administración de Enagás ha aprobado el nombramiento por cooptación de Arturo Gonzalo Aizpiri como consejero ejecutivo, en sustitución de Marcelino Oreja. Aizpiri asumirá los poderes ejecutivos, dejando a Llardén como presidente no ejecutivo de la empresa. Doctor en Ciencias Químicas por la Universidad Complutense de Madrid, Aizpiri cuenta con una dilatada trayectoria en el sector energético. Ha formado parte del equipo de Rep-

sol desde 1990 donde ha desempeñado funciones de alta dirección. En el sector público ha sido director general de la Agencia de Medio Ambiente de la CAM, director general de Política Ambiental y secretario general para la Prevención de la Contaminación y del Cambio Climático en el Ministerio de Medio Ambiente. También ha sido presidente del Comité Español del Consejo Mundial de la Energía y vicepresidente de Enerclub.

Gas

Repsol venderá gas a Venture Global para exportar desde EEUU

Repsol y Venture Global LNG siguen incrementando el peso de su relación comercial. La compañía estadounidense cerró el pasado enero un gran contrato de compra de gas natural a la española. La petrolera le venderá a la estadounidense alrededor de 1,5 bcm de gas durante los próximos tres años (18,25 bcf de gas por año) para exportación. Según el resumen de dicho contrato, al que tuvo acceso *elEconomista*, la petrolera suministrará desde 2024 has-

ta 2027 a la futura planta de exportación de GNL de Plaquemines, en Louisiana. La planta cuenta desde el 16 de octubre de 2019 con un permiso del Departamento de Energía de EEUU para exportar GNL a países con los que no exista un tratado de libre comercio. La planta, que se espera que esté operativa a partir de 2024, cuenta ya con contratos de compra de gas de EDF, la polaca Polskie Gornictwo, China Petroleum & Chemical y CNOOC Gas & Power.

Gasoducto

Elecnor construye un gasoducto en Omán por 70 millones de euros

Elecnor está construyendo un gasoducto de 210 km en Omán por 72,5 millones de euros para la empresa de energía global OQ. El contrato supone la irrupción del Grupo en el sector del transporte de energía en uno de los principales países productores de gas natural del mundo, que busca desdoblarse su red de transporte de gas de la zona sur del país para hacer frente al incremento de la demanda prevista para los años 2022 a 2030. El proyecto se está llevan-

do a cabo en los alrededores de la ciudad de Salalah, a 150 km de la frontera con Yemen. Además de la construcción del gasoducto, se realizarán las conexiones a la tubería paralela existente para la telegestión y la detección de fugas. El diseño de esta infraestructura estratégica permitirá un funcionamiento ininterrumpido en modo automático, bajo la monitorización constante de OQ. Se estima que los trabajos concluyan a mediados de 2023.

Biomasa

Veolia y Braskem se unen para un proyecto de biomasa en Brasil

Braskem y Veolia Brasil han firmado un acuerdo para producir energía renovable a partir de vapor de biomasa de eucalipto en el estado brasileño de Alagoas. Con una inversión de 68,2 millones de euros, ambas compañías generarán, aproximadamente, 900.000 toneladas de vapor al año. La solución busca satisfacer la demanda de vapor necesaria para el funcionamiento de la empresa petroquímica. Para lograr este objetivo, Veolia se encargará de ges-

tionar la mayor parte del proyecto, incluyendo el proceso de gestión agroforestal de más de 5.500 hectáreas de eucalipto, la ingeniería y construcción de las plantas de procesamiento de biomasa y de producción de vapor, así como la O&M de toda la instalación durante 20 años. Por su parte, Braskem realizará inversiones internas para adaptar el complejo de la fábrica a la nueva disposición termoeléctrica. La planta iniciará sus operaciones en 2024.



Íñigo Segura
CEO de Zigor Corporación

Las comunidades energéticas, un nuevo catalizador para acelerar la transición energética

Las comunidades energéticas están de actualidad en un momento en el que el precio de la energía eléctrica es elevado. Suponen una oportunidad para ayudar a los entornos locales a mejorar su relación con la energía y a implicarse en el mundo de las energías renovables y la transición energética.

Para el IDAE (Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía), las comunidades energéticas son entidades jurídicas formadas por personas físicas, asociaciones, pymes o Administraciones Públicas. Sus principales objetivos son el aprovechamiento de la capacidad de generación de energía, la mejora de la eficiencia energética o el desarrollo de sistemas de movilidad sostenible. Suponen un concepto social en el que priman la gobernanza de ciudadanos, pymes y autoridades locales.

Las ventajas de estas comunidades son evidentes. Por un lado, proporcionan a los ciudadanos un acceso independiente a las energías renovables, pudiendo beneficiarse económicamente de su consumo y distribución. Además, crean oportunidades de inversión para ciudadanos y empresas locales. Por otro lado, conllevan ventajas medioambientales -reducción de los niveles de contaminación- y beneficios sociales -creación de empleo local, mayor equidad social y retornos para el entorno local-.

La Comisión Europea propuso la idea de las comunidades en 2016, con el objetivo de poner a los ciudadanos como eje del cambio hacia una transición energética sostenible. La normativa europea introduce dos conceptos sobre lo que se entiende como comunidad energética: Comunidad Ciudadana de Energía (Directiva UE 2019 / 944, sobre normas comunes para el mercado interior de la electricidad) y Comunidad de Energía Renovable (Directiva UE 2018 / 2001, sobre fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables).

A nivel europeo, destaca el desarrollo de comunidades energéticas en los países nórdicos. Un caso destacado es el de Dinamarca, que aprovecha no solo la energía fotovoltaica sino también la eólica. Francia, Alemania y el Reino Unido también destacan, mientras que Polonia es uno de los principales promotores de las comunidades basadas en biomasa y geotermia.



En España, mediante el Real Decreto-ley 23/2020, de 23 de junio, se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica, modificando varios artículos de leyes anteriores. El Real Decreto define las Comunidades de Energías Renovables y señala que pueden basarse en instalaciones de cualquier vector energético, siempre y cuando sea renovable.

El tema de las comunidades energéticas se encuentra todavía en una etapa de arranque en nuestro país. Este tipo de comunidades no acaban de desarrollarse de la misma forma que el autoconsumo individual y serán necesarios agentes dinamizadores para su impulso. La falta de un marco normativo adecuado, la escasa extensión del movimiento cooperativo, la falta de cultura tecnológica, la ausencia de instrumentos de financiación o el desconocimiento del ciudadano sobre el funcionamiento del sistema eléctrico y energético, son algunas de las causas del limitado desarrollo. Por todo ello el número de iniciativas no es muy elevado, algo más de 20, según datos del Ministerio para la Transición Ecológica y Reto Demográfico.

En este escenario, y para impulsar entre otros temas el de las comunidades energéticas, el Gobierno español ha puesto en marcha el Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA). Este PERTE incluye ayudas para impulsar proyectos piloto innovadores de comunidades energéticas.



■

El mercado eléctrico español se encuentra en una situación óptima para el desarrollo de las comunidades energéticas

■

Para ZGR las comunidades energéticas son la consecuencia del autoconsumo energético a nivel local. Su objetivo es conseguir, en este ámbito, una producción de energía limpia con menor coste respecto al autoconsumo individual -por economía de escala- y mucho menor con respecto al de la energía obtenida de la red eléctrica, en un escenario de elevados precios de la electricidad. Básicamente consiste en la unión de empresas, particulares e instituciones para desarrollar plantas fotovoltaicas híbridas con almacenamiento en baterías, que faciliten la gestión y el control de la energía a nivel de la comunidad.

En ZGR, como grupo empresarial especializado en la gestión integral de la energía eléctrica, consideramos que este campo es muy interesante y hay mucho trabajo por hacer en cuanto a tecnologías para la regulación de la energía y control de las redes. Como soporte al desarrollo de comunidades energéticas, desde ZGR podemos aportar equipos y soluciones específicas -inversores solares STR, inversores bidireccionales para almacenamiento de energía en baterías, sistemas híbridos completos, sistemas de monitorización y control para la gestión de la energía, etc.-, servicio técnico local, garantías de los equipos o formación permanente.

El avance de las comunidades energéticas dependerá de actuaciones como las ayudas del PERTE. Pero también es necesario el establecimiento de un marco legal que elimine barreras burocráticas y que fije los requisitos necesarios. Además, se hace imprescindible el papel de agentes dinamizadores. Finalmente, es necesaria una actuación en paralelo en materia de formación y educación a las comunidades locales.

El mercado eléctrico español se encuentra en una situación óptima para el desarrollo de las comunidades energéticas. El coste de la energía es elevado, la capilaridad de la red deja todavía lagunas y muchos ciudadanos y pymes aspiran a una mejor y más eficiente cobertura eléctrica. En este escenario vemos oportunidades para contribuir a ese desarrollo, aprovechando nuestra cultura de innovación en soluciones energéticas y nuestra apuesta por facilitar el uso de nuevas fuentes de energía y de vectores energéticos limpios. Y con ello queremos también ayudar a España a avanzar en el camino de la transición energética.

JOSÉ LUIS MORLANES

CEO de Alter Enersun



“Vamos a adquirir hasta 500 MW eólicos este año, especialmente en España e Italia”

Alter Enersun lleva más de una década dedicada al negocio fotovoltaico. Actualmente tienen en operación más de 300 MW. Su objetivo, alcanzar los 1.000 MW en 2024. Charlamos con José Luis Morlanes, CEO de la compañía, sobre sus próximos proyectos y la situación actual del sector en España.

Por Concha Raso y Rubén Esteller. Fotos: eE

¿Qué tipo de actividad desarrolla Alter Enersun y en qué países están presentes actualmente?

La empresa se constituye en 2009. Alter Enersun nació para ser una empresa de instalaciones fotovoltaicas, especialmente sobre cubiertas. En este momento tenemos 146 instalaciones de este tipo en España y Portugal. Posteriormente, empezamos a realizar proyectos en suelo. El primero fue

una planta de 40 MW en México en 2018 y, en 2020, pusimos en marcha nuestro primer proyecto en España, de 50 MW de potencia. A día de hoy, hemos construido y puesto en operación más de 300 MW. Además de en España, México y Portugal, hemos extendido nuestras operaciones a Italia. Dentro de nuestra estrategia, también vamos a adquirir hasta 500 MW eólicos este año, especialmente en España e Italia,

para balancear nuestro portfolio en energía fotovoltaica y eólica. Sin ninguna duda, 2021 ha sido el mejor año de nuestra historia. Hemos alcanzado casi 100 millones de euros en operaciones y 31 millones de euros de ebitda, de manera que la empresa continúa por una senda de crecimiento. Hasta 2024, nuestros planes son concluir el desarrollo de 600 MW adicionales en España e Italia y construirlos con el objetivo de, a finales de ese año, alcanzar los 1.000 MW en operación.

¿La ejecución de alguno de estos proyectos forma parte del acuerdo alcanzado con Bruc Energy en enero del año pasado?

Efectivamente. En 2021 llegamos a un acuerdo con Bruc Energy para crear una *joint venture* que hemos llamado Bruc Alter Enersun, con el objetivo de invertir en generación fotovoltaica a muy largo plazo. Estamos trabajando con escenarios de 30 años. En este momento, ya hemos incorporado a esta

supera el megavatio y hacemos autoconsumo tanto en cubierta, como marquesina y suelo.

¿Han valorado hacer algo en hidrógeno renovable y almacenamiento?

Nosotros consideramos que el hidrógeno y el almacenamiento van a ser las herramientas que van a permitir la transición total de energías fósiles, contaminantes y caras a energías renovables, limpias y baratas. En almacenamiento, estamos en uno de los proyectos más importantes en España de almacenamiento con batería con 62 MW de potencia en Extremadura, que acabaremos de poner en operación en julio del año que viene. En el caso del hidrógeno renovable, estamos negociando un consorcio con otras empresas en el polígono petroquímico de Tarragona, que espero salga adelante, en el que podamos aportar nuestro conocimiento sobre energías renovables, especialmente en fotovoltaica.

“Esperamos alcanzar los 1.000 MW en operación a finales de 2024 y continuar así nuestra senda de crecimiento”

“En Extremadura, estamos en uno de los proyectos más importantes de almacenamiento con baterías del país”



colaboración 150 MW y esperamos incorporar otros 100 MW este año para alcanzar los 250 MW conjuntamente y así, sucesivamente, hasta lograr el objetivo marcado de compartir 550 MW como inversores conjuntos.

Otra de las patas de negocio de Alter Enersun es la parte de autoconsumo.

Así es. En 2011 adquirimos Alterna Recursos Energéticos, una de las cinco primeras empresas de autoconsumo industrial de España. La previsión para este año es alcanzar los 50 MW construidos de autoconsumo para terceros. Alter Enersun y Alterna conforman el Grupo Alter, presente en toda la cadena de valor fotovoltaica, desde el desarrollo hasta la operación y mantenimiento. Nos centramos en grandes autoconsumos para empresas e instituciones, donde somos referente. Nuestro proyecto medio

¿Se van a presentar a la subasta del próximo 6 de abril?

No nos vamos a presentar. Creemos que el mercado ya está funcionando adecuadamente. Hay financiación disponible para los proyectos fotovoltaicos y, por tanto, creemos que, en esta fase, no hace falta asistir a una subasta pública para financiar los proyectos. Preferimos acordar contratos privados a participar en la subasta pública.

¿Y a la subasta de puntos de acceso y conexión que prepara el Gobierno?

Eso es otra cosa. En mayo está prevista una subasta de potencia. Creemos que España tiene un buen Plan de Energía y Clima. Creemos que, por primera vez, hay una ruta clara, con unos objetivos ambiciosos y, en ese sentido, las subastas que se van a realizar en el país es una forma transpa-

rente de acceder a la conexión de la red pública. Nos vamos a presentar sólo donde podamos aportar valor, generando un impacto positivo en el empleo y riqueza locales, en aquellos territorios en los que habitualmente trabajamos: Extremadura, Andalucía y Cataluña.

¿Qué solución ve para acabar con el retraso en los permisos de acceso y conexión?

España tiene una oportunidad histórica de conseguir independencia y competitividad energéticas. Por primera vez en un siglo, podemos conseguir, gracias a tener un gran recurso eólico y solar en nuestro país, que en unos años alcancemos un nivel de autoabastecimiento energético alto. Podemos reducir la dependencia de países que suben artificialmente los precios utilizando su capacidad de producción como herramienta política. El caso de los actuales precios de la electricidad en España es un ejemplo clarísimo de lo que estoy dicien-

tra para financiar ese coste. Esto beneficiaría la inversión, el empleo y haría que alcancemos antes nuestra independencia energética y que fuéramos más resilientes a situaciones como las que estamos viviendo hoy con el gas y que hacen que los precios de la energía estén imposibles para los ciudadanos y las empresas.

¿Qué opina de la decisión de Bruselas de considerar al gas y la nuclear como energías verdes?

Me parece un grave error. Habría sido más fácil calificar al gas y la nuclear como energías necesarias para la transición energética en lugar de utilizar un calificativo que, además de confundir, no es cierto. El gas es una energía contaminante. Para generar 1 MW de electricidad hacen falta prácticamente 2 MW de gas, y esto genera cerca de media tonelada de CO₂ por MW, de manera que, en ningún caso, puede ser calificada de energía verde. Y con la nuclear estamos

“Preferimos acordar contratos privados a participar en la subasta pública de renovables del 6 de abril”

“El gas y la nuclear son necesarias para la transición energética, pero no se puede utilizar el calificativo de verdes”



do. Además, podemos conseguir que esa energía limpia, generada en nuestro país, favorezca e impulse nuestra industria y todos nuestros sectores económicos mediante una energía barata. Para que esto sea posible, en un momento en el que además hay mucha disponibilidad financiera a nivel internacional, las administraciones públicas deben dejar de ser un cuello de botella en el trámite de los proyectos. España está retrasando miles de millones de inversión en estos momentos y la creación de decenas de miles de puestos de trabajo porque la administración no puede gestionar, de forma rápida, el trámite de los expedientes. Existen varias soluciones: dotar de más funcionarios o empleados públicos estos servicios, subcontratar empresas privadas que ayuden a desbloquear el trámite administrativo e, inclusive, imponer una tasa a las empresas usuarias como la nues-

tra en una situación similar. Es una energía que genera unos residuos que tardan decenas de años en ser eliminados.

¿Les ha perjudicado la crisis global de suministros?

Nos ha afectado a todos. Hemos tenido algunos meses de retraso en nuestros proyectos por problemas de llegada de los suministros que, fundamentalmente, provienen de Asia. Esto ha hecho que nuestra empresa profundice en su idea de consumir cada vez más producto nacional. Tenemos un plan en el que estamos sustituyendo componentes importados de fuera de la UE y de nuestro país, para sustituirlos por componentes fabricados en nuestro país y en la UE. Esperamos que, en los proyectos para 2023, la importación de componentes extranjeros prácticamente se reduzca a los módulos fotovoltaicos.

EcoStruxure[™]
Innovation At Every Level

SUSTAINABILITY

El futuro de la distribución eléctrica libre de SF₆

Descubre como E.ON, la distribuidora más importante de Suecia, garantiza una mayor trazabilidad y fiabilidad con la solución de **Media Tensión sin SF₆ SM AirSeT** y la arquitectura IoT abierta e interoperable **EcoStruxure[™] Grid** para Compañías Eléctricas, ofreciendo a sus usuarios una energía más verde y sostenible.



#CuálEsTuGranIdea

se.com/es

© 2021 Schneider Electric. Todos los derechos reservados. Todas las marcas registradas son propiedad de Schneider Electric SAS o sus compañías afiliadas. ESMKT18155A21

Life Is On

Schneider
Electric



Miguel Ruiz Montañez
Presidente de ATUC

El transporte público y la transición energética: una conversación pendiente

El debate sobre la movilidad es uno de los grandes asuntos de la agenda pública actual. Ha llegado para quedarse porque responde a esa particularidad, habitual en la construcción de las grandes políticas públicas, que se resume en la lógica de "problema busca solución". Lo cual destaco a conciencia en estos tiempos en los que vemos a veces lo contrario, es decir, soluciones en busca de problemas. No es el caso, porque si la movilidad en sí misma presenta ya enormes retos, particularmente concentrados en la movilidad urbana y metropolitana, la transición energética en la que estamos inmersos le añade nuevos problemas. El más grave en los últimos meses viene dado por el alza de los precios de la energía que está poniendo en cuestión la viabilidad misma de nuestro modelo de transporte público.

Me gustaría poner solo un par de ejemplos que nos ayuden a dimensionar. Desde hace años, la apuesta por una movilidad más sostenible hizo que las flotas de autobuses urbanos estén actualmente impulsadas en un 38% con gas natural comprimido. Con los recientes precios del gas, un solo autobús puede llegar a suponer un sobrecoste de combustible anual de 15.000 euros. En el caso del transporte público impulsado por energía eléctrica, como el metro o el cercanías, el impacto puede implicar un incremento del precio del 116%, hasta 260.000 euros diarios.

No olvidamos que el transporte público tiene un enorme poder ejemplificante. Contar con flotas de vehículos sostenibles tiene un efecto derrame sobre el resto de fórmulas de movilidad. Pero, precisamente por ello, es igualmente importante evitar hacer pagar los sobrecostes de la transición energética a quienes han cumplido la hoja de ruta marcada hacia una movilidad menos emisora. De lo contrario, el riesgo a corto plazo es que acabemos desincentivando el proceso de transformación de las flotas de transporte público. A largo plazo, sería terrible en términos de sostenibilidad. En el ámbito de la transición ecológica, las medidas posibles deben adaptarse a la realidad y no la realidad a las medidas imposibles. De tal manera, que las lógicas del cambio cultural que implica la transición ecológica sean comprendidas y asumidas por el conjunto de los sectores implicados.



El gran aliado de la transición ecológica, en el ámbito de la movilidad, es el transporte público. Los datos de los que disponemos corroboran lo que intuimos todos en un país como España: la mayoría de los ciudadanos necesitan y utilizan el transporte público a diario -sin ir más lejos, más de 316 millones de pasajeros el pasado mes de diciembre, un 31% más que en el mismo mes del pandémico año 2020, según los últimos datos disponibles del INE-.

Además, queremos que así sea, porque el transporte público es pieza insustituible para lograr ciudades y entornos urbanos más sostenibles y su rol inclusivo democratiza la movilidad. Seguir fomentando el uso del transporte colectivo es fundamental para estimular aún más la tendencia de la sociedad española -que valora, utiliza y respeta sus servicios públicos- hacia el uso de una movilidad realmente sostenible. Pero, si esto es así, ¿qué está fallando? ¿Por qué en nuestro país el transporte público está sometido a los vaivenes del mercado energético sin ningún tipo de protección? ¿Por qué se somete a un estrés económico insufrible a las administraciones públicas y empresas concesionarias que lo hacen posible?

Me gustaría contribuir al debate no solo con el diagnóstico del problema, sino también con algunas soluciones que resumiré en tres líneas de trabajo: diálogo permanente entre decisores y sector, ejecución de un plan de medidas urgentes que atajen el actual contexto de precios de la energía y, finalmente, proactividad para definir medidas estratégicas en el medio y largo plazo que protejan y velen por la sostenibilidad del sector.



Hemos de tomar medidas para elaborar un Estatuto para la sostenibilidad del transporte público en la transición energética

Respecto al primer elemento, es imprescindible que esa conciencia de aliado de la transición que tiene el transporte público sea asumida por parte de todos los decisores públicos que ordenan nuestra transición energética. A partir de ahí, el diálogo, el acuerdo y la concertación en las necesidades, la orientación y los ritmos de las medidas aseguren que sea exitosa su implementación. De lo contrario, los desajustes entre expectativas y realidad pueden generar frustraciones innecesarias en un proceso de transición que todos asumimos y compartimos, pero que no es lineal, sino que viene plagado de incertidumbres cuya resolución será mucho más exitosa si el proceso se diseña a partir de lógicas inclusivas.

En segundo lugar, es imprescindible tomar medidas urgentes que compensen el extraordinario incremento de precios energéticos en el transporte público, incluyendo los costes de combustibles convencionales -no olvidemos que un solo autobús puede sustituir hasta 50 vehículos privados-. Desde mayo de 2021, el transporte público lleva padeciendo la alta volatilidad del mercado eléctrico y el incremento exponencial del precio de la energía, sin que en la agenda pública se hayan previsto medidas para velar por su sostenibilidad. Es urgente articular medidas políticas para lograr la indexación del coste de la energía en los contratos de concesión y, adicionalmente, articular una línea de ayudas directas al transporte público, como ya han hecho nuestros países vecinos, Francia y Portugal.

En tercer lugar, hemos de tomar medidas para establecer un mercado de futuros real para la energía eléctrica y para elaborar un Estatuto para la sostenibilidad del transporte público en la transición energética, a semejanza de otras iniciativas ya existentes, por ejemplo, en el caso de las industrias electrointensivas.

El transporte público comprende bien la necesidad de una transición ecológica. Es imprescindible para nuestro país y para nuestros objetivos comunes que el sector y los principales decisores políticos trabajemos juntos desde la comprensión del papel determinante que en ella juega el transporte público.



Rubén Esteller
Director de elEconomista Energía

La reforma fiscal de la energía volverá a la casilla de salida

La reforma fiscal del sector energético puede volver a la casilla de salida. Los elevados precios que se están registrando en toda Europa alejan el debate para alinear la fiscalidad ambiental con los objetivos climáticos.

La Comisión Europea propuso a mediados de julio del año pasado una reforma en la que se incrementaban los precios de los combustibles más contaminantes para tratar de forzar la transición energética. Esta medida, tal y como ya ha puesto sobre la mesa la Agencia Europea del Medioambiente, puede tener las patas muy cortas. Si los europeos deciden acelerar la compra de vehículos eléctricos, aparte de los problemas de suministro que se podrían generar, se reducirán de forma notable los ingresos del Estado.

La Agencia proponía buscar nuevas fórmulas relacionadas con el patrimonio o los robots, pero quizá el foco debería ponerse en mayor medida sobre la economía circular.

Avanzar hacia la descarbonización es un objetivo loable, pero ahora, más que nunca, se ha demostrado que si dicho camino no es global, la única consecuencia que se va a lograr será una reducción de las emisiones europeas que caminará de la mano de la pérdida de competitividad y de industria.

Europa se ha dado de bruces con la realidad de la transición energética. La Comisión presentará un documento el próximo marzo en el que promoverá ayudas temporales para hacer frente a los recibos e instará a acelerar esa transición. Por ese motivo, resulta más que procedente pensar si la reforma fiscal que hay ahora mismo sobre la mesa no debería quedarse en la casilla de salida y buscar un nuevo enfoque.



EL PERSONAJE



Francisco Reynés
Presidente de Naturgy

Naturgy ha decidido poner en marcha la operación Géminis que consistirá en escindir la empresa en dos sociedades, una para negocios regulados y otra para liberalizados. La medida ha sido recibida con quejas por parte de algunos de los sindicatos de la compañía como Sie y CGT pero los planes avanzan con el visto bueno de Critería, CVC, GIP e IFM. Todos ellos están decididos a dividir la empresa para tratar de maximizar el valor. La medida, previsiblemente, provocará cambios en el perfil de los accionistas.

LA CIFRA

9.500

MW

El proyecto de hidrógeno HyDeal incluirá en la primera etapa del proyecto abastecer a un importante complejo industrial situado en Asturias, produciendo el hidrógeno renovable mediante electrólisis y a un precio competitivo respecto a otros combustibles fósiles gracias a plantas solares ubicadas en distintos puntos de la mitad norte de España. El comienzo de la producción está previsto para 2025, y espera contar con una capacidad instalada total de 9.500 MW que suministrará energía eléctrica a 7,4 GW de potencia de electrólisis para el 2030.

LA OPERACIÓN



Green Arrow Capital (GAC) ha anunciado una importante inversión en España. La firma italiana ha adquirido una cartera de proyectos solares fotovoltaicos en desarrollo en nuestro país con una capacidad prevista de 508 MW a la firma londinense Progressum Energy Development (PED). La operación se ha realizado a través de su filial Green Arrow Infrastructure of the Future (GAIF) por 448 millones de dólares. Watson Farley & Williams ha asesorado a Green Arrow Capital en la adquisición.