Revista mensual | 23 de febrero de 2023 | Nº117

Energía el Economista es

ARTÍCULOS DE:

Joan Canela, director general de Nexus Energía

Pedro González, director general de AEGE

Antonio Mediato, director general de Airzone

Raúl Suárez, consejero delegado de Nedgia

ESPAÑA NECESITA IMPULSAR LAS CENTRALES DE BOMBEO HIDROELÉCTRICO

Uno de los problemas es la falta de un esquema de remuneración específico para estas instalaciones de almacenamiento







Actualidad | P6

Las energéticas, en pie de guerra contra el Gobierno por el impuestazo

aelēc y Repsol recurren ante la Audiencia Nacional la Orden que aprueba los modelos de declaración y pago anticipado de la nueva tasa a las energéticas y a la banca.



Electricidad | P12

Los trámites administrativos frenan el despegue del bombeo

Uno de los problemas es la falta de un esquema de remuneración específico para estas instalaciones de almacenamiento.



ORTZE, el buque sostenible que protege las aguas del Cantábrico

El sistema eléctrico-híbrido desarrollado por Ingeteam, permite navegar con cero emisiones y minimiza las emisiones acústicas en puertos y lugares protegidos.

Carburantes | P24

El mercado del BioGLP crecerá un 40% en Europa en 2028

Su comercialización y distribución se incrementa, particularmente, entre los consumidores no conectados a la red de gas.



Gas | P30

El gas natural será el combustible más utilizado en 2040

Asia Pacífico, Oriente Medio y África serán las regiones donde se producirá la mayor parte del crecimiento futuro de la demanda de gas.



Entrevista | P58

María Sicilia, presidenta de la European Hydrogen Backbone (EHB)

"El vector que nos puede llevar a las cero emisiones netas es el hidrógeno".

Edita: Editorial Ecoprensa S.A. Presidente Editor: Gregorio Peña.

Vicepresidente: Clemente González Soler. Director de Comunicación: Juan Carlos Serrano.

Director de elEconomista: Amador G. Ayora

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



El bombeo necesita un apoyo claro y menos problemas administrativos

spaña lleva un enorme retraso en la puesta en marcha de las centrales de bombeo del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Nuestro país dispone, actualmente, de 3.331 MW de potencia instalada de bombeo puro, con el objetivo de alcanzar los 6.831 MW en 2030, un objetivo que parece muy alejado en estos momentos por la falta de autorizaciones administrativas a estas plantas y de un esquema retributivo adecuado. Su cumplimiento supondría la creación de más de 10.000 empleos directos, así como una inversión prevista de unos 5.300 millones y facilitaría una mayor capacidad de almacenamiento de energía y unas menores pérdidas de energía renovable (sólo este pasado mes de enero los vertidos de energía limpia han registrado un aumento de más del 10% en nuestro país).

Los proyectos presentados hasta la fecha tienen una capacidad de turbinación que supera ampliamente el doble de los planificados, por lo que desde el sector

entienden que el nuevo PNIEC (actualmente en revisión) debería ampliar con creces el objetivo actual y reducir la gran barrera actual: la obtención de permisos.

La instalación de bombeos permite almacenar energía renovable y reducir las pérdidas de electricidad

Prácticamente todas las comunidades autónomas cuentan con ubicaciones con potencial para desarrollar proyectos de bombeo hidroeléctrico. Entre las empresas más activas están Atalaya Generación, Magtel, Iberdrola, Capital Energy o Repsol, por citar solo algunas, con proyectos en Galicia, Aragón, Castilla y León, Andalucía, Comunidad de Madrid, etc., así como diversos promotores que han mencionado públicamente desarrollos en Extremadura, C. Valenciana, Cantabria y País Vasco.

Desde la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (ASEALEN) denuncian la situación de bloqueo a la que el Ministerio de Transición Ecológica está sometiendo a este tipo de infraestructuras por su falta de acceso a la red eléctrica al ser consideradas únicamente como generadoras, y piden un cambio urgente en la definición legislativa.

Desde ASEALEN recuerdan que el tiempo necesario para el desarrollo y construcción de proyectos de almacenamiento mediante bombeo hidroeléctrico es de un mínimo de tres años para proyectos de ampliación en instalaciones existentes y de diez años para grandes bombeos desarrollados desde cero. Teniendo en cuenta que, difícilmente, se va a disponer en 2030 de la potencia que recoge la actual versión del PNIEC, y aunque los modelos o la planificación digan que se necesita más capacidad, para poder conseguirlo, será necesario resolver previamente los problemas administrativos y de falta de apoyo a la remuneración de este tipo de centrales que se amortizan a muy largo plazo.

EL ILUMINADO



Kadri Simson Comisaria de Energía de la Unión Europea

La comisaria de Energía de la Unión Europea, Kadri Simson, se prepara para lanzar la reforma del mercado mayorista de electricidad el próximo 14 de marzo. Para ello ha llevado a cabo una amplia consulta pública para conocer las opiniones de todos.

EL APAGÓN



Vladimir Putin Presidente de Rusia

El presidente de Rusia, Vladimir Putin, ha vuelto a esgrimir la amenaza nuclear para tratar de esconder los problemas que está sufriendo por las sanciones internacionales. Pese a todo, Europa todavía recibe gas ruso pero que tiende a acabarse.



1

Evento:

Cursos: Energía y Clima, Tecnologías, Políticas y Regulación.

Organiza:

Club Español de la Energía.

Lugar:

Online.

Contacto:

https://www.enerclub.es

8

Evento:

Expofimer 2023.

Organiza:

Aemer.

Lugar:

Feria de Zaragoza.

Contacto:

https://www.feriazaragoza.es/expofimer-2023

8

Evento:

SolarPower Summit 2023.

Organiza:

Solar Power Europe.

Lugar:

Bruselas (Bélgica).

Contacto:

https://www.solarpowersummit.org

2

Evento:

World Maritime Week

Organiza:

Bilbao Exhibition Centre (BEC).

Lugar:

Bilbao Exhibition Centre (BEC). Bilbao.

Contacto:

https://www.bilbaoexhibitioncentre.com

2

Evento:

eMobility Expo & World Congress 2023.

Organiza:

Nebext (Next Business Exhibitions).

Lugar:

Feria Valencia.

Contacto:

https://www.emobilityworldcongress.com

28

Evento

Curso: Derecho de la competencia y energía.

Organiza:

Club Español de la Energía.

Lugar:

Presencial y Online.

Contacto:

https://www.enerclub.es





SUSTAINABI

GreenAlp permite alcanzar las más altas cotas en sostenibilidad

Descubre cómo GreenAlp, la compañía de distribución eléctrica que opera en Grenoble, ha podido modernizar todo el equipamiento de sus redes con SM AirSeT, la solución disruptiva y libre de SF₆



#CuálEsTuGranIdea

se.com/es

® 2022 Schneider Electric. Todos los derechos reservados. Todas las marcas registradas son propiedad de Schneider Electric SAS o sus compañías afiliadas

Life Is On Schneider



Las energéticas, en pie de guerra contra el Gobierno por el impuestazo

La patronal de las eléctricas (aelēc) y la energética Repsol han interpuesto sendos recursos ante la Audiencia Nacional contra la Orden Ministerial por la que se aprueban los modelos de declaración y pago anticipado del nuevo gravamen a las compañías energéticas y al sector de la banca.

Concha Raso / Eva García.



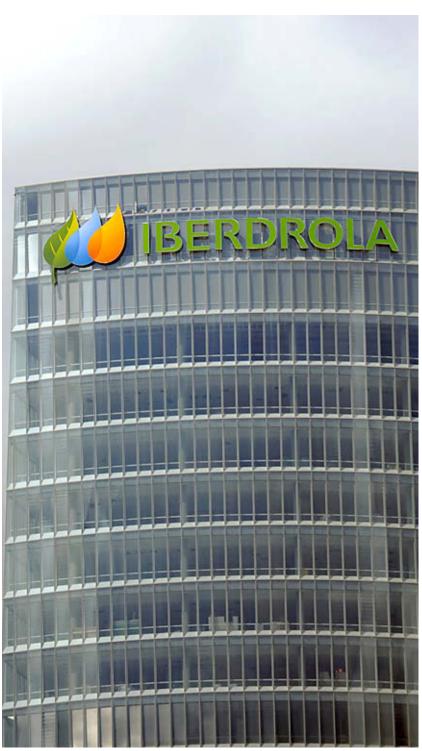
as compañías energéticas españolas afectadas por el impuesto temporal que el Gobierno aprobó a finales de diciembre del pasado año y que grava con un 1,2% las ventas de eléctricas, petroleras y gasistas con ingresos superiores a 1.000 millones de euros anuales en 2019, empiezan a rebelarse.

Cuatro días antes de que venciera el plazo para el ingreso del primer pago a cuenta del impuesto (20 de febrero), la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aelēc) -de la que forman parte Iberdrola, Endesa y EDP-, anunciaba su decisión de interponer un recurso contencioso-administrativo ante la Audiencia Nacional contra la Orden HFP/94/2023, de 2 de febrero, por la que se aprueban los modelos de declaración y pago anticipado del nuevo gravamen a las compañías energéticas (y también a la banca), a la vez que señalaba el carácter "discriminatorio e injustificado" de dicho gravamen.

A este respecto, la asociación explica en un comunicado que, a diferencia de lo que ha hecho el Gobierno español, el impuesto establecido por la Unión Europea no incluye a las eléctricas (solo a gasistas y petroleras) y grava los beneficios de las empresas, no los ingresos. aelēc afea al Gobierno de Pedro Sánchez que solo haya elegido para el pago de la tasa a un número determinado de empresas eléctricas, mientras que otras han quedado eximidas; a la vez que califica la medida de "incoherencia fiscal", afirmando que la nueva tasa grava ingresos que ya estaban topados y regulados por la Administración Pública en 67€/MWh, gravando incluso conceptos que el Gobierno factura a través del sector eléctrico.

La patronal del gas también se ha pronunciado. En declaraciones a *elEconomista Energía*, Sedigas confirma "no tener prevista ninguna acción jurídica contra el impuesto como asociación, sin perjuicio de lo que a título particular puedan realizar nuestros asociados en defensa de sus legítimos intereses". Su valoración sobre la medida no ha cambiado respecto de lo expresado cuando se inició su tramitación parlamentaria. A este respecto, consideran la medida "desproporcionada y discriminatoria" al haber optado por una vía "que no grava los beneficios sino los ingresos, alejándose del modelo y espíritu expresado por Bruselas".

Por su parte, la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP) muestra su preocupación por que los 16.500 millones de euros de inversión prevista para desarrollar ecocombustibles, hidrógeno verde y captura y almacenamiento de CO2 en los próximos años, "puedan verse comprometidos por el gravamen, colocando a nuestras compañías en una clara desventaja competitiva, porque a quien se penaliza es a las empresas que producen en España".



Fachada del edificio de Iberdrola. eE

Repsol también recurre la Orden

Repsol, uno de los socios que conforman la patronal de las petroleras, ha sido la primera empresa energética en interponer, de manera particular, un recurso ante la Audiencia Nacional contra la Orden Ministerial, en el que pide suspender la norma de forma cautelar debido al ajustado plazo para abonar la primera parte del gravamen. Una petición que, finalmente, ha sido rechazada.





Josu Jon Imaz, consejero delegado de Repsol. eE

La Audiencia Nacional argumenta que la suspensión de la Orden "ocasionaría un grave perjuicio al interés general" y "se estaría paralizando la aplicación de una Ley que tiene una justificación detallada en su exposición de motivos".

Asimismo, señala que rechazar la suspensión cautelar de la Orden "no supone un perjuicio irreparable para las compañías afectadas" porque, en caso de estimarse finalmente el recurso, se trataría de una situación "perfectamente reversible mediante la devolución de lo pagado más el abono de los intereses preceptivos".

Precisamente Repsol, junto con Naturgy, son las únicas compañías energéticas que, hasta el momento (fecha de cierre de la edición), han desvelado el impacto que les va a provocar el nuevo gravamen y que, en conjunto, suma 750 millones de euros. Coincidiendo con la presentación de resultados anuales de ambas compañías, Repsol cifra en unos 450 millones la cuantía que tendrá que pagar este año, mientras que Naturgy calcula que serán unos 300 millones.

Endesa, por su parte, cuyos resultados anuales presenta mañana, 24 de febrero, considera que "una subida impositiva, y solo a las grandes eléctricas, no puede ser la herramienta para facilitar el proceso de transición energética". La compañía sigue defendiendo que no tiene beneficios extraordinarios, a la vez que afirma que el 100% de su producción

esperada de 2022, el 90% de la correspondiente a 2023 y el 46% de la que generará en 2024, la tiene vendida a 65 €/MWh, "un precio que cumple con la regulación gubernamental en esta materia, que marca un límite de 67 €/MWh".

Error en la Ley

Sin embargo, el gravamen a bancos y energéticas podría dar un giro inesperado. El error que los expertos han detectado en la Ley 38/2022, de 27 de



Es la suma de las cantidades que tendrán que pagar Repsol y Naturgy por el impuesto este año

diciembre, que regula la tasa temporal a las energéticas (y también a la banca), podría traer consigo una cascada de litigios.

La explicación radica en el hecho de que la citada Ley no recoge la obligación de autoliquidación dentro de la propia normativa y utilizó una norma inferior, la de Orden Ministerial, para regular la autoliquidación del gravamen a las entidades bancarias y a las energéticas. Los expertos señalan que los tribunales podrían llegar a tumbar la obligación de liquidación por este descuido en la concepción de la tasa.





Biomasa

Magnon transformó 1,6 Mt de biomasa en energía renovable en 2022



Magnon Green Energy valorizó, en 2022, más de 1,6 millones de toneladas de biomasa. Gracias a este material vegetal, logró cubrir las necesidades energéticas de más de un millón de personas en España con energía renovable. La compañía movilizó estos restos vegetales, que se distribuyeron principalmente en el medio rural cercano a sus plantas, en las comunidades autónomas de Andalucía, Castilla-La Mancha y Extremadura. La biomasa valoriza-

da por Magnon puede ser de origen agrícola, forestal o industrial. Concretamente, el porcentaje de valorización de la biomasa de origen agrícola crece cada año, con un aumento del 10% respecto a 2021. Por su parte, la biomasa forestal supuso más de un 30% en todo 2022, mientras que la materia procedente de la industria transformadora, aportó en torno al 15% de la biomasa total gestionada por Magnon el pasado año.

Fotovoltaica

Grupo Nexwell vende 619 MW fotovoltaicos a China Three Gorges Spain



El Gobierno español ha aprobado la venta, por parte de Nexwell Power e Ibox Energy (ambas compañías del Grupo Nexwell), de 619 MW de activos fotovoltaicos a China Three Gorges Spain (CTGS). El cierre de esta transacción permite a las empresas comenzar a cooperar en otras áreas de actividad, como la hibridación y optimización de activos, almacenamiento de energía, nuevas tecnologías, así como la evaluación de oportunidades de inversión

conjunta. Los activos fotovoltaicos vendidos a CTGS incluyen, en una primera fase, los proyectos operativos de Posadas (Córdoba) de 50 MW, Manzanares (Ciudad Real) de 89 MW, y una cartera de 52 MW ubicada en las provincias de Badajoz, Sevilla y Ciudad Real, que comenzará a generar energía en los próximos meses. El resto de proyectos, hasta completar los 619 MW, están ubicados en Andalucía, Castilla-La Mancha, Valencia y Extremadura.

Empresas

RIC Energy entra en Italia con la compra de siete proyectos de 10 MW



RIC Energy ha entrado en el mercado italiano con la compra de siete proyectos fotovoltaicos que suman 10 MWp de capacidad en la región del Lazio. Los proyectos, sujetos a tramitación a través de la Procedura Abilitativa Semplificata -o Procedimiento Administrativo Simplificado en español- (PAS), se encuentran en avanzado estado de desarrollo y se prevé que lleguen a *Ready to Build* entre abril y septiembre de este año. Las plantas ya han obteni-

do el PAS por parte de las autoridades locales y no están sujetos a VIA, el equivalente italiano a la declaración de impacto ambiental que otorgan las autoridades españolas para certificar la idoneidad del proyecto desde el punto de vista medioambiental. Con esta adquisición, RIC Energy expande su presencia en Europa más allá de España, donde desarrolla más de 5.000 MW de proyectos FV, así como de hidrógeno verde, almacenamiento y biogás.

Proyecto

Gransolar construye una nueva planta fotovoltaica en Portugal



GRS, la constructora EPC de Grupo Gransolar, vuelve a acometer un proyecto en Portugal con la construcción de una planta fotovoltaica en Penamacor, región de Castelo Branco, para el inversor y gestor de activos alemán KGAL. Se trata de una planta de 82 MW que generará más de 150.000 MWh anuales de energía limpia para la zona. Penamacor contará con más de 124.000 módulos bifaciales de gran tamaño que estarán optimizados gracias a los se-

guidores solares Monoline+ 2P fabricados por PV Hardware. El proyecto, diseñado por Ingenia Solar Energy (ISE), ocupará una superficie superior a 140 hectáreas. El proyecto tiene un ambicioso plazo de construcción, que comenzó el 18 de enero de 2023. Está previsto que la planta entre en funcionamiento en 2024. La compañía española asumirá, posteriormente, las labores de operación y mantenimiento de la planta al menos durante dos años.



Proyectos

Iberdrola firma un préstamo de 150 millones para proyectos en Italia



El Banco Europeo de Inversiones (BEI) e Iberdrola han firmado un nuevo acuerdo para acelerar la transición energética de Italia mediante el desarrollo de nuevas plantas de energía renovable. El Banco de la UE ha concedido un préstamo verde de 150 millones de euros para la construcción de una cartera de proyectos eólicos y fotovoltaicos con una capacidad total de unos 400 MW. Estas nuevas instalaciones producirán energía verde y competitiva

equivalente al consumo medio de hasta 260.000 hogares. Los proyectos supondrán una inversión total de más de 300 millones. El BEI financiará plantas pequeñas y medianas, solares fotovoltaicas y eólicas y sus instalaciones de conexión. La financiación también incluirá infraestructuras auxiliares. En su conjunto, las nuevas infraestructuras crearán empleos de, aproximadamente, 600 personas al año durante la fase de construcción.

Eólica

Vestas presenta una solución circular para el reciclaje de palas eólicas



Vestas ha presentado una nueva solución que permite el reciclaje de palas eólicas fabricadas con resina epoxi, sin necesidad de cambiar el diseño o la composición de los materiales que forman la pala. Combinando una tecnología química recientemente descubierta dentro del proyecto CETEC y la colaboración establecida con Olin y Stena Recycling, la solución se puede aplicar a palas actualmente en operación. Esto eliminará la necesidad de rediseñar

las palas o desecharlas en vertederos cuando se desmantelen. Una vez madura, la nueva solución ofrecerá a Vestas la oportunidad de fabricar nuevas palas con material reutilizado. En el futuro, la nueva solución también permitirá convertir los materiales compuestos con epoxi en una fuente de materias primas para una economía circular más amplia, que potencialmente abarque industrias más allá de la energía eólica.

Mercado

Factorenergia, cada vez más cerca de entrar en el mercado serbio



Factorenergia está avanzando en las negociaciones con las autoridades de Serbia para entrar en este mercado y consolidar la estrategia de expansión internacional de la compañía. El pasado 1 de febrero, una delegación de Factorenergia encabezada por su fundador y CEO, Emilio Rousaud, se desplazó a Belgrado para reunirse con el ministro de Economía serbio, Rade Basta, y valorar las oportunidades de inversión y de negocio en el país. Desde que Serbia

obtuvo la concesión como país candidato a miembro de la UE, se ha convertido en un atractivo destino empresarial para las compañías que desean expandirse en nuevos mercados, entre las que se encuentra Factorenergia. La posible entrada de la comercializadora en Serbia formará parte del proceso de internacionalización de la compañía, tras su expansión en México (2017), Portugal (2019), Bulgaria (2021) y Chile (2022).

Adquisición

BayWa r.e. adquiere el mayorista fotovoltaico ProElektro en Letonia



La adquisición de ProElektro, mayorista fotovoltaico con sede en Riga (Letonia), pone en marcha la estrategia de crecimiento de BayWa r.e. para su negocio de distribución solar en los países bálticos y amplía su exitosa presencia en Europa del Este. Además, la empresa tiene previsto ampliar su negocio mayorista en la región a través de otras oficinas de ventas y distribución solar en los países vecinos, Estonia y Lituania. El equipo de empleados altamente cualificados de ProElektro continuará trabajando para BayWa r.e., y sus instalaciones servirán como centro para futuros proyectos de expansión. La transacción se firmó en diciembre de 2022 y se cerró en enero de 2023. Además de disponer de oficinas en Polonia, Bulgaria y la República Checa, BayWa r.e. tiene previsto abrir instalaciones mayoristas en Hungría, Rumanía y Eslovaquia, impulsando aún más la transición energética en toda Europa.





Central hidroeléctrica La Muela (Iberdrola). J.R. Ladra

Los trámites administrativos frenan el despegue del bombeo en España

La falta de un esquema de remuneración específico para instalaciones de almacenamiento, la falta de capacidad de acceso disponible en la red de transporte y la dificultad para obtener la concesión de agua para los bombeos hidroeléctricos, están retrasando el desarrollo de este tipo de proyectos.

Concha Raso.

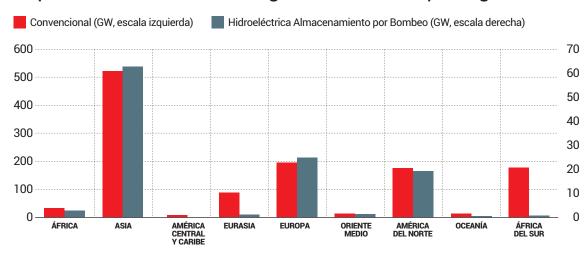
spaña dispone, actualmente, de 3.331 MW de potencia instalada de bombeo puro, con el objetivo de alcanzar los 6.831 MW en 2030 según el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Su cumplimiento supondría la creación de más de 10.000 empleos directos, una inversión prevista de unos 5.300 millones de euros y un ahorro anual en el precio de la electricidad estimado en más de 250 millones.

Teniendo en cuenta que los proyectos presentados hasta la fecha tienen una capacidad de turbinación que supera ampliamente el doble de los planificados, desde el sector entienden que el nuevo PNIEC (actualmente en revisión) debería ampliar con creces el objetivo actual.

El número de empresas con proyectos de centrales de bombeo en distintos estados de tramitación en el



Capacidad instalada de energía hidroeléctrica por región, 2021



Fuente: IRENA. elEconomista

país (ambiental, concesión de agua, puntos de acceso y conexión, administrativa de construcción) sigue en aumento.

Prácticamente todas las comunidades autónomas cuentan con ubicaciones con potencial para desarrollar proyectos de bombeo hidroeléctrico. Entre las empresas más activas están Atalaya Generación, Magtel, Iberdrola, Capital Energy o Repsol, por citar solo algunas, con proyectos en Galicia, Aragón, Castilla y León, Andalucía, Comunidad de Madrid, etc., así como diversos promotores que han mencionado públicamente desarrollos en Extremadura, C. Valenciana, Cantabria y País Vasco.

Desde 2019, Magtel desarrolla un sistema de almacenamiento distribuido basado en céntrales hidroeléctricas reversibles (BlueStorage). Consiste en más de una docena de centrales estratégicamente ubicadas. Entre ellas están la central As Pontes (Galicia), Grandas de Salime (Asturias), Barcena (Castilla y León) y Limonero (Andalucía).

Iberdrola, por su parte, tiene en cartera cuatro proyectos de ampliación en las instalaciones de Alcántara II (Extremadura), Conso II (Galicia), La Muela III (Valencia) y Sobrón II (Castilla y León). Repsol tiene en proyecto la ampliación de Aguayo II (Cantabria), mientras que Capital Energy ha presentado cuatro proyectos: Baells (Cataluña), Cabrera (Castilla y León), Tambre (Galicia) y Vélez (Andalucía).

Actualmente, la única central de esta tecnología que está en ejecución es Salto de Chira-Soria (Gran Canaria), propiedad de Redeia (antes REE), con un régimen retributivo propio que ha permitido viabilizar financieramente esta inversión.

La central, que empezó a construirse hace justo un año (las obras durarán 70 meses), aprovecha la exis-

tencia de dos grandes embalses (las presas de Chira y de Soria) en el interior de la isla para construir entre ambos la central hidroeléctrica de bombeo de 200 MW (equivalente al 36% de la punta de demanda de Gran Canaria) y 3,5 GWh de almacenamiento. El proyecto incluye también una estación desalinizadora de agua de mar y las obras marinas asociadas, así como las instalaciones necesarias para su conexión a la red de transporte.

Con un coste cercano a los 590 M€ (recientemente ha recibido 90 millones de los fondos FEDER), la instalación ahorrará al sistema eléctrico unos 122 millones al año. Esta infraestructura conseguirá incrementar un 37% la producción renovable en Canarias en 2026, elevando la cobertura media anual de la demanda con este tipo de generación al 51%.



Chira-Soria es la única central hidroeléctrica de bombeo reversible en construcción

Falta de capacidad de acceso a la red

A pesar de estar considerada como una de las mejores opciones medioambientales para producir y almacenar energía, agilizar la transición energética aprovechando toda la generación renovable, tener un gran potencial de desarrollo y contar con la tecnología y los recursos necesarios localmente, el bombeo hidroeléctrico reversible en España no está pasando por su mejor momento.

Desde la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (ASEALEN) denuncian la situación de bloqueo a la que el Ministerio de Transición Ecológica está sometiendo a este tipo de infraestructuras por su falta de acceso a la red eléctrica al ser





Presa de Chira-Soria en Gran Canaria. Gobierno de Canarias

consideradas únicamente como generadoras, y piden un cambio urgente en la definición legislativa.

Raúl García Posada, director de ASEALEN, explica a *elEconomista Energía* los tres frentes que están dificultando el desarrollo de este tipo de tecnología en nuestro país. Uno de ellos es "la falta de un esquema de remuneración específico para instalaciones de almacenamiento". Sin este esquema, afirma, "los ingresos de estas instalaciones son insuficientes en un contexto de elevado desarrollo de almacenamiento, como el recogido en el PNIEC, necesario para poder descarbonizar el sistema eléctrico".



Aumenta el número de empresas con proyectos de centrales de bombeo en tramitación

Otro de los problemas, señala García Posada, es "la falta de capacidad de acceso disponible en la red de transporte, una limitación que es mayor cuanto mayor es el proyecto y más restricciones físicas tiene". Esto sucede, explica el director de la asociación, porque "la generación renovable copa la capacidad de acceso de las subestaciones cercanas a potenciales instalaciones de bombeo que, una vez han avanzado en los estudios básicos que permiten ana-

lizar la viabilidad del desarrollo, no pueden continuar porque no tienen cómo conseguir un derecho de acceso y conexión a la red". Para estos proyectos, añade, "es también de muy difícil aplicación la búsqueda de una instalación de generación con la que hibridarse, por potencia y por distancias".

El tercer cuello de botella tiene que ver con "la falta de homogeneidad y criterios comunes en la tramitación de la Concesión Administrativa de Aguas para su aprovechamiento hidroeléctrico, existiendo una variedad importante de dificultades relacionadas con el uso consuntivo o no del agua, la compatibilidad con otras concesiones de generación hidroeléctrica y los criterios para asignar la concesión entre los distintos interesados, las tasas administrativas aplicables en las diferentes fases de tramitación y, afectando a toda la tramitación, incluida la medioambiental, los plazos y el lento avance de los procedimientos".

Desde ASEALEN recuerdan que el tiempo necesario para el desarrollo y construcción de proyectos de almacenamiento mediante bombeo hidroeléctrico es de un mínimo de tres años para proyectos de ampliación en instalaciones existentes y de diez años para grandes bombeos desarrollados desde cero. Teniendo en cuenta que, difícilmente, se va a disponer en 2030 de la potencia que recoge la actual versión del PNIEC, y aunque los modelos o la planificación digan que se necesita más capacidad,

Mayor potencial hidroeléctrico en los países en desarrollo

Para cumplir los objetivos climáticos del Acuerdo de París, la capacidad instalada de energía hidroeléctrica, incluida la hidroeléctrica de almacenamiento por bombeo, debería más que duplicarse en 2050, según un informe de IRENA.

La mayor parte del potencial hidroeléctrico se encuentra en los países en desarrollo y las instituciones financieras deben trabajar junto con los gobiernos para superar los riesgos y limitaciones locales y canalizar la inversión que tanto se necesita en estas regiones y países, revela el informe.

A pesar de ser la tecnología renovable más madura, la energía hidroeléctrica enfrenta varios desafíos: modernizar las flotas antiguas para cumplir con los requisitos del sistema de energía moderno, atraer nuevas inversiones y actualizar las estructuras de mercado y modelos comerciales que no recompensan todos los servicios proporcionados por la hidroeléctrica más allá de la generación de energía.

El informe también enfatiza que la planificación y el desarrollo de la energía hidroeléctrica solo tendrá éxito si se toman en consideración los aspectos de sostenibilidad y resiliencia.



para poder conseguirlo, reitera García Posada, "es necesario resolver previamente los problemas administrativos y de falta de apoyo a la remuneración.

El mayor temor que identificamos desde ASEALEN, señala el representante de la asociación, "es la señal negativa que se está dando a la inversión en eólica y fotovoltaica si no contamos con el parque de almacenamiento suficiente para que esas instalaciones puedan producir la energía suficiente (y al precio suficiente) para hacer rentable la inversión".

Nueva normativa

Actualmente, se encuentra pendiente el desarrollo de un nuevo marco normativo para el almacenamiento de energía. "Quizá el proceso más importante que está pendiente de resolverse, comenta García Posada, sea la actualización del conjunto de Procedimientos de Operación de Red Eléctrica que habilitarán la participación efectiva de todas las tecnologías de almacenamiento en todos los mercados posibles, un asunto en el que REE se encuentra trabajando". Esta problemática también se sufre en los sistemas insulares, especialmente en Canarias, con el agravante de que no existen mercados de ajuste abiertos al almacenamiento, reduciendo potenciales ingresos.



Asealen opina que habría que darle una oportunidad al Régimen Retributivo Específico

A este respecto, García Posada opina que "debería dársele una oportunidad al Régimen Retributivo Específico, buscar su aprobación para almacenamiento stand alone tal y como se ha hecho en Chira-Soria y plantear su uso para instalaciones de generación con almacenamiento de larga duración, como el de las termosolares o el de fotovoltaicas con bombas de calor de alta eficiencia o almacenamiento líquido, así como avanzar lo más rápido posible en el establecimiento de un mercado de capacidad".

La reforma del mercado mayorista que prepara Bruselas también podría afectar a este tipo de centrales. La problemática que tenemos en España, señala García Posada, es que "estamos muy próximos al punto de saturación de energía renovable no gestionable. Si no se ha alcanzado antes es gracias a la capacidad de bombeo y a la gran capacidad de regulación hidroeléctrica y con ciclos combinados que tenemos. Pero esa capacidad de bombeo ya empieza a quedarse corta y los generadores renovables empiezan a tener limitaciones horarias de producción: en unos casos por congestiones nodales o zonales, en otros por congestión de balance. Se produce más de lo que se consume y no hay donde mover o colocar esa energía, con el agravante de



Central hidroeléctrica de Aguayo (Repsol). EP

que se sigue necesitando sincronizar ciclos de gas por seguridad del sistema".

Esta situación se puede resolver, añade el director de la asociación, "incentivando nueva demanda (vehículos eléctricos, electrolizadores), reduciendo generación no renovable (cierre de nucleares) o desarrollando nueva capacidad de almacenamiento. Cuantas más instalaciones de almacenamiento existan, más alternativas tendrás a la generación marginal con gas, pero ese almacenamiento necesita un apoyo para su desarrollo sostenible como en su momento tuvieron la eólica y la fotovoltaica".



Fotovoltaica

Acciona Energía firma un PPA renovable con Zimmer Biomet en España



Acciona Energía ha firmado un PPA con el líder global en tecnología médica Zimmer Biomet para suministrarle electricidad 100% renovable en España durante 12 años. La energía entregada procederá de la planta fotovoltaica Cristo Bailones, en la provincia de Ciudad Real. Con una capacidad de 42 MWp, esta planta se encuentra actualmente en desarrollo y su entrada en operación se estima a finales de 2024. La construcción de la planta Cristo Bai-

lones se está llevando a cabo en la misma zona del parque eólico homónimo que la compañía opera desde 2004 y utilizará el mismo punto de conexión a la red. Este tipo de instalaciones que aúnan dos o más fuentes de generación de electricidad en una misma ubicación se conoce como hibridación. Entre sus ventajas están un mejor aprovechamiento del espacio e infraestructuras eléctricas y una reducción del impacto ambiental.

Acuerdo

Acuerdo entre EiDF Solar y Movelco en movilidad eléctrica y fotovoltaica



El consejero delegado de EiDF Solar, Fernando Romero, y el CEO de MOVELCO Mobility, Rubén Blanco, han firmado recientemente un convenio de colaboración con el que buscan ofrecer un servicio más completo y eficiente basado en electromovilidad y energía solar fotovoltaica. Este acuerdo permitirá a ambas compañías reforzar sus servicios a pymes y grandes empresas en todo el territorio nacional.

Su oferta conjunta incluye la instalación de infraestructuras de recarga para flotas de vehículo eléctrico basadas en el autoconsumo de energía fotovoltaica a través de la instalación de placas solares. Además de la puesta en marcha de toda la infraestructura necesaria, cada proyecto incluirá el asesoramiento, gestión integral de la instalación, mantenimiento y apoyo en la solicitud de subvenciones disponibles.

Eólica

Gestacur levantará el parque eólico La Herrada de Capital Energy



Capital Energy ha cerrado con Gestacur el contrato mediante el que la empresa de infraestructuras se va a encargar, entre el primer y el último trimestre de este mismo año, de los trabajos de ingeniería, suministro, construcción, puesta en marcha y restauración del parque eólico La Herrada, su primera instalación eólica en Castilla-La Mancha. La Herrada, que se ubicará en la localidad de Montealegre del Castillo (Albacete), tendrá una potencia

de 51 MW. Sus 10 aerogeneradores Siemens Gamesa, modelo 5.0-145 de 5,2 MW de potencia unitaria, suministrarán cerca de 149.000 MWh al año y evitarán anualmente la emisión a la atmósfera de unas 55.000 toneladas de CO2. La Herrada implicará una inversión de alrededor de 53 millones de euros y va a propiciar la creación de más de 170 puestos de trabajo directos durante los periodos punta de las obras.

Movilidad

Barter inaugura tres puntos de recarga en el Club de Golf Negralejo



Barter, compañía que busca democratizar la energía solar, ha inaugurado en Madrid la primera estación de recarga en el Club de Golf Negralejo, dentro del acuerdo firmado con la Asociación de Campos de Golf de Madrid (ACGM). El acuerdo incluye la instalación y operación de cinco estaciones de recarga en clubes de golf de la capital, contribuyendo así a la sostenibilidad de estas instalaciones deportivas. El Club de Golf Negralejo cuenta con tres car-

gadores -dos de carga semirrápida y uno de carga ultrarrápida-, así como seis plazas reservadas para la recarga, que podrán usar tanto los clientes del Club como el público que acuda a las instalaciones. Esta acción forma parte de la campaña '12 meses, 12 buenos golpes' de la ACGM, que aportará importantes beneficios medioambientales a la zona, y se suma a las prácticas ya existentes en los clubes de golf de la CAM.





axpo.es





Joan Canela Director general de Nexus Energía

La democratización de los PPA en la empresa: competitividad y sostenibilidad

stamos cerca de cumplir dos años desde el inicio de la crisis energética. Y, si bien enero dio un cierto respiro, la alta volatilidad del mercado junto con unos elevados precios siguen marcando una realidad que, previsiblemente, nos acompañará durante los próximos años. Si a ello añadimos el contexto inflacionista derivado del proceso de recuperación post pandemia, no es de extrañar que sea un momento de auge para nuevos mecanismos que faciliten al empresariado disminuir la incertidumbre en los precios de la energía y optimizar sus costes de explotación.

En este contexto se enmarca el creciente interés por los contratos de compra de energía de larga duración llamados Power Purchase Agreement (PPA), que se han extendido entre las grandes corporaciones y la industria electrointensiva. Estos acuerdos se negocian entre comercializadora o generador y el consumidor final, acordando un precio que suele ser fijo, aunque también existen otras estructuras más sofisticadas, por plazos que varían entre los 5 y 10 años, pudiendo llegar hasta los 15. Ese modelo permite reducir la compra de energía en el mercado y, así, mitigar la incertidumbre del *pool* para la empresa, en pro de una mayor estabilidad en la gestión del presupuesto energético.

De hecho, en el 2022 vimos cómo España seguía liderando por cuarto año consecutivo el mercado europeo de los contratos PPA gracias a su gran portafolio de instalaciones fotovoltaicas en desarrollo, una tendencia que promete mantenerse debido a la previsión de alcanzar una potencia renovable instalada de más de 150 GW en el sector eléctrico en 2030.

Estos acuerdos son un buen ejemplo de cómo las energías renovables han acudido al rescate de las empresas con consumos energéticos relevantes que, en algunos casos, incluso se habían visto abocadas a paralizar su producción. Las empresas son conscientes de la relevancia de estabilizar sus costes energéticos para poder mantener su actividad, así como seguir siendo competitivas en el mercado. En este sentido, la necesidad de disponer de una cobertura frente a la elevada volatilidad de los precios ha sido uno de los principales motores de los PPAs.

El sobrecoste energético ha acelerado durante el 2022 la contratación de coberturas financieras para evitar la inestabilidad de precios en el mercado mayorista y, sobre todo, la





compra de energía a largo plazo a través de los PPAs. Realmente, una fórmula eficaz de minimizar riesgos financieros reservada, eso sí, a grandes corporaciones.

El motivo es que para cerrar el acuerdo el consumidor debe tener la capacidad de absorber toda la producción de las plantas productoras, que suelen ser de grandes dimensiones. Este condicionante hace que los PPAs suelan ser herramientas a disposición de empresas con consumos energéticos a partir de los 5 millones de kWh, mientras que las pymes suelen tener consumos que oscilan entre los 12.000 y 21.000 kWh anuales.

¿Y si en vez de buscar un acuerdo con el operador de una planta de energía renovable, la empresa aprovecha sus propias instalaciones -la cubierta, un estacionamiento o un espacio sin uso- para ubicar ahí placas solares? Hace pocos días se han arrojado datos realmente positivos en el I Informe Anual de Autoconsumo Fotovoltaico de APPA Renovables. En 2022 se instalaron en España 2.649 MW de autoconsumo, de los cuales el 61% corresponde a instalaciones industriales. En un año se ha doblado el número de empresas que se sumaron al autoconsumo hasta llegar a las 54.000.

Este auténtico boom del autoconsumo abre nuevas perspectivas para los PPAs. Estamos viendo una eclosión de un nuevo modelo de PPA On-site que. a diferencia del modelo Off-

> site, se caracteriza por una energía generada en el mismo lugar donde se consume y la firma de un acuerdo de compraventa de energía limpia a largo plazo, en torno a 10-15 años, donde el precio resultante combina el de la energía autoproducida y la de la red.

En 2022 se instalaron en España 2.649 MW de autoconsumo. Este 'boom' abre nuevas perspectivas para los PPAs

Entre los principales beneficios de los PPA On-site, destacan: unos ahorros inmediatos en los costes de electricidad respecto a los precios del pool, una mayor independencia energética de la red que mitiga la volatilidad del mercado y facilita la estabilización del presupuesto energético, ventajas fiscales, pero, sobre todo, una reducción de los riesgos financieros.

Las compañías energéticas asumen el riesgo técnico y financiero del proyecto y se encargan de todo, desde la inversión inicial, la construcción de la planta, costes de la operación, mantenimiento, seguro, etc., mientras que las obligaciones de la empresa se limitan al pago de la energía según el precio acordado. En este sentido, acceder a los beneficios de un PPA es algo que deja de ser solo para grandes empresas y se vuelve accesible a muchas más.

La transición energética debe pasar por una nueva forma de entender nuestro uso y relación con la energía. Entramos en una etapa en la que la comercializadora se convierte en socio de las empresas en la gestión de sus activos energéticos, además de acompañarlas en el camino hacia la sostenibilidad. Cabe destacar que cada kWh de energía autoconsumida reduce la huella de carbono de la empresa en 0,31 kg de CO2, contribuyendo a la descarbonización de nuestra sociedad.



iStock

ORTZE, el buque sostenible que protege las aguas del Cantábrico

El sistema eléctrico-híbrido desarrollado por Ingeteam, permite navegar con cero emisiones de gases tóxicos para el medio ambiente, reduce el consumo de combustible y minimiza las emisiones acústicas en puertos y lugares protegidos.

elEconomista.es.

l compromiso con la sostenibilidad y la preocupación por las consecuencias derivadas del cambio climático, se han convertido en cuestiones vitales que marcan la senda hacia la transición energética por la que avanza el sector del transporte, dando continuos pasos en busca de vehículos terrestres, aéreos y marítimos más eficientes y respetuosos con el medio ambiente.

El sector marítimo aplicará en Europa una estricta normativa para reducir en un 75% las emisiones de gases contaminantes para 2050, con el objetivo de promover el uso de combustibles renovables en los buques que navegan por nuestras aguas y eliminar la gran dependencia de los combustibles fósiles. En este contexto, resulta fundamental apostar por innovadoras fórmulas como la transformación del ORTZE (On the Research & Development of Technologies towards Zero Emission Coastal Vessels). Este proyecto de electrificación marítima, liderado por Ingeteam, ha consistido en la renovación de un pesquero de la escuela naútica Blas de Lezo mediante un desarrollo tecnológico en el que se integra una planta de generación eléctrica-híbrida y propulsión con un motor eléctrico.

El propósito de este pionero navío es sentar las bases de la denominada Triple Navegación Cero: cero emisiones de gases nocivos, cero consumos de combustible y cero (o mínimas) emisiones acústi-







Sala de máquinas en la que se encuentra la propulsión híbrida diésel-eléctrica. eE

cas en lugares protegidos y entornos portuarios. Para ello, el barco está equipado con un motor híbrido-eléctrico que permite ahorrar más de un 20% en el consumo de combustible y minimiza una cuarta parte las emisiones de gases tóxicos. Además, en el modo de navegación eléctrico puro se puede llegar a alcanzar el 100% de esas reducciones, causando el menor impacto posible en el ecosistema y protegiendo así el medio marítimo.

El germen de esta iniciativa se sitúa hace una década, cuando el departamento de I+D de Ingeteam dio sus primeros pasos en la investigación para hacer de la electrificación naval una realidad. El intenso trabajo que la compañía ha desarrollado desde entonces, ha dado como fruto el diseño, fabricación y validación de este nuevo sistema integrado de potencia en este pesquero, que ha sido aplicado y probado con éxito, convirtiéndose en el primer buque eléctrico de estas características que opera a lo largo de la costa Cantábrica desde 2021.

En esas aguas realiza operaciones y servicios de alto valor científico y educacional, convirtiéndose en un referente local, estatal e internacional en su sector, tanto por las tecnologías que incorpora como en su propio fin. Y es que esta reconversión eléctrico-híbrida del buque posee un marcado carácter formativo, ya que en el consorcio que vertebra la iniciativa se han unido Industria, Investigación y Educación. Empresas referentes en el sector marítimo y energético se han sumado a organismos de inves-

tigación pertenecientes a la Red Vasca de Ciencia, Tecnología e Innovación para crear un nutrido ecosistema de colaboración público-privado compuesto por más de una decena de entidades con un resultado excelente tecnológico y de innovación.

Navegación más precisa y silenciosa

La principal novedad de este sistema es el paso hacia una propulsión íntegramente eléctrica mediante uno o varios motores que emplean energía eléc-

20%

Es el ahorro en consumo de combustible de ORTZE cuando navega u opera a larga distancia

trica proveniente de varias fuentes: por un lado, un sistema de almacenamiento compuesto por baterías de litio-ion recargables en puerto o a bordo y, por otro lado, uno o varios grupos auxiliares que generan electricidad por combustión interna utilizando diésel o gas. Además, cuando la embarcación permanece atracada en puerto, el uso de la conexión eléctrica puerto-buque permite apagar los grupos de generación auxiliares, reduciendo las emisiones contaminantes y el ruido. Es decir, el barco es capaz de alimentar sus cargas auxiliares y recargar sus baterías utilizando únicamente energía limpia proveniente de la infraestructura portuaria.



Ingeteam ha liderado el proyecto suministrando los convertidores y el motor eléctrico Indar, entre otros. eE

Todo ello contribuye a reducir el consumo de combustible en más de un 20% con respecto a los modelos actuales y a minimizar en un 25% las emisiones de gases nocivos -óxidos de nitrógeno, dióxido de azufre, dióxido de carbono y monóxido de carbono-, alcanzando el 100% de reducciones en puerto y en lugares cercanos y/o protegidos de la costa. Esto es posible gracias al modo de navegación eléctrico puro, más preciso y silencioso, sin perturbar el medio marítimo. Y cuando se encuentra lejos de la costa, son los grupos auxiliares generadores los que entran en funcionamiento combinado junto con las baterías. Además, gracias a esta innovadora tecnología se reduce considerablemente el tamaño y peso del sistema de potencia y de propulsión con respecto a los modelos tradicionales diésel-mecánico.

Durante todo el proceso, Ingeteam ha tratado de lograr la combinación más óptima e inteligente de ambas fuentes de energía, labor que ha dado como fruto una exitosa irrupción de esta iniciativa en el mercado naval. De hecho, se prevé una fuerte demanda que podría alcanzar los 20 billones de dólares en 2027 para este tipo de sistemas para buques especiales que incorporen propulsiones eléctricas o híbridas-eléctricas. Se trata de un novedoso concepto con gran éxito en vehículos para el transporte por carretera (coches, autobuses, camiones híbridos-eléctricos). No obstante, la tecnología empleada en ambos sectores difiere, ya que tanto las demandas de potencia y energía eléctrica como los requisitos de integración son totalmente diferentes.

ORTZE se ha convertido, así, en un proyecto pionero para el sector naval en España, ya que no existen referencias similares para este tipo de embarcaciones. El pasado mes de diciembre, Ingeteam recibía de manos de la Asociación de Empresas de Eficiencia Energética (A3E) el Áccesit por este proyecto en la categoría de *Mejor actuación* en la IX edición de los Premios Eficiencia Energética y Sostenibilidad.

En el panorama internacional, los casos de buques costeros que han incorporado innovaciones como las mencionadas resultan también escasos, posi-

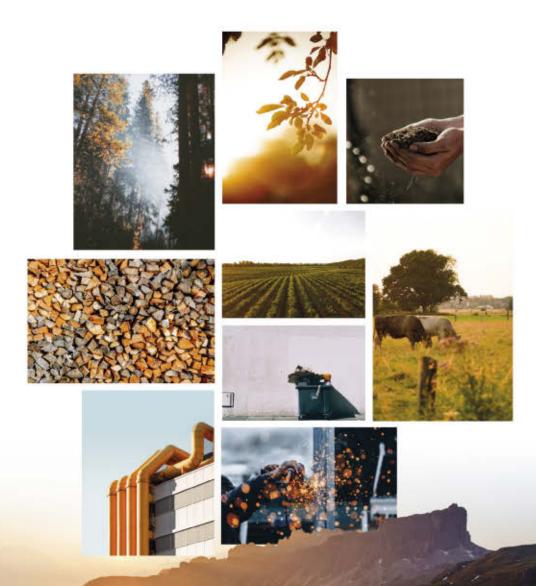


El renovado buque minimiza en un 25% las emisiones de gases nocivos a la atmósfera

cionándolo como un referente para navíos de esta categoría. Es por ello que, desde su puesta en marcha, ha generado numerosas expectativas en el sector marítimo. Profesionales, asociaciones, armadores y otros agentes del sector han destacado la relevancia de las tecnologías desarrolladas a bordo y la oportunidad de trasladar a un escenario real los notables beneficios que reporta en cuanto a eficiencia energética, funcionalidad y maniobrabilidad. Un verdadero hito en la electrificación del transporte marítimo para transitar hacia costas cada vez más verdes y océanos y mares cada vez más azules.

ESPAÑA VACIADA





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!

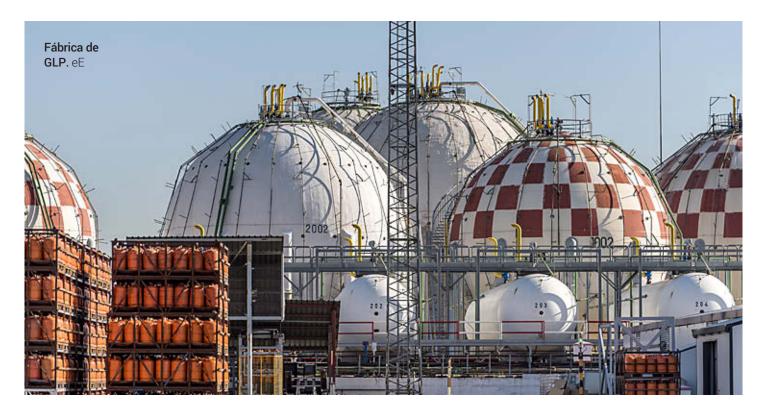


biomasa@appa.es 91 400 96 91



Precios de los carburantes





El mercado del BioGLP crecerá un 40% en Europa en 2028

Su comercialización y distribución se incrementa, particularmente, entre los consumidores no conectados a la red de gas.

Concha Raso.

I BioGLP aspira a convertirse en una de las fuentes de energía limpia que ayudarán a Europa a conseguir el objetivo de neutralidad climática en 2050. Junto a los gases licuados convencionales, este biocombustible juega un papel esencial para garantizar una transición ecológica territorialmente justa, siendo una fuente de energía accesible en áreas rurales (ampliamente utili-

zados), zonas desconectadas de la red y regiones ultraperiféricas.

El BioGLP se produce a partir de materias primas orgánicas y renovables. Entre otras, se emplean residuos vegetales y animales, aceites vegetales y biogás. También se puede llegar a obtener de energía solar y eólica, así como de CO2 capturado. Se pue-



Precios de los carburantes



de utilizar en el ámbito doméstico (calefacción, agua caliente sanitaria y cocina); transporte y movilidad (AutoGas); agricultura (combustible para vehículos, secado de cosechas, cría de aves de corral); aplicaciones industriales (para la generación de calor útil en procesos como la producción de acero o destilerías); sector comercial y de servicios (por ejemplo, en hoteles rurales).

Una de las ventajas de este biocombustible es que, al ser químicamente idéntico al GLP convencional, puede usarse en infraestructuras y equipamientos ya existentes (vehículos o calderas), evitando tener que cambiarlos o actualizarlos. También puede utilizarse de forma pura o mezclado con gases licuados convencionales.

Asimismo, contribuye a la descarbonización y mejora de la calidad del aire. En función de la materia prima empleada, el BioGLP puede reducir hasta un 95% las emisiones de gases de efecto invernadero en comparación con los combustibles fósiles y hasta un 80% en comparación con los gases licuados convencionales. Además, produce concentraciones muy bajas de partículas y NOx.

Aunque en cantidades modestas, el BioGLP ya se comercializa en Europa, obteniéndose fundamentalmente como subproducto en el proceso de fabricación del aceite vegetal hidrotratado (HVO, combustible procedente de aceites de cocina usados). Su gran potencial está haciendo que la industria trabaje en el desarrollo de otras vías de producción de este biocombustible, que varían según la materia prima utilizada.

Según un informe elaborado por Expert Market Research, el mercado europeo del BioGLP alcanzó un valor de 145,8 millones de dólares en 2021. Se espera que la industria crezca un 40,8% en el periodo 2023-2028, para alcanzar un valor de 1.065,3 millones de dólares en 2027.

La Asociación Europea del GLP estima que, para 2050, el mercado de gases licuados podrá ser 100% renovable, con una demanda estimada entre ocho y doce millones de toneladas, que podría ser completamente satisfecha con las tecnologías en desarrollo. A corto y medio plazo, se espera que el BioGLP proceda principalmente del biorrefinado de lípidos, la conversión de biogás y la gasificación



Pruebas con residuos en laboratorio en Repsol. eE

de biomasa. En cuanto a la tecnología Power-to-X, se espera que se introduzca en el mercado europeo a partir de 2030.

En los últimos años, la industria de los gases licuados ha logrado incrementar su comercialización y distribución de BioGLP, en particular para los consumidores no conectados a la red de gas. Para continuar en esta senda de impulso del BioGLP, seña-



El BioGLP contribuye a la descarbonización y mejora de la calidad del aire

lan desde la Asociación Gas Licuado, "además del compromiso de la industria, se estima necesario reconocer el BioGLP en los marcos regulatorios nacional y europeo, ofrecer incentivos a los consumidores para la transición a los gases licuados a corto plazo y al BioGLP a medio y largo plazo, así como apoyar a la industria para la producción y valorización de estos productos".



Precios de los carburantes



Repsol: 725 toneladas de BioGLP

Repsol y Primagas son dos de las compañías españolas que han puesto el foco en el desarrollo de los biocombustibles. En el caso de Repsol, todos los complejos industriales están adaptando sus procesos para fabricar productos con baja, nula o negativa huella de carbono. En esa transformación, la economía circular es una palanca clave que les permite usar residuos como materia prima y desplazar el empleo de recursos fósiles.

Repsol ya fabrica combustibles renovables tipo gasóleo y SAF, materiales circulares y BioGLP, y analiza más de 40 tipos de residuos y tecnologías para asegurar la producción de biocombustibles avanzados y materiales petroquímicos circulares. Durante 2022, se han fabricado varios lotes de BioGLP en Puertollano (unas 725 toneladas) a partir de aceites de cocina usado y biomasa. Actualmente, tanto las



El BioGLP se puede emplear en el ámbito doméstico, transporte y movilidad y agricultura

factorías de Puertollano como la de Tarragona cuentan con certificación ISCC Plus que garantiza la trazabilidad de los residuos utilizados y la reducción de emisiones del producto.

Primagas, por su parte, se convirtió en 2020 en la primera empresa en lanzar en España el biopropano. En septiembre de ese año, llegaba el primer barco al puerto de Barcelona, iniciando así la venta de este producto en España.

Además de ser perfecto para hogares y empresas que desean reducir su huella de carbono, apuntan desde la compañía, es un gran aliado para luchar contra la España vaciada, ya que al licuarse a alta presión, se facilita su transporte por tierra y mar y su almacenamiento, lo que permite su acceso a casas y negocios ubicados en zonas rurales que no están conectadas a la red de gas natural. El biopropano está comercializado por Primagas, filial del grupo SHV Energy. Los principales consumidores del producto en el país son Canal Horeca, industrias y gasolineras.



Instalación de tanque. R. Sebastien

Eólica

Repsol e Ibereólica inician la producción de un parque eólico en Chile



Repsol Ibereólica Renovables Chile, sociedad participada al 50% por Repsol y el Grupo Ibereólica Renovables, ha iniciado la producción de electricidad del parque Atacama, segundo proyecto eólico que ambas compañías desarrollan conjuntamente en Chile, con una potencia de 165,3 MW.

El proyecto está integrado por un total de 29 aerogeneradores Nordex N163 de 5,7 MW, que ya

han empezado a verter a la red sus primeros megavatios hora de energía 100% renovable. La construcción y puesta en marcha de esta instalación se ha completado en menos de doce meses. El parque eólico Atacama producirá al año más de 450 GWh de energía limpia, el equivalente al consumo anual medio de 150.000 hogares, y evitará la emisión a la atmósfera de más de 320.000 toneladas de CO2 al año.

Hidrógeno

Cepsa y Damas unidas en hidrógeno verde para el transporte interurbano



Cepsa y Damas han cerrado un acuerdo para promover el desarrollo del hidrógeno verde en el transporte interurbano por carretera. Se trata de la primera alianza de estas características a nivel nacional, con el objetivo de incorporar a la flota de vehículos de Damas autobuses propulsados con este combustible sostenible. Cepsa proporcionará las instalaciones de repostaje y el hidrógeno verde y Damas sumará a su flota hasta 10 autobuses impulsados por esta energía en una primera fase. Los vehículos se emplearán en varias rutas próximas geográficamente a los proyectos de Valle Andaluz del Hidrógeno Verde. Algunas de ellas serán Huelva-Sevilla, Sevilla-Chipiona, Sevilla-Camas, Sevilla-Tomares, Huelva-Punta Umbría y Huelva-Puerto de Santa María. Está previsto que los primeros autobuses impulsados por hidrógeno verde recorran estas rutas en 2025.

Acuerdo

Petroprix y EDP desplegarán una red de puntos de recarga ultrarrápida



Petroprix ha llegado a un acuerdo con EDP para poner en marcha la mayor infraestructura de recarga ultrarrápida con baterías para vehículos eléctricos de España. El acuerdo comienza con la instalación de cargadores en 44 estaciones de servicio, con opción de ampliarse al total de las 135 de la red del operador español de combustible y a las 35 nuevas aperturas que proyecta para este año. EDP y Petroprix instalarán puntos de recarga dobles, que per-

miten alimentar a dos coches al mismo tiempo con una potencia total de hasta 250 kW a repartir entre los dos vehículos, pudiendo alcanzar 150 kW y 100 kW, respectivamente. Los cargadores estarán conectados a la red eléctrica a una potencia de 60 kW y las baterías que incorporan se cargarán todo el tiempo que no haya vehículos enchufados. Así se garantiza una recarga ultrarrápida del coche con independencia de la potencia disponible de la red.

Movilidad

Toyota entrega a Exolum el nuevo Toyota Mirai de segunda generación



Toyota España ha hecho entrega de un Toyota Mirai de segunda generación a Exolum, el primer vehículo eléctrico de pila de combustible -Fuel Cell Electric Vehicle (FCEV)- de producción en serie del mundo. El acto de entrega, realizado en la sede de Exolum, ha contado con la presencia de Miguel Carsi, CEO y presidente de Toyota España, y Jorge Lanza, CEO de Exolum. Esta segunda generación del Toyota Mirai lleva la tecnología de pila de combustible

de hidrógeno de la firma de automoción a nuevas cotas y apela más directamente a las emociones de los clientes, tanto por su diseño como porque ofrece una experiencia más gratificante al volante. Gracias a un sistema de pila de combustible ampliamente rediseñado, una configuración muy inteligente y una mayor eficiencia aerodinámica, su autonomía se acerca a los 650 kilómetros, sin más emisiones que vapor de aqua.





Pedro González Director general de AEGE

Qué espera la industria del nuevo diseño del mercado eléctrico

a Comisión Europea ha cerrado recientemente la consulta pública sobre el diseño del mercado eléctrico en la Unión Europea. Se han recibido un total de 1.350 respuestas, lo que indica el interés que ha despertado, de las que aproximadamente la mitad provienen de empresas, asociaciones, instituciones públicas y privadas y del ámbito académico.

Primero hay que destacar la importancia de la consulta en sí misma. Hasta agosto del año pasado todas las comunicaciones realizadas por la Comisión o por el regulador europeo, ACER, incidían en el buen funcionamiento del mercado y en la ausencia de alternativas al diseño actual. Sin embargo, las medidas aplicadas en los países desde finales del 2021 han resultado insuficientes a la hora de mitigar el impacto en los precios eléctricos que pagan los consumidores. Las dudas sobre el actual diseño del mercado han persistido hasta abrir definitivamente un debate público sobre la conveniencia de mantenerlo.

El diseño actual ha resultado eficaz a la hora de promover la entrada de renovables y acelerar su madurez tecnológica. Para ello se ha permitido la recuperación de los costes en amplios periodos de tiempo con rentabilidades razonables. Es decir, se han mitigado sustancialmente tanto los riesgos del precio del mercado como de la producción. El resultado ha sido la entrada masiva de generación renovable que ahora es competitiva. Sin duda son buenas noticias para el consumidor.

Sin embargo, la estabilidad de precios y producción en plazos amplios de tiempo no se ha correspondido con las opciones de contratación que ha tenido el consumidor. La falta de un mercado con productos de largo plazo; en parte por el desinterés de la generación con precios asegurados o de la que sí quiere estar expuesta a la volatilidad del mercado y, en parte, por las exigencias a los consumidores para garantizar el pago de esos contratos en plazos amplios, ha llevado a que la mayor parte de la demanda haya quedado expuesta a la volatilidad del precio del mercado. Una volatilidad que, sin ir más lejos, es por ejemplo superior a la del IBEX-35, con la diferencia de que quien invierte en el IBEX-35 está





dispuesto a asumir esa volatilidad, pero quien consume un bien básico como la electricidad seguramente no.

En definitiva, todo el riesgo de volatilidad en el precio de la energía se ha trasladado íntegramente a los consumidores bajo la premisa de que el mercado de corto plazo era la mejor opción, lo que ha resultado claramente inconveniente durante esta crisis. Es necesaria una reforma del mercado que revierta esta situación.

La Comisión Europea plantea nuevos instrumentos que permitan, por un lado asegurar la entrada de energías renovables y, por otro, que el consumidor acceda al suministro de estas energías desacopladas de la volatilidad en el precio de los combustibles fósiles a precios estables, predecibles y competitivos. La propuesta española va en la misma línea.

En el caso de los consumidores electrointensivos esto va más allá de la simple promoción de los contratos bilaterales de largo plazo, los denominados PPAs. Estos instrumentos mitigan los riesgos del productor renovable, pero trasladan íntegramente los riesgos al consumidor que tiene que adquirir la energía sin sa-

ber cuándo y en qué cantidad se va a producir. Hace falta por tanto algo más. Desde AEGE demandamos un mercado en el que no sólo se pueda acceder a suministros de energía renovable desacoplada de los precios de los combustibles fósiles a largo plazo, sino en el que puedan contratar la energía con productos que se asemejen a sus patrones de consumo. Esos productos a partir de energías renovables no existen a día de hoy.

La entrada masiva de energía fotovoltaica permite acceder al suministro eléctrico en condiciones de precio competitivo, pero sólo durante 8 horas al día. Lógicamente en ese tramo horario el consumidor industrial se beneficiará de esta competitividad, pero necesita opciones para alimentar sus procesos productivos en el resto de horas del día. Está claro que esas opciones deben provenir de fuentes no emisoras para avanzar en la descarbonización y alejarse de la volatilidad en el precio del gas.

Seguramente cuando finalice 2023 la producción de energía eléctrica sin emisiones en nuestro mercado supere el 70% e irá aumentando en los próximos años. Esa energía debe recuperar sus costes, sí, pero debe posteriormente ofrecerse a los consumidores a través de contratos que garanticen el consumo a precios asequibles. A estas mismas conclusiones han llegado los reguladores energéticos europeos, ACER y CEER, cuando enfatizan la importancia que tiene el desarrollo de plataformas de negociación en las que se ofrezcan a los consumidores productos estructurados a distintos plazos y a partir de distintas tecnologías sin emisiones frente al simple desarrollo de la contratación a través de PPAs.

Esto es algo vital para la industria. Los precios estables y asequibles no sólo son determinantes para competir en los mercados de forma efectiva, lo son también a la hora de fomentar las cuantiosas inversiones que la industria debe realizar para descarbonizarse. Sin una señal de precios estables estas inversiones dificilmente serán viables y se perderán las oportunidades que nuestro país puede ofrecer para su reindustrialización.

El compromiso con la descarbonización de la industria es una exigencia de la sociedad, de las instituciones y de los inversores. Está claro que la transición energética exige medidas que apoyen este proceso y la reforma del mercado eléctrico es una oportunidad que no puede desaprovecharse. De lo contrario, la reforma nos dejará más o menos en el mismo punto del que hemos partido y poco habremos conseguido.



Se necesitan precios estables y asequibles para fomentar las inversiones

de la industria para descarbonizarse





Buque transportando GNL. eE

El gas natural será el combustible más utilizado en el mundo en 2040

Asia Pacífico, Oriente Medio y África serán las regiones donde se producirá la mayor parte del crecimiento futuro de la demanda de gas. Europa será la única excepción, con una contracción de la demanda en la región acelerándose a largo plazo debido a la implementación del plan REPowerEU.

Concha Raso.

I gas natural seguirá teniendo un papel fundamental en las próximas décadas a nivel global. El rápido crecimiento de las energías renovables contribuirá a una estructura más diversificada del *mix* energético mundial, donde los combustibles fósiles mantendrán su protagonismo, representando el 63% en 2050. La demanda de gas natural aumentará un 36%, pasando de 4.025 bcm en 2021 a 5.460 bcm en 2050 y ocupará el primer

lugar en el *mix* energético, elevando su participación del 23% actual al 26% en 2050, según la última edición del *Global Gas Outlook 2050*, del Fondo de Países Exportadores de Gas (GECF). Asimismo, superará al carbón en 2025 y se convertirá en el combustible más utilizado en 2043.

Se prevé que Asia Pacífico, Oriente Medio y África sean los lugares donde se produzca la mayor par-



te del crecimiento futuro de la demanda de gas. La única excepción será Europa, región en la que se espera una contracción de la demanda, que se acelerará a largo plazo debido a la implementación del plan REPowerEU. Para satisfacer la creciente demanda de gas natural, la inversión *upstream* requerida hasta 2050 es de 9,7 billones de dólares.

El gas natural combinado con la Captura, Uso y Almacenamiento de Carbono (CCUS), tanto en la generación de energía como en la industria, se convertirá en una importante opción para el uso de gas a largo plazo.

Concretamente, el sector de generación de energía será la fuerza impulsora, representando el 43% del crecimiento total de la demanda de gas en medio de un fuerte aumento en las necesidades de electricidad y la reducción gradual del carbón. Además, la generación a gas será más importante para brindar flexibilidad al sistema, debido a la ampliación de las renovables en los sistemas de energía.

Por su parte, la demanda de gas industrial seguirá siendo significativa, contribuyendo en un 17% entre 2021 y 2050. El cambio de combustible impulsado por políticas será un factor clave. Ade-



La cuota del gas natural en el 'mix' energético pasará del 23% actual al 26% en 2050

más, la demanda de gas aumentará como materia prima para producir productos petroquímicos y fertilizantes.

El gas también despegará en el transporte por carretera y marítimo, impulsado por iniciativas políticas de reducción de emisiones. La generación de hidrógeno azul también será un vector adicional para un mayor uso del gas. Su madurez tecnológica, su menor costo y la sinergia con la infraestructura de gas natural, convertirán a este vector energético en una opción muy atractiva.

Importancia del GNL

El comercio de gas natural se expandirá en más de un tercio, liderado por el GNL, que superará el comercio de gasoductos para 2026. La demanda de gas natural licuado duplicará su volumen entre 2021 y 2050, convirtiéndose en la fuente preferida de suministro de gas natural.

La región de Asia Pacífico mantendrá su papel de liderazgo como importador clave de GNL con los países asiáticos emergentes impulsando el crecimiento. Su participación actual del 72% en el comercio mundial de GNL se mantendrá a largo plazo, pasando a re-



El gas también despegará en el transporte pesado por carretera. iStock

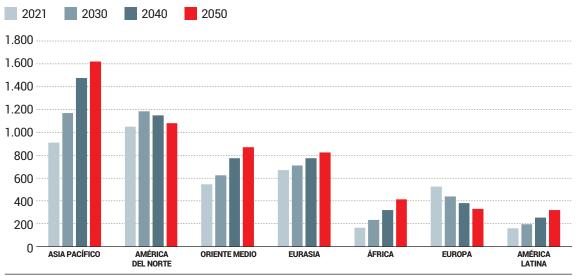
presentar el 67% en 2050. Por su parte, la UE planea tener GNL en el centro de su estrategia de diversificación y está preparada para aumentar las importaciones de este combustible y expandir sus capacidades de licuefacción, además de resolver los cuellos de botella existentes en la infraestructura de gas.

A medida que la crisis energética mundial se agudiza y los principales países importadores de gas



Tendencias de la demanda mundial de gas natural

Por región (bcm)



Fuente: GECF. elEconomista

natural están preparados para garantizar un suministro fiable, se prevé que aumenten las inversiones en nuevas infraestructuras de GNL hasta 2030, que disminuirán sustancialmente en la industria del GNL (licuefacción y regasificación) entre 2030 y 2040.

La capacidad total de licuefacción durante la última década ha aumentado de 270 mtpa en 2010 a 462 mtpa a fines de 2021. En los próximos 30 años, la capacidad de licuefacción de GNL se duplicará con creces a 1.026 mtpa para 2050.

Por su parte, la capacidad global de regasificación aumentó de 630 mtpa en 2010 a 993 mtpa en 2021. Para 2050, se proyecta que la capacidad global de



América del Norte mantendrá su posición como mayor productor de gas del mundo en 2050

regasificación casi se duplique a 1.840 mtpa, más del doble de la demanda esperada de GNL de 850 mt. Para 2050, 1.060 mtpa o casi el 60% de la regasificación total de GNL se realizará en Asia Pacífico y 380 mtpa o el 20% de toda la capacidad de regasificación se hará en Europa.

Producción mundial de gas

La producción mundial de gas natural aumentará un 36% en 2050, a una media del 1,1% anual. América del Norte mantendrá su posición como mayor productor de gas del mundo, con una cuota del 26% de la producción mundial. La región crecerá en 285 bcm para llegar a 1.420 bcm en 2050.

Oriente Medio se convertirá en el segundo mayor productor de gas natural del mundo y suministrará casi el 22% a nivel mundial en 2050, en comparación con el 17% actual. Se espera que la producción de gas en la región aumente en 520 bcm a 1.190 bcm para 2050.

Eurasia se convertirá en el tercer mayor productor de gas natural en 2050, con una cuota global de participación del 20%. Se espera que la región agregue más de 155 bcm a su producción actual, impulsada por Rusia, que contribuirá con más del 59% de este crecimiento. Se espera que su producción aumente un 0,5% de media anual en 2050.

África será responsable del segundo mayor crecimiento volumétrico, ganando más del 11% de participación en el suministro mundial de gas para 2050, en comparación con el 6% de 2021. África es la única región donde el crecimiento de la producción de gas se duplicará, pasando de 260 bcm en 2021 a 585 bcm en 2050.

La producción de gas natural en América Latina se espera que crezca un 46% (65 bcm) en 2050, lo que supone un crecimiento anual del 1,3%, contribuyendo al 4% de la producción mundial de gas.

Europa será la única región del mundo donde el informe de los Países Exportadores de Gas pronostica que la producción de gas natural caerá, a un promedio anual del 2,9%, lo que reduce su participación en la producción mundial a solo un 2%.

Gas natural para aliviar la pobreza energética de África

Se espera que el gas natural sea la mayor oportunidad de África para ayudar a aliviar la pobreza energética. Las exportaciones de petróleo y gas son una fuente importante de ingresos y representan entre el 50% y el 80% de los ingresos en algunos países

El gas natural será responsable del 30% del aumento de la demanda de energía primaria del continente. Las ricas reservas de gas se alinean con el impulso de la región por el desarrollo socioeconómico, junto con la reactivación de las exportaciones de GNL para generar crecimiento económico.

La demanda de gas natural se expandirá un 3,2% anual, de 165 bcm en 2021 a 415 bcm en 2050. Alrededor del 70% del crecimiento de la demanda total será atribuible a la generación de energía. La producción de gas natural del continente aumentará de 260 bcm en 2021 a 585 bcm en 2050, lo que representa un crecimiento promedio anual de 2,8% en el período. Se espera que Nigeria y Mozambique representen el 63% del crecimiento de la producción africana. La capacidad de exportación de GNL africano alcanzará las 199 mtpa para 2050. Mozambique, Nigeria y Mauritania/Senegal impulsarán este aumento.

















Índice de precios y subastas: las nuevas herramientas de MibGas

MibGas ha mejorado, por un lado, sus índices de precio para equipararse a los estándares europeos y, por otro lado, ha celebrado las primeras subastas bajo petición, un 'producto a medida' para los agentes.

elEconomista.es.

I operador del Mercado Ibérico de Gas (Mib-Gas), ha puesto en marcha dos nuevas iniciativas en estos últimos meses. Por un lado, ha mejorado sus índices de precio para equipararse a los estándares europeos y, por otro lado, ha celebrado las primeras subastas bajo petición con las que ofrece flexibilidad a sus agentes.

Desde el pasado 9 de febrero, MibGas publica en su página web nuevos índices de precios -adicionales a los ya existentes-, al objeto de crear indicadores más robustos y alineados con la metodología empleada en la mayoría de *hubs* europeos.

Estos índices son MIBGAS PVB Last Price Index (LPI) Day-Ahead (índice diario de precio último) y MIBGAS PVB Average Price Index (API) Day-Ahead (índice precio medio ponderado diario), de manera que, a partir de ahora, se introduce el término Day-Ahead y Weekend referidos a los períodos de entrega y no al de negociación. El Day-Ahead se corresponde con el D+1 para sesiones de negociación del mercado de lunes a jueves y con el D+3 para sesiones de negociación del mercado el viernes con entrega el lunes, mientras que el producto Weekend corresponde a la negociación de sábado y domingo que se realiza el viernes.

Subastas bajo petición

Por otro lado, el pasado mes de diciembre MibGas ampliaba su oferta de servicios con el lanzamiento de subastas bajo petición, una nueva herramienta que el operador del mercado ha puesto a disposición de sus agentes. Este tipo de subastas, puestas en marcha por MIBGAS Derivatives, ofrecen flexibilidad a los agentes a la hora de programar sus compras o ventas mediante la celebración de una subasta en la plataforma de MIBGAS de cualquier producto futuro físico no financiero de gas natural o de gas natural licuado (GNL).

La primera subasta se realizó el 21 de diciembre y supuso la compra de 109,5 GWh (300 MWh/día) de gas natural para el año 2023 -producto Cal23 (Y+1) en el PVB-. En el mes de enero se han celebrado tres nuevas subastas, que han supuesto la compra de un total de 136 GWh por parte del agente iniciador



Raúl Yunta, presidente de MibGas. Ana Morales

en tres productos diferentes con entrega en este mismo año. Para el producto Q+1 se compraron 44 GWh (480 MWh/día) a un precio de 58,87 €/MW, 46 GWh (500 MWh/día) para el producto Q+2 a un precio de 59,65 €/MWh y 46 GWh (500 MWh/día) para el producto Q+3 a un precio de 62,47 €/MWh.

El presidente de MibGas, Raúl Yunta, ha señalado que las subastas bajo petición "nos permite ofrecerle al agente un *producto a medida* de sus necesidades, es decir, el agente elige el producto de MIBGAS Derivatives que más les interese para realizar la subasta de gas con entrega física y así se garantiza el suministro para el horizonte temporal que desee".





Hidrógeno

Enagás y Naturgy construirán una planta de hidrógeno en León



Enagás Renovable y Naturgy han presentado en La Robla (León) el proyecto para la construcción de una planta de hidrógeno renovable cuya capacidad de producción alcanzará hasta 280 MW. La planta, con puesta en marcha prevista en 2026 y con una inversión estimada de 485 millones de euros, se ubicará en los terrenos de la antigua central térmica de Naturgy que, actualmente, se encuentra en proceso de desmantelamiento. El desarrollo de la plan-

ta llevará asociada la puesta en marcha de un proyecto de generación solar fotovoltaica compuesto por diversos parques situados en municipios aledaños, cuya capacidad total ronda los 450 MWp. La planta de producción de hidrógeno renovable de La Robla permitirá evitar la emisión a la atmósfera de más de 430.000 toneladas anuales de CO2, contribuyendo a la descarbonización de los procesos industriales y al desarrollo de la movilidad sostenible.

Biometano

Goldman Sachs lanza Verdalia Bioenergy para invertir en biometano



Goldman Sachs Asset Management, a través de su negocio de inversión en infraestructuras, ha establecido Verdalia Bioenergy, un nuevo negocio centrado en el desarrollo, adquisición, construcción y operación de plantas de biometano en toda Europa. Verdalia Bioenergy buscará invertir tanto en proyectos en fase inicial de desarrollo como en activos operativos de mayor tamaño. La compañía ya ha firmado su primer acuerdo para comprar, sujeto a la aproba-

ción regulatoria, una cartera de proyectos de biometano en desarrollo en España con una capacidad total de 150 GWh/año. Para liderar Verdalia, Goldman Sachs se ha asociado con Fernando Bergasa y Cristina Ávila, que cuentan con un sólido historial en el sector del gas natural. Verdalia aspira a convertirse en un operador líder de biometano en España primero y en Europa después, y a desplegar más de 1.000 millones de euros en los próximos 4 años.

Equipamiento

Calvera desarrolla para Shell un equipo para transportar hidrógeno



Calvera Hydrogen ha desarrollado en sus instalaciones de Zaragoza el modelo de Tube Trailer de hidrógeno con mayor capacidad del mundo. El equipo está preparado para transportar una tonelada de hidrógeno en las carreteras de EEUU y más de 1,3 toneladas en las carreteras de la UE (debido a las diferentes normativas de peso en carretera de cada región), con una presión de trabajo de 517 bar (7.500 psi).

Esto lo convierte en el Tube Trailer con mayor presión de trabajo del mercado internacional. Está fabricado con fibra de carbono de última generación y mide 45 pies de largo. Este proyecto, en el que ambas compañías llevan más de dos años trabajando conjuntamente en la ingeniería y desarrollo tecnológico, se ha desarrollado para Shell Hydrogen y se utilizará para dar servicio a las estaciones de repostaje de hidrógeno de la petrolera en todo el mundo.

Autoconsumo

Gasexpress dotará de autoconsumo solar a todas sus gasolineras



La red de gasolineras Gasexpress ha dado un paso más en su apuesta por la sostenibilidad y el respeto al medio ambiente con la instalación de sistemas fotovoltaicos de autoconsumo en las cubiertas de las marquesinas de sus estaciones de servicio en todas sus ubicaciones. La empresa Solar Express Energía ha sido la encargada de instalar y poner en marcha los más de 40 sistemas fotovoltaicos de autoconsumo que requiere este proyecto.

Cada instalación está compuesta por 30 paneles solares, con los que se alcanzarán unos ahorros entre el 45% y el 50% en la factura de la luz y amortizarán la instalación en un plazo de dos o tres años máximo aprovechando las subvenciones gestionadas por Solar Express, que se materializarán a través de los fondos europeos o mediante deducciones o bonificaciones en el IRPF o el IBI.



POSITIVE | ESTRATEGIA 2030 PARA UNA NUEVA CEPSA

POSITIVE MOTION

ES EL COMPROMISO

DE MOVERNOS

JUNTOS HACIA UN

MUNDO MÁS

SOSTENIBLE

Es ayudar a nuestros clientes en sus objetivos de descarbonización.

Es crear la mayor red de carga ultrarrápida de España y Portugal para coches eléctricos.

Es reducir las emisiones de CO_2 de nuestras operaciones un 55% en 2030 y convertirnos en una compañía Net Positive que crea valor.

DESCUBRE NUESTRO COMPROMISO EN CEPSA.COM





FRANCESCO STARACE

Consejero delegado de Enel



"Tenemos que sentarnos Gobierno e industria y decidir sobre las nucleares"

Francesco Starace, consejero delegado de Enel, es uno de los directivos clave del sector energético. En su reciente visita a España recibió a elEconomista.es para analizar la evolución del grupo y la situación del negocio a las puertas de que el Gobierno italiano tome una decisión sobre su renovación al frente de la compañía.

Rubén Esteller. Fotos: Alberto Martín

El grupo Enel está apostando por aumentar su presencia industrial con dos plantas de paneles solares. La Comisión ha presentado un plan para frenar la guerra comercial con EEUU y retener el potencial industrial. ¿Será suficiente?

Los números son claros. Si tomamos el dato de instalaciones de 2022, son 41.000 MW. Menos del 3% de los paneles fueron producidos en Europa y el 97% fueron importados

de Asia, la mayoría de China. Esto no es culpa de China, es nuestra. Por eso hemos decidido, después de año y medio detrás de ello, invertir en una fábrica de 3.000 MW en Italia. ¿Por qué 3.000 MW? Porque la fábrica media en China es de 3.000 MW. Pero, mirando los números, representa menos de un 8% del consumo anual de Europa. Creo que tenemos un desafío importante y todos debemos reflexionar sobre ello. Descarboni-



zar nuestra producción requiere un esfuerzo industrial desde el punto de vista de la inversión en plantas y de la producción de paneles solares. Lo mismo ocurre en Estados Unidos. Ellos también importan muchísimo de Asia y están empezando a decidir. No es que digamos no más de Asia, pero tenemos que hacer balance. En 2023, los 41.000 MW de solar que hemos instalado en 2022 van a ser, como mínimo, 10.000 MW más, porque los instalados en 2022 son hijos de decisiones de 2020 o 2021 antes de la guerra. Pero con la querra se va a añadir capacidad.

Los precios del gas y del mercado mayorista eléctrico están bajando. ¿Se ha terminado la crisis?

Lo primero que quiero decir es que hemos logrado pasar bien casi completamente este invierno, que no era tan obvio. Es verdad que han ayudado las temperaturas, pero también hemos descubierto que hacíamos un uso del gas poco inteligente. Estamos logran-

años. Estamos quemando más carbón, pero un informe de Ember señala que no tuvo un impacto tan alto. Para mí es algo a corto plazo y no tenemos que preocuparnos por esto. Habrá que quemar un poco más de carbón para aguantar otro invierno, pero después no. En 2022, en la Europa 27 hemos instalado 41.000 MW de solar y 15.000 MW de eólica que, en 2023, van a producir unos 100 TW, equivalentes a 21 millones de metros cúbicos de gas, y cada año va a bajar.

¿Cree que se está fragmentando el mercado único europeo de la energía? Las ayudas de países como Alemania pueden hacer que cada uno tenga una política energética propia o que se acabe rompiendo tras 30 años.

Es muy difícil decir si en Europa hemos conseguido, en algún momento, tener un mercado único de la energía, porque siempre ha habido diferencias. Nosotros estamos en muchos de estos mercados y no es fácil de-

"Respecto al gas natural, la situación es peor que hace un año y no está claro cómo vamos a gestionarlo"

"Estamos quemando más carbón, pero el impacto no ha sido alto. Es algo a corto plazo y no debemos preocuparnos"



do ahorrar en el consumo de gas entre el 10%-15% y en algunos países el 20%. Creo que es una prueba de que usábamos mal el gas y tenemos que tenerlo en la cabeza para el futuro y que se puede consumir menos gas sin particular impacto. En 2022 compramos gas a Rusia, pero este año no lo podremos hacer. Si vemos la situación, es peor ahora que hace un año. En ese sentido, no está claro cómo vamos a gestionarlo en los próximos meses, porque a finales de marzo empezará el esfuerzo para ver los niveles de los almacenamientos y creo que tenemos que esperar volatilidad, pero tenemos herramientas para gestionarlo un poco mejor.

¿Cree qué Europa ha olvidado la emergencia climática? Alemania está quemando más carbón y, en España, en el caso de Endesa, no les han permitido cerrar una central.

Este problema se reducirá en los próximos

cir que tenemos un mercado único. Tenemos algunos principios básicos y otros fiscalmente muy distintos; incluso políticas energéticas que hasta hace cinco o seis años han sido bastante diferentes en nuclear o carbón. Ahora la tecnología, más que la política, está empujando hacia una armonización, como mínimo de la parte de los activos, porque descarbonizar no es solo preservar el medio ambiente, sino que es económicamente interesante. El Green New Deal de la Comisión fue bastante claro para todos. Lo que pasa es que, con la crisis, se observó que tenemos que reflexionar sobre un nuevo marco regulatorio y añadir un instrumento de mercado, que en Europa no tenemos, que es una regulación que nos permita disfrutar de la visibilidad de los precios que las renovables nos permiten y, así, que los clientes puedan disfrutar esta nueva oportunidad. No tenemos una herramienta bien estable-



alFconomista

cida y común para ofrecer a todos los consumidores la posibilidad de ver precios a largo plazo y claramente las renovables suponen esta oportunidad. Y, esto, creo que es el trabajo de esta nueva Comisión. Hacerlo individualmente sería una pena. Es más fácil hacerlo en común.

¿Qué les parece la propuesta española de reforma del mercado?

Hay una propuesta española, una francesa, una italiana que también tiene un valor añadido porque se logró hacer junto con Confindustria, la Alianza de los Industriales. Es el primer caso en el que productores y consumidores logran un acuerdo sobre un marco que gusta a los dos. Hoy tenemos dos enfoques distintos: el primero, modificar las herramientas que tenemos ahora, en el mercado a corto plazo, para que este pueda ser también a largo plazo. Esto no es fácil. Otro enfoque es decir este mercado funciona, no tenemos que añadir mucho, y desarrollamos

El Gobierno ha iniciado la revisión del Plan energético, ¿piensan que se puede abrir la puerta a que la nuclear pueda extender su vida en España?

Es una buena pregunta, porque recientemente se ha conectado la segunda planta nuclear a la red europea desde hace 15 años que se empezó a construir en 2008. Originariamente el plazo era de siete y hemos tardado el doble. También hemos invertido el doble. Pero ahora estamos contentos de que se logre este gran éxito. Creo que quien tiene una planta nuclear funcionando, en esta situación de incertidumbre sobre el suministro de gas y todo lo que pasa, tiene que pensarlo bien antes de cerrarla y ver cuántas inversiones necesitas o si quieres prolongar su vida en diez años. Hemos visto que en Francia están desarrollando algo que puede lograr alcanzar los 60 o 70 años de vida de las plantas. Desde este punto de vista, las plantas españolas son bastante jóvenes. Por esto tienen una opción. Es un

"Decidiremos si recurrimos el nuevo impuestazo cuando todos los análisis que se están haciendo estén finalizados"

"En esta situación de incertidumbre, quien tiene una planta nuclear funcionando tiene que pensarlo bien antes de cerrarla"



un nuevo mercado que trabaje junto. Eso creo que es más fácil. No distorsiona, no crea incertidumbre sobre lo que ya funciona y nos permite reflexionar sobre el nuevo sin crear turbulencias. Hay estas dos distinciones y vamos a ver cómo se orienta en Europa. Hacer cambios a nivel europeo del primer sistema es más complejo. Tener un acuerdo sobre un nuevo mercado es más fácil. Pragmáticamente, prefiero el segundo punto.

¿Van a recurrir el nuevo impuesto a las eléctricas y la banca?

Este nuevo impuestazo... Están ahora analizándolo con todo detalle, porque no es tan fácil. Es un impuesto sobre los ingresos. Eso es un poco raro como aproximación. Puedes empezar a razonar si se tienen beneficios excesivos. Estamos analizándolo y vamos a decidir cuando este análisis esté completo.

asunto de política energética nacional. Pero creo que un gobierno tiene que elegirlo bien. La buena cosa es que ahora, gracias al trabajo que hizo la ministra, tenemos fechas claras. Por esto se sabe que tenemos que tomar una decisión, porque algunas fechas están llegando y está claro que tenemos que sentarnos el gobierno y la industria y decidir qué hacer juntos. No es una decisión que uno puede tomar solo, porque son activos muy importantes y, en estos momentos, pueden ser una reserva de energía bastante importante.

¿Cómo ha avanzado la venta del negocio del gas en España?

Como ya teníamos la idea de salir de este negocio, nos salimos ahora que el valor es el máximo. Hemos dado el primer paso en Chile a finales de 2022 y ahora estamos haciendo lo mismo en España.









Antonio Mediato Fundador y director general de Airzone

Tecno-optimismo o cómo resolver el problema del cambio climático

I tecno-optimismo es la creencia en que el ser humano es capaz de encontrar la solución a la mayoría de los problemas de la humanidad gracias a su ingenio y la capacidad de desarrollar nuevas tecnologías.

Lo que nos diferencia del resto de animales es que nuestra adaptación al entorno no es biológica, sino cultural. Nos amoldamos a través de la tecnología y de las ideas. Desde las herramientas más primitivas, como los cuchillos de sílice, hasta las estructuras sociales más complejas, como la democracia liberal, todas nacen como resultado de nuestro proceso de adaptación al hábitat, con el que buscamos garantizar la supervivencia de nuestra especie. Al igual que sucede con la medicina, somos capaces de encontrar ya solución y cura o mejora a la mayoría de las enfermedades que conocemos.

Desde el punto de vista físico, nuestras posibilidades de sobrevivir en un entorno hostil no parecen muy altas: no somos muy rápidos, tampoco somos muy fuertes, no tenemos dientes y uñas que nos ayuden a cazar, no aguantamos temperaturas extremas, etc. Es decir, carecemos de recursos que nos permitan descansar con la certeza de que podemos combatir la adversidad por nosotros mismos. Sin embargo, hemos conseguido poblar toda la Tierra, con climas tan extremos como el del Círculo Polar Ártico o el de la Península Arábiga. Si lo hemos hecho, ha sido gracias a nuestro cerebro. Al individual y al colectivo. Porque ha sido precisamente nuestra capacidad de unir nuestras mentes y pensamientos para solucionar problemas lo que nos ha permitido estar donde estamos, compartiendo el objetivo común de perdurar, sin sufrimiento y con comodidad.

Este trabajo conjunto con nuestros contemporáneos o construyendo sobre las ideas de nuestros antepasados, no es un viaje feliz que nos conduce desde la identificación del problema hasta su solución. Es una larga historia de un permanente *ensayo y error*, de una repetición de caminos equivocados y de conflictos; de resultados inicialmente modestos que acaban cambiando el mundo, etc.

Hoy hay voces en la sociedad que abogan por el decrecimiento. Una idea, basada en el miedo, que apuesta por retroceder, que intenta convencernos de que es





la única vía posible para evadir al caos. Sin un análisis profundo, la postura se interpreta, de primeras, como una reacción normal y comprensible. Tiene lógica: el razonamiento que se ha impuesto es que fue el crecimiento, tanto el económico como el tecnológico, el que provocó la actual crisis climática.

¿Es, entonces, el decrecer la solución? Ir corriendo hacia los sitios sin recursos que nos permitan llegar pronto, conseguir alimento sin dientes que nos permiten obtenerlo, vivir sin climatización en países bajo cero o quizás sin ser tan extremos, seguir explorando y conquistando, por ocio y placer, los lugares más remotos del planeta, en los que las temperaturas nos alarman, sin protección.

La respuesta a esta teoría es, aunque cueste asumirlo, evidente: no es viable. Y lo que más duele, como siempre, es la verdad: la mayoría no está dispuesta a aceptar *el cambio del cambio*.

Cierto es que nunca se ha conseguido imponer a nivel global una solución que ha requerido ir a peor, sacrificar avances tecnológicos y renunciar al bienestar. Los pocos casos que se conocen son fruto de creencias religiosas extremas o de acontecimientos devastadores como la guerra. Pongo a Gran Bretaña en la II

Guerra Mundial como ejemplo.



Nunca en la historia de la humanidad se ha climatizado una casa con menos energía y de la manera más ecológica Teniendo en cuenta lo descrito, y tras 25 años dedicado a una empresa de soluciones de control para la climatización, dejan de preocuparme en exceso los comentarios catastrofistas sobre cómo el calentamiento global incrementará el uso del aire acondicionado y la calefacción en nuestros hogares. Quienes ejercemos en este campo llevamos décadas investigando, desarrollando y creando tecnologías cada vez más eficientes que hacen que el consumo energético decaiga de forma progresiva. Cada equipo de climatización que se pone en el mercado incorpora gases menos contaminantes, de menor impacto sobre el calentamiento global. Porque nunca en la historia de la humanidad se ha climatizado una casa con menos energía y de la manera más ecológica. Y tampoco pensamos parar aquí. Por eso creo que la verdadera solución a la crisis energética y medio ambiental no pasa por prohibiciones, sino por la inclusión de nuevas opciones tecnológicas y la mejora de las existentes.

Al legislador y la Administración Pública les corresponde influir para que se usen las tecnologías más eficientes y crear mecanismos de impulso y cumplimiento. Porque la tecnología no es el problema, es la solución. Es, quizás, el tecno-optimismo la idea más realista. Puede que no tan popular, porque no nos pide renunciar, en un esfuerzo heroico, a nuestra cómoda vida actual. Pero es que quizás no sea necesario. Necesitamos seguir avanzando. Necesitamos seguir conquistando. Necesitamos seguir investigando para mejorar la calidad de vida y la esperanza de ese ser humano.

Sobre todo, porque en este momento hay una abundante financiación europea que nuestras administraciones públicas deberían usar para modernizarnos en este punto tan importante como es la tecnología para la eficiencia energética.

Uniendo nuestras mentes, tenemos el poder de apostar por ideas nuevas que nos ayuden a convivir con confort, sin renunciar. La tecnología avanzada es una vía para precisamente combatir el despilfarro energético sin dejar a un lado los problemas a los que nos enfrentamos. Sigamos combatiendo el frío y el calor, viajando y conquistando. Sigamos la única vía de triunfo que ha demostrado tener la humanidad: trabajar con humildad y honestidad. Apostemos por seguir creciendo, pero dentro de todas las opciones de las que disponemos, hagámoslo con las más coherentes, las sostenibles. Démosle una oportunidad al tecnooptimista, porque, aunque no suene tanto a héroe, es quizás quien aboga por la forma más viable de continuar.

alEconomista



De izq. a drcha.: Carlos Solé (KPMG España), Raúl Yunta (Mibgas), Rubén Esteller ('elEconomista.es'), Javier Saénz de Jubera (TotalEnergies) y José Ramón Mourenza (Herbert Smith Freehills).

Más de un tercio del gas consumido se negocia en el mercado ibérico

Mibgas se ha convertido en uno de los índices más económicos y con menos volatilidad de precios en Europa en 2022. En un encuentro organizado por 'elEconomista.es' y TotalEnergies, los cuatro ponentes señalaron que ven complicado un escenario en 2050 en el que se pueda prescindir del gas.

Alba Pérez. Fotos: Ana Morales

ibgas se ha convertido durante 2022 en uno de los índices más económicos y con menor volatilidad de precios en Europa. Mientras la crisis energética ha provocado una pérdida de la confianza de las autoridades europeas en el mercado holandés TTF y ha abierto las puertas a buscar mejores referencias de precios para el gas, el número de contratos que está utilizando el mercado ibérico es creciente.

Por eso, elEconomista.es ha organizado junto a TotalEnergies el encuentro Modelos de contratación referenciados a Mibgas, en el que han participado destacados expertos en esta materia como Raúl Yunta, presidente de Mibgas; José Ramón Mourenza, socio y of counsel de Energía de Herbert Smith Freehills; Carlos Solé, socio responsable de Energía y Recursos Naturales en KPMG España; y Javier Sáenz de Jubera, presidente de TotalEnergies Electricidad y Gas en España.



Más de un tercio del gas consumido en España en 2022 se negoció a través del Mibgas. En el caso de TotalEnergies, más de dos tercios del volumen vendido se referenció al mercado ibérico, lo que supuso un enorme ahorro para sus clientes. "Si estos clientes hubiesen cerrado el contrato de energía en el último trimestre con otros índices, este año habrían pagado 100 millones de euros más de lo que van a pagar con la indexación al Mibgas", reveló Javier Sáenz de Jubera, presidente de TotalEnergies Electricidad y Gas en España.

Desde su nacimiento hasta ahora, "el progreso del mercado ibérico ha sido espectacular, pero en los dos últimos años el crecimiento es geométrico", señaló Raúl Yunta, presidente de Mibgas, quien apuntó que el año pasado se negociaron 130 TWh, un 67% más que en 2021.

"Los volúmenes negociados en Mibgas utilizan unos parámetros muy competitivos en un entorno objetivo, transparente y no discriminatorio obligado por ley", dijo Yunta, quien también resaltó el anonimato y la seguridad del índice. "Es una transacción informática, pero no hay una entrega financiera a diferencia de otros *hubs*", apuntó. Se trata de una entrega física en la que es necesario disponer del gas para transaccionar.

Carlos Solé, socio responsable de Energía y Recursos Naturales en KPMG España, destacó también la evolución de producto del Mibgas y señaló el caso de la primera subasta bajo petición celebrada el pasado mes de diciembre. "Detrás de esto hay una idea muy buena: generar mercado dando iniciativa a los propios operadores para que participen", aseguró Solé. Para el experto, crear esos productos de manera organizada, "con buenos índices y transparencia", da confianza a los agentes y otorga a España una mejor posición en el mapa energético, en un contexto de volatilidad en los mercados.

El mercado ibérico no tuvo un nacimiento fácil, pues estuvo marcado por "la controversia inicial, los recursos e incluso la petición de medidas cautelares que paralizasen su puesta en marcha", aseguró José Ramón Mourenza, socio y of counsel de Energía de Herbert Smith Freehills, quién tuvo parte activa en el nacimiento del índice.

Antes de los últimos años, marcados por la crisis y otras situaciones "anómalas" en los mercados energéticos, "el Mibgas no había tenido un comportamiento especialmente visible con respecto al TTF", dijo Mourenza. "Sin embargo, ahora tienen una evidente similitud, que se ha traducido en varias cuestiones litigiosas y regulatorias", añadió.

El gran consumidor de gas que tenía contratos de suministro referenciados a TTF, por ejemplo, se encontró el año pasado con la escalada de precios.



Raúl Yunta Presidente de MibGas

El año pasado se negociaron 130 teravatios hora en el Mibgas, un 67% más que en 2021"



José Ramón Mourenza Socio y of counsel de Energía de Herbert Smith Freehills

La similitud que ha ganado el Mibgas con el TTF se ha traducido en litigios y nueva regulación"

"En el caso de los cogeneradores esto se sumó a la demora en la aprobación de su retribución regulada", recordó el socio de Energía de Herbert Smith Freehills. Se produjo entonces la suspensión de gran parte de la actividad de cogeneración y el incumplimiento parcial de sus contratos de suministro, "porque compraban a TTF y vendían a Mibgas". Tal y como explicó José Ramón Moureza, esto se tradujo en un importante trabajo de asesoramiento contencioso por parte de los despachos, además de un impacto en el plano regulatorio.

Pero los problemas y los cambios a los que se ha enfrentado el sector del gas en los últimos años van mucho más allá. Entre las consecuencias del alza de precios "hemos visto también una regulación mucho más profunda y mucho más intensa de la Comisión Europea de lo que hasta ahora nos había tenido acostumbrados", destacó el presidente de Mibgas. Es el caso de la obligación de tener un determinado porcentaje de llenado de almacenes listo para los periodos críticos del año o el conocido tope al gas.

La Comisión Europea aprobó a mediados de diciembre un mecanismo para limitar al gas en 180 euros, cuyo primer test real se espera que se produzca el



próximo mes de marzo cuando los almacenamientos tengan que volver a iniciar su fase de llenado. En opinión de Raúl Yunta, "lo mejor que puede pasar es que este mecanismo no interfiera en el mercado de gas", pues "nadie puede prever su afección", no solo en el mercado de corto plazo, sino también en las coberturas de futuros.

Para Carlos Solé, cuando se habla de intervenciones hay que separar la actuación sobre el mercado y el impacto sobre los consumidores. "Puede haber mucho esfuerzo para buscar una unidad de criterio que funcione en la parte mayorista, pero estamos modificando y dejando una libertad absoluta de actuación a la parte minorista", advirtió el socio responsable de Energía en KPMG España.

El futuro del gas

Carlos Solé señaló la necesidad de dar señales a la inversión y al mantenimiento del gas como vector energético. El "desacople de la demanda y de producción" en los planes de energía para las próximas décadas "tienen que tener en cuenta el papel del gas a futuro", reclamó el experto, quien advirtió de la debilidad de esa señal.

En este sentido, el directivo de TotalEnergies (segundo mayor productor de gas a nivel mundial) reveló que en 2021 el gas puso cerca del 90% de su cifra de negocio. Pese a encontrarse inmersa en un proceso de transición hacia energías renovables, las previsiones de la compañía "son que para 2050 el 25% de nuestro volumen de negocio seguirá siendo el gas", aseguró Javier Sáenz de Jubera.

La seguridad de suministro ha vuelto a entrar en el foco del debate. "Aunque es muy difícil saber si habrá intermediación de disrupciones tecnológicas en el futuro, parece complicado un escenario en el que se pueda prescindir del gas en 2050, y creo que ese mensaje no se traslada con claridad", afirmó el socio y of counsel de Energía de Herbert Smith Freehills. En esta línea, Raúl Yunta alertó del riesgo de que Europa se quede desfasada en relación al resto del mundo, pues "la mayor parte de los contratos de largo plazo vinculados al GNL de nueva capacidad se los está llevando Asia y, en particular, China".

En cuanto a infraestructuras, España es el país de la UE con mayor capacidad regasificadora (un 33% del total) gracias a sus seis plantas de GNL, ubicadas en Barcelona, Cartagena, Huelva, Bilbao y Sagunto además de la de El Musel, cuya entrada en funcionamiento está prevista para principios de este año.

Pese a los intentos del Gobierno español por aprovechar este potencial regasificador del país con el desarrollo de un nuevo gasoducto que conectase con Francia, resucitando el antiguo proyecto del



Carlos Solé Socio responsable de Energía y Recursos Naturales en KPMG España

El Mibgas puede jugar un papel clave en el desarollo de gases renovables en España"



Javier Sáenz de Jubera Presidente de TotalEnergies Electricidad y Gas en España

Nuestros clientes han ahorrado más de 100 millones en el último trimestre gracias al Mibgas"

MidCat, finalmente se desarrollará en el horizonte de 2030 un corredor submarino entre Barcelona y Marsella para el transporte de hidrógeno verde (H2Med). "La Península Ibérica está en una situación privilegiada, que los franceses y en general Europa no han querido ver", aseguró el presidente de TotalEnergies Electricidad y Gas en España, quien defendió que sería mucho más lógico y fácil potenciar la conexión con gas.

Para el socio responsable de Energía y Recursos Naturales en KPMG España, el H2Med puede posicionar a España como líder en hidrógeno, pero hasta que esta tecnología esté en producción efectiva, Europa debe realizar una "planificación estratégica de las infraestructuras" y dar señales al mercado "para potenciar lo que hoy no tenemos".

Gases renovables

El mercado ibérico de gas también puede jugar un papel clave en el desarrollo de gases renovables. "Nosotros estamos viendo cierto apetito inversor en las plantas de gestión de residuos y la producción e inyección a la red de biogás o biometano, etc.", dijo Carlos Solé. Para el responsable de Energía en KPMG España, llevar esas transacciones económicas a un mercado organizado que saque refe-



Foto de familia de los participantes del evento organizado por 'elEconomista.es' junto a TotalEnergies.

rencias y productos para transar la compra-venta de gas renovable "es una oportunidad que incentiva el desarrollo de esos proyectos". Algo que a José Ramón Mourenza, socio y of counsel de Energía de Herbert Smith Freehills, le pareció lógico, pues "la perspectiva legal es el tratamiento de los gases renovables como gas natural en la medida que técnicamente sean compatibles".

"Estamos hablando mucho del hidrógeno como la solución del mañana, pero antes está el desarrollo de los biogases", apuntó también Sáenz de Jubera, quien señaló el retraso de España en este sentido. Y es que, aunque el país cuenta con el tercer mayor potencial de biometano en Europa, mientras países de similares características como Francia estuvieron incorporando a la red dos nuevas plantas de biometano a la semana en 2022, en España solamente existen cinco instalaciones.

"Al final es el mercado organizado el que, a través de productos estándares, puede dar una señal de precios", dijo el presidente de Mibgas. "Los subsidios están muy bien, pero al final tiene que llegarse a un estadio final donde el gas renovable tenga un precio competitivo y transparente", apuntó Yunta.

En este sentido, José Ramón Moureza quiso puntualizar en este debate que no necesariamente el subsidio debe dirigirse al productor, sino también al consumidor. "Puede haber un desincentivo al consumo de gases renovables si este consumidor percibe un precio alto sin subsidio".

Gas natural licuado

La Agencia de Reguladores europea (ACER) comenzó este mes a publicar el precio del nuevo índice que aspira a sustituir al mercado holandés TTF como referencia para el gas natural licuado y reducir así su elevado nivel especulativo. Sin embargo, en su estreno se topó con un insuficiente número de transacciones que impidió la casación de precios. "Se han hecho requerimientos muy sesudos a todos los participantes en el mercado del GNL del Atlántico y del Mediterráneo, pero construir un índice fiable de precios lleva tiempo", afirmó el presidente de Mibgas.

Además, el gas licuado presenta una particularidad con respecto al gas natural: "Aunque los volúmenes negociados son más grandes, el número de tran-



El mercado organizado permite dar una señal de precios a los gases renovables

sacciones es menor", explicó Raúl Yunta. "Me consta que desde ACER están haciendo una labor de criba de la información de forma correcta, pero tampoco tienen demasiada información", dijo el experto. "Al final es una empresa de formar un índice a partir de la declaración en bilateral", dijo el socio responsable de Energía y Recursos Naturales en KPMG España, para quien el nuevo índice debe orientarse a buscar liquidez y transparencia en los mercados organizados y no tanto en el mundo bilateral.





Raúl Suárez Consejero delegado de Nedgia

El gas renovable, clave para la transformación energética de Europa

a guerra de Ucrania ha puesto a Europa delante del espejo en múltiples aspectos pero, sin duda, en lo que respecta a la energía, ha supuesto un drástico golpe de realismo que ha revelado nuestra tremenda dependencia energética y cuestionado la sostenibilidad económica y social de la transición energética tal como estaba diseñada.

Es justo reconocer que Europa ha reaccionado rápido y, de la mano del REPowerEU, trata de reconducir su rumbo energético. Los objetivos de reducción de emisiones a 2050 siguen siendo válidos, pero es necesario redefinir el camino y los medios necesarios para alcanzarlos.

En el eje central de esta nueva visión energética de Europa está la seguridad de suministro, partiendo del aprovechamiento de todos nuestros recursos disponibles para alcanzar el mayor grado de independencia energética posible.

Hace dos semanas, el Parlamento Europeo aprobó la propuesta de Directiva "Gas Descarbonisation Package", que establece como objetivo vinculante la inyección en red de 35 bcm de biometano en 2030. Esta cantidad equivale al 20% del gas que importamos desde Rusia.

La nueva Directiva insta a la adopción de normas a escala de la Unión Europea (UE) que faciliten un crecimiento acelerado de la integración del biometano en la red y a que los Estados Miembros establezcan estrategias nacionales de biometano.

España tiene el segundo mayor potencial de generación de gas renovable por hectárea y el tercero en valor absoluto de toda la Unión Europea. En cifras, 163 TWh de energía limpia que equivale a algo más que todo nuestro consumo de gas doméstico y comercial.

Sin embargo, y a pesar de que la oportunidad está ahí, el país sólo tiene cinco plantas de biometano en operación, muy lejos de las más de 500 plantas de Francia o del 70% de aprovechamiento del potencial de Alemania.





elEconomista...

Europa marca el camino y España tiene el potencial para ser el líder de la transformación energética en Europa de la mano de una nueva energía renovable. Sin embargo, vamos con retraso porque el actual Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) no refleja ningún objetivo de inyección de biometano en red.

Afortunadamente, en junio debemos presentar en Bruselas nuestra revisión del PNIEC y tenemos la oportunidad de aumentar nuestra ambición de forma proporcional a nuestro potencial y retomar la senda que marca Europa.

El momento ha llegado y nuestro país se encuentra ante su verdadera gran oportunidad en materia de energía. España debe jugar un papel clave y sacar el máximo partido a este reposicionamiento del gas renovable, tanto por nuestro inmenso potencial como por disponer de la infraestructura gasista más moderna a nivel europeo, con una red de más de 80.000 kilómetros que cubren ampliamente el territorio nacional.

Además, la decisión de la Unión Europea genera importantes externalidades positivas económicas y sociales para un país como España, que tiene un gran reto demográfico con acento en el mundo rural y una fuerte industria agrícola y ganadera.



De hecho, los gases renovables representan la energía más transformadora que existe porque aúna reducción de emisiones, independencia energética, generación de empleo en zonas rurales y la solución al problema de los residuos que genera nuestro sistema productivo.

España tiene el segundo mayor potencial de generación de gas renovable por hectárea y el tercero de toda la UE Debemos apoyar decididamente el desarrollo de los gases renovables porque no son sólo una solución medioambiental y a la dependencia energética, sino que también son una solución estructural para la economía española y, en especial, para las gentes del mundo rural a las que tanto debemos y que no podemos dejar atrás.

Por todo ello, los gases renovables son la gran apuesta de Europa en materia energética y el verdadero reto de España en energía. 2023 debería ser el año del despegue de los gases renovables y, en concreto, del biometano en España. Para que así sea, los sectores implicados y la Administración debemos trabajar de la mano para impulsar nuevas iniciativas que lo hagan posible.

En definitiva, Europa está revisando su política energética introduciendo mucha más ambición en el aprovechamiento de todos sus recursos renovables y transformando su modelo energético para que la transición no sólo sea posible en el plano ambiental, sino también en el económico y social.

El gas renovable juega un papel clave en este reenfoque y España tiene todo lo necesario para ser el referente: el segundo mayor potencial de biometano de la Unión Europea por hectárea de territorio y la red de gasoductos más moderna de Europa.

Europa ha optado por el pragmatismo y la ambición en el aprovechamiento de sus recursos endógenos. España también debe seguir el camino hacia los gases renovables.



iStock







Francisco Javier Gallardo (Capital Energy), Julieta Maresca (Repsol), Fernando Romero (EiDF), Alberto Martín (Neton), Rubén Esteller ('elEconomista.es'), Isabel Reija (Barter), José Benjumea (Powen), Gabriel Nebreda (EDP Solar) y Luis Gutiérrez (Iberdrola).

El autoconsumo pide más agilidad en la tramitación de permisos de acceso

El pasado año se instalaron en España 2.507 MW de nueva potencia solar para autoconsumo, un crecimiento que ha desbordado todas las expectativas. Sin embargo, el sector continúa detectando retrasos en la administración respecto a la tramitación y concesión de permisos de acceso a la red.

Sandra Acosta, Fotos: David García

rece la apuesta por las energías renovables y limpias. El 2022 ha sido el mejor año de la historia para el autoconsumo en España, con un crecimiento que ha desbordado las expectativas iniciales y que ha tenido mucho que ver con la explosión de precios de la luz tras la guerra en Ucrania. Según los datos registrados por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), el año pasado se instala-

ron 2.507 MW de nueva potencia de energía solar en instalaciones de autoconsumo. Esta cifra supone un incremento del 108% respecto a 2021, año en el que se pusieron en marcha 1.203 MW. En total, nuestro país ya cuenta con 5.249 MW de potencia instalada acumulada de autoconsumo.

Sin embargo, el sector del autoconsumo continúa



detectando carencias por parte de la administración en lo que respecta a la tramitación y concesión de permisos de acceso a la red, algo que retrasa la instauración de la fotovoltaica en el día a día de los ciudadanos. Además, las grandes energéticas se han dado cuenta de lo importante que es el papel del cliente, tanto para ellas como para hacer evolucionar la transición energética, poniendo especial atención en el ahorro que éste demanda y la calidad de la instalación. Estas fueron algunas de las conclusiones a las que llegaron los participantes de la primera mesa de debate "El despegue del autoconsumo" del I Foro Empresarial "La eclosión del autoconsumo", organizado por *elEconomista.es*.

Crecimiento

En lo que respecta a qué se necesita para mantener este ritmo tan bueno de crecimiento en el sector del autoconsumo y que no vuelva a producirse un freno regulatorio, Francisco Javier Gallardo, director de Autoconsumo de Capital Energy, reconoció que "es cierto que estamos en una ola, creciendo sin parar, algo que también viene de la mano de la regulación, que está empujando muchísimo, sobre todo desde la Unión Europea para que todas las empresas empiecen a apostar por las renovables y se nota que esto está calando en todos los países de la UE, uno de ellos España" y añadió que "por ejemplo, muchas empresas locales están apostando por las instalaciones de uso compartido ya que en un rango de dos kilómetros pueden compartir energía con otras empresas colindantes y este tipo de acciones son las que favorecen a que

Por su parte, Julieta Maresca, subdirectora de Generación Distribuida de Repsol, lamentó que los plazos de instalación industrial en comparación con los de instalación individual sean extensos. "Son tan extensos porque los agentes involucrados en lo que es la tramitación del autoconsumo colectivo, o no conocen los procesos o no tienen preparadas las plataformas" y alertó de que "la extensión de los tiempos en el autoconsumo colectivo puede llevar, hasta que se legalice o se ponga en marcha la instalación, entre 6-12 meses o más por la falta de comunicación con las distribuidoras, la obtención del punto de conexión, la aprobación, aceptación y revisión por parte de las distribuidoras de las configuraciones para poner en marcha las instalaciones y la activación del autoconsumo".

Fernando Romero, CEO de EiDF Solar, fue escéptico en cuanto a los datos de instalación de autoconsumo en 2022: "habría que analizar de esos 2.000 MW que se dicen que se han instalado cuántos son reales". Según las estimaciones de Romero, esta cifra indicaría que debería haber habido 1.500 millones de facturación en el sector fotovoltaico español de autoconsumo, sobre la que indicó ciertas dudas.



Francisco Javier Gallardo
Director de Autoconsumo de Capital

La regulación está empujando a que las empresas apuesten por las energías renovables"



Julieta MarescaSubdirectora de Generación Distribuida de Repsol

La extensión de los tiempos hasta que se legalice una instalación, está entre 6 y 12 meses"



Fernando Romero CEO de EiDF Solar

Los domésticos tienen por definición acceso a conexión, mientras que las pymes no lo tienen"



Alberto Martín CEO de NetOn Power

El autoconsumo es una energía de proximidad y puede ofrecer energía más barata"

El CEO de EiDF quiso recordar también que el sector está en crecimiento porque "parte de cero", habiendo estado hace cuatro años en "menos diez". "Todo lo que pasa de cero a uno es un crecimiento brutal, pero hay puntos críticos que se están dando en el mercado, como la falta de tejido industrial en la parte de instalación, para poder absorber los montajes de las instalaciones fotovoltaicas tanto domésticas como en pymes. Nosotros tenemos problemas permanentemente para ejecutar instalaciones que tenemos contratadas. Otro de los puntos críticos es el acceso a puntos de conexión, donde considero que el Gobierno debería plantearse una modificación legislativa o la publicación de un Real Decreto específico para los accesos de conexión para el autoconsumo, porque no es tanto la potencia que se instala, sino el aprovechamiento de la misma, porque puedes hacer una instalación de 2.000 MW pero, de esta canti-



dad, quizá no hay ni un 30% con acceso y conexión", expuso Romero.

Alberto Martín, CEO de NetOn Power, quiso ser optimista respecto a las estimaciones de crecimiento para este 2023. "Se está hablando de que podemos llegar a los 4.000 MW de instalación y considero que podemos llegar perfectamente. El potencial que hay a largo plazo, por lo menos en el segmento que nosotros trabajamos, que es la parte industrial, está ahí". Sin embargo, defendió que el acceso y conexión es fundamental puesto que hay cantidad de proyectos que no se hacen porque no hay acceso y conexión para esas instalaciones y, en aquellos que sí se hacen, se está desperdiciando el 10%-15% de lo que producen porque no pueden verterlo a la red.

Isabel Reija, CEO y cofundadora de Barter, mostró su acuerdo con las palabras de sus compañeros de debate, pero quiso también exponer los problemas de las instalaciones más pequeñas, quienes también se resienten por la falta de tiempos rápidos de ejecución. Además, quiso añadir durante su intervención que "nosotros no vemos el autoconsumo un negocio como tal, sino como una herramienta para conseguir una comunidad de gente que comparta esa energía" y, añadió, que "cuando hablamos de energía compartida hablamos de cliente final y de consumo y por eso es tan relevante cuando se dice que no nos dan los puntos de acceso y conexión o no podemos verter a la red".

Clientes

El papel del cliente es especialmente importante en el sector del autoconsumo. En España hay 30 millones de usuarios, de los cuales 28 millones son residenciales, de los que el 70% viven en bloques de viviendas.

José Benjumea, CEO de Powen, expuso que actualmente las empresas no pueden permitirse defraudar al cliente, "tenemos que empezar a mirarnos a nosotros mismos y a plantear cómo hacemos para no defraudar o no estropear esta transición, de manera que la gente no crea en la fotovoltaica". "Mi principal miedo es que las grandes empresas eléctricas quieran quedarse con los tejados para explotar la energía solar. Hay que entender que esto no es poner placas en un tejado, es entender el consumo de un cliente e intentar adaptar unas placas solares, una batería, para que ese cliente ahorre de verdad cuando lo necesite". En palabras de Benjumea, "desde la compañía trabajamos para hacer ver a los consumidores que no pueden quitarles su independencia, pues cada uno es dueño de su espacio y su tejado, de sus placas y su generación de energía fotovoltaica".

Gabriel Nebreda Molinero, director de EDP Solar, aseveró que "nosotros vemos el autoconsumo solar como la puerta de la transición energética de



Isabel Reija CEO y cofundadora de Barter

El autoconsumo no es un negocio para nosotros como tal, sino una herramienta"



Gabriel Nebreda Molinero Director de EDP Solar

La puerta de la transición energética a nuestros clientes es el autoconsumo"



José Benjumea CEO de Powen

Temo que las grandes eléctricas quieran quedarse con todos los tejados"



Luis Gutiérrez Ochoa Responsable de Autoconsumo Residencial y PYMES de Iberdrola

El reto ahora es gestionar al cliente que se enfrenta por primera vez al autoconsumo"

nuestros clientes. Y esta puerta lleva a muchas habitaciones como por ejemplo a la parte de las baterías, de la aerotermia, del coche eléctrico, etc., entonces tenemos que empezar bien la relación con el cliente para que sea mucho más profunda y duradera".

Luis Gutiérrez, responsable de Autoconsumo Residencial y PYMES de Iberdrola, comentó que el gran reto ahora, con las perspectivas de mercado y los datos que están sobre la mesa, "es gestionar el cliente, el cual se enfrenta por primera vez a la compra de autoconsumo".

Impuesto al Sol

Existe la posibilidad de generar nuevos negocios mediante la producción de energía en una localización para, posteriormente, consumirla en otra. Para ello, se hace un uso de la red, pudiendo haber una



pérdida en el flujo de energía, o la necesidad de activación de otras plantas que no entrarían en funcionamiento en otros casos. Esto devuelve a la vida el debate de si debería haber un autoconsumo con pagos y peajes, puesto que podría perder la competitividad que ha logrado el sector tras eliminarse el denominado "Impuesto al Sol".

Ante esta cuestión, Gutiérrez Ochoa respondió que "el mercado regulado lo marca el Real Decreto 244 y tenemos claro qué es lo que marca en cuanto a la utilización de la red y la compensación de excedentes. Sin embargo, el mercado libre te deja la valoración de energías y que tú puedas compensar las energías entregadas".

Nebreda explicó que "nosotros ofrecemos el servicio de compensar excedentes no compensables. La energía es del cliente, hay que pensar en él, y hay que facilitarle la energía y así lo permite la regulación. ¿Qué pasará de cara a futuro? Pues habrá cambios regulatorios. ¿Tocará los excedentes? Nadie lo sabe".

Benjumea, por su parte, defendió que "el autoconsumo supone una oportunidad maravillosa de democratizar la energía".

Maresca, por alusiones, aseguró que "poder tener ese uso de la energía y la generación para aquellos que no tienen tejado es fundamental. El democratizar la energía es permitir el acceso a la energía solar a todos los usuarios de España, se tenga o no teiado".

Reija, por su parte, comentó que "la clave de la democratización está en la libertad que tiene ese cliente de poder conectarse no solo con su tejado, si lo tiene, si lo puede pagar, sino con el tejado de su colegio, de su Ayuntamiento, etc.".

Gallardo concluyó con que "a través de una comercializadora se pueden montar esquemas donde los excedentes se pueden mover a otro lado y ahí entrar la duda de si cobrar o no por el uso de la red pública, pero para mí las corrientes de la UE buscan el carácter local".



Amador G. Ayora, director de 'elEconomista.es', durante la inauguración del evento de Autoconsumo.





De izq. a dcha.: Alejandro Barrenechea (Santander España), Álvaro Sánchez Cuervo, (Siemens España), Jaime Urquiza (Praxedo España), Rubén Esteller ('elEconomista.es'), Aqustín Suárez (Atersa), Jesús Mª Asiain (Ingeteam).

Mantener el auge de las renovables depende de la transición digital

El ritmo de implementación de proyectos renovables y de autoconsumo se ha elevado en los últimos tiempos. Se trata de una oportunidad de negocio y de un bien social que debe hacer frente a varios retos. Uno de ellos es las carencias en materia de digitalización de muchas empresas.

Celia Moro Aguado. Fotos: David García

I ritmo de implementación de proyectos de renovables y autoconsumo se ha elevado en los últimos tiempos, debido, especialmente, a factores macroeconómicos como es el caso de la guerra entre Ucrania y Rusia, y el aumento de los costes de la energía que esto ha conllevado. Se trata de una situación beneficiosa para el medio ambiente, por su importancia en la transición energética, pero también trae consigo una serie de retos, tales como las ca-

rencias en digitalización de muchas empresas, la lentitud de las subvenciones y en la regulación de este mercado, la escasez de trabajadores formados en este ámbito o los problemas de ciberseguridad. Ante esto, los tecnólogos deben buscar soluciones que provean tanto un bienestar en la sociedad como un rendimiento económico en las empresas, de forma que puedan beneficiarse de esta oportunidad de negocio. Estas fueron algunas de las conclusiones a las



que llegaron los participantes de la segunda mesa de debate Tecnólogos, del I Foro Empresarial *La eclosión del autoconsumo*, organizado por *elEconomista.es* con el patrocinio de Barter, Capital Energy, EDP, EiDF Solar, Grupo Elecnor, Iberdrola, NetOn Power, Powen, Praxedo y Repsol.

"El sector del autoconsumo está en auge, es una tendencia creciente e incluso exponencial y supone unas oportunidades de negocio importantes para las empresas instaladoras y de mantenimiento de autoconsumo. Sin embargo, de ahí surgen tres retos", enumeró Jaime Urquiza, country manager de Praxedo España.

El primero que nombró Urquiza fue el de afrontar el creciente número de trabajos de servicio en campo, tanto en proyectos de diseño como en trabajos de ejecución de la instalación, así como de mantenimiento. "Para ello es fundamental contar con tecnología que, primero, sea sólida, y que sea eficiente".

El segundo reto mencionado por el ponente fue la competitividad de las empresas instaladoras de autoconsumo, que han de operar en un mercado competitivo donde es crucial el valor diferencial para conseguir nuevos clientes y proyectos de mayor magnitud.

Por último, hizo hincapié en la dificultad de retener el talento, debido a las dificultades para encontrar a técnicos formados y que estén plenamente familiarizados con las tendencias del sector, ya sea en las normativas o en todos los aspectos relacionados con la tecnología.

Para solucionar estos retos, el country manager de Praxedo España incidió en la necesidad de "dar el paso y dotarse de digitalización", algo "imprescindible para que las empresas del sector puedan optimizar la gestión y trabajar de manera más eficiente, aumentar su productividad, tener una ventaja competitiva y retener su talento, ya que las nuevas tecnologías mejoran la experiencia del empleado y permiten aprovechar lo mejor de las personas".

Sin embargo, la mayoría de empresas del mercado de autoconsumo son pymes, las cuales no suelen tener la transformación digital como prioridad, a pesar de ser una de las fórmulas básicas para el éxito y supervivencia de estas compañías en el sector. El principal obstáculo es su reticencia al cambio, debido a que estos métodos requieren una evolución del enfoque a nivel de la empresa. Así, hay que concienciar a los directivos "para que tomen perspectiva y dejen de pensar en el corto plazo. El riesgo está en estar estancado en herramientas obsoletas", aseveró Urquiza.

Por su parte, Álvaro Sánchez Cuervo, director de ventas Grid Software Iberia en Siemens España, se mos-



Alejandro Barrenechea Director Consumo de Santander España

Hoy se dan todos los requisitos para que confluya el mercado potencial y la concienciación"



Álvaro Sánchez Cuervo Director de ventas Grid Software Iberia en Siemens España

Buscamos soluciones que nos permitan decidir dónde hacer inversiones estratégicas"

tró de acuerdo en la visión de que, ante el volumen de trabajo y la necesidad de inversión que va a suponer este aumento de la demanda de autoconsumo, la digitalización va a jugar un papel prioritario, "para transformar ese *capex* (gasto de capital) en *opex* (gastos operativos)" a través de herramientas *software*. "Buscamos soluciones que nos permitan, por ejemplo, decidir dónde tenemos que hacer las inversiones estratégicas para reforzar nuestra red. Hacemos simulaciones y vemos los puntos de estrés y es ahí donde vamos a tener que enfocar primero la inversión", puso como ejemplo.

Según Sánchez, España ha sido el primer país europeo en penetración de contadores inteligentes, lo cual significa "que podemos saber cómo se está comportando nuestra red del lado del consumidor". De esta manera, es posible llevar a cabo una implementación mucho más rápida de las tecnologías, de manera que sea posible llegar a los objetivos del PNIEC cumpliendo los plazos.

La misma visión compartía Alejandro Barrenechea, director Consumo de Santander España, quien, además, apostilló que el rol del banco y de todas las entidades financieras es invertir y acompañar a las empresas en sus necesidades de modernización,



Jaime Urquiza Country manager de Praxedo España

El sector del autoconsumo está en auge, es una tendencia creciente e incluso exponencial"



Agustín Suárez Director Ingeniería de Atersa, Grupo Flecnor

Los inversores han evolucionado, al igual que toda la electrónica, y nosotros hemos ido de la mano"



Jesús Mª Asiain String Inverters Sales manager de Ingeteam

La batería y la acumulación como concepto es uno de los elementos centrales en la transición"

para que puedan desarrollarse en el ámbito del autoconsumo energético, además de ejercer un papel de responsabilidad y de difusión.

De acuerdo con el ponente, el boom actual del autoconsumo se debe principalmente al drástico aumento de los precios de la energía, pero no hay certezas de que se vaya a mantener en el tiempo o de que no se vea afectado por cualquier otro asunto macroeconómico que pueda impactar. "Hay un mercado potencial, evidentemente, pero también hay un tema de concienciación importante. Hoy se dan todos los requisitos para que esas dos cosas confluyan, debido a la situación del mercado actual", recalcó. Por ello, afirmó que desde Banco Santander consideran "muy importante" acompañar a los clientes, especialmente a las pymes, en su digitalización y modernización para que la transición energética "pueda ser una realidad y se lleve a cabo".

Asimismo, puso el foco en herramientas de financiación como las subvenciones o las ayudas, las cuales "se suelen demorar en el tiempo" mientras que para el cliente deben tener "un sentido financiero de ahorro", especialmente en el mundo doméstico, de manera que sirvan como incentivo para apostar por este tipo de energía.

Respecto a la financiación de las instalaciones, consideró que "tiene todo el sentido económico tanto para las empresas como para los particulares", por ello, están fomentando la creación de nuevas áreas y cerrando acuerdos estratégicos valiosos "para que toda nuestra red comercial pueda dar esa difusión que comentaba antes y para que las compañías tengan un canal de acceso a muchos clientes".

Acumulación de excedentes

Agustín Suárez, director de Ingeniería de Atersa, Grupo Elecnor, hizo hincapié en la gran evolución del autoconsumo durante los últimos 25 años. Según el ponente, los primeros paneles solares solo eran de 50 vatios y tenían unas eficiencias del 9%-10%. Actualmente, el estándar que está en el mercado es de 550 vatios, con eficiencias del 21% y se espera que alcancen el 30%. "Los inversores han evolucionado, al igual que ha evolucionado toda la electrónica, y nosotros hemos ido de la mano", afirmó.

Y es que, entre estas mejoras en el sector, está la reciente capacidad de almacenar la energía sobrante en baterías, lo cual aumenta enormemente la productividad, no solo para las empresas, sino también para los particulares que cuentan con placas solares en sus residencias. "El residencial con batería



se impone al residencial sin batería, por lo menos desde nuestra óptica. La batería y la acumulación como concepto es uno de los elementos centrales en la transición energética, en diferentes escalas, y tiene mucho sentido en el residencial, porque generalmente durante las horas de sol estamos fuera de casa, por lo que la batería aporta una flexibilidad y una usabilidad", detalló, a este respecto, Jesús Mª Asiain, string inverters sales manager de Ingeteam.

De la misma forma, insistió en que las comunidades energéticas son una piedra angular en este modelo y resaltó la importancia de que los ayuntamientos provean de iniciativas para impulsar estos sistemas. Suárez, sin embargo, consideró que las baterías suponen un aumento del precio de la instalación, el cual puede aumentar un 20%-25% más debido al coste de este elemento. "Actualmente, hay que ajustar la curva de autoconsumo lo máximo que puedas a tu propio consumo interno", aseveró, aunque también contempló la posibilidad de que esto cambie en un futuro y pidió una aceleración de las leyes y la eliminación de los sistemas de inyección cero que existen en España, los cuales, según sus palabras, limitan la generación durante fines de semana, especialmente en naves industriales.

En cuanto a la regulación, Sánchez Cuervo resaltó el requisito de la Unión Europea de bajar el consumo pico, un plan que ofrece incentivos por ahorrar energía, lo cual ofrece una gran capacidad de optimización, especialmente en aquellas instalaciones con batería donde se puede aumentar el consumo si hay excedentes. "La regulación está ahí y se espera que llegue alrededor de verano de este año. Las plataformas que permiten esos sistemas de optimización existen, entonces nos gustaría que la regulación permita a todos los consumidores residenciales o industriales pasar a ser un sujeto activo en

vez de pasivo en la red. Tomar sus decisiones y ayudar a la descarbonización del sistema", pidió.

Captación de talento

Para llevar a cabo todos los avances necesarios en este campo, se insistió reiteradamente en la necesidad de encontrar profesionales formados de manera específica. "Ha crecido tan rápido que no hay especialistas en el tema. Se están haciendo muchos cursos y másteres en renovables y se va formando a la gente, pero hay carencias. Es un sector con un crecimiento demasiado rápido y no ha venido acompañado de la formación", denunció el director de Ingeniería de Atersa.



La mayor parte de las empresas del sector son pymes con un escaso nivel de digitalización

En este aspecto, Jaime Urquiza habló sobre la importancia de que las empresas realicen formaciones concretas de autoconsumo, para que los empleados tengan conocimientos y se conciencien sobre ciertos asuntos esenciales, como las pautas del sector o las normativas.

"Esto afecta a todos los sectores e invertir en talento y conocer nuevas tecnologías es muy importante. Hay que tener buenos técnicos para tener buen servicio, que es lo que, al final, perseguimos todos", recalcó Barrenechea.

Por último, Sánchez incidió en la necesidad de contar con expertos en ciberseguridad, para proteger "una infraestructura tan crítica como es la red eléctrica".



Uno de los momentos de la mesa de debate moderada por Rubén Esteller, subdirector de 'elEconomista.es'



MARÍA SICILIA

Presidenta de la European Hydrogen Backbone (EHB)



"El vector que nos puede llevar a las cero emisiones netas es el hidrógeno"

María Sicilia es la nueva presidenta de la European Hydrogen Backbone, un cargo que comparte con la finlandesa Sara Kärki. El objetivo del consorcio es ayudar a estructurar el futuro suministro del hidrógeno en Europa. El próximo 6 de marzo presentará un Plan de actuación, cuyas principales líneas desgranamos en esta entrevista.

R. Esteller / C. Raso. Fotos: David García

¿Qué es la EHB y qué objetivos persigue?

La European Hydrogen Backbone (EHB) es una iniciativa lanzada a mediados de 2020 por los diez Operadores del Sistema de Transporte de Gas (TSO) europeos que habían formado el consorcio Gas for Climate. El objetivo del consorcio no es otro que definir el papel de la infraestructura de hidrógeno para permitir el desarrollo de un mercado de hidrógeno competitivo y renovable que ayu-

de a acelerar el proceso de descarbonización de Europa. Actualmente, ya son 33 los TSO que conforman la EHB. Las últimas incorporaciones este febrero han sido el TSO alemán GASCADE y el de Ucrania.

¿Qué acciones están llevando a cabo?

Desde 2020, hemos puesto en marcha distintas iniciativas que apoyan la visión de una red troncal transeuropea de hidroductos.



Una de ellas es la publicación de los mapas de la red de infraestructura de hidrógeno - la última actualización la hemos hecho el 20 de febrero- y de los cinco corredores de suministro e importación de hidrógeno para cumplir los objetivos europeos de hidrógeno del Plan RePowerEU de alcanzar 20 millones de toneladas en 2030.

¿Qué proponen desde la plataforma?

Además de centrarnos en la implementación de los mapas y corredores mencionados, que hasta ahora eran una visión estratégica a muy largo plazo, el próximo 6 de marzo vamos a presentar todos los TSO que forman parte de EHB un Plan de seis líneas de actuación que deben adoptarse con urgencia para alcanzar los objetivos. La idea es publicarlo en abrilmayo de este año para empezar a ejecutarlo cuanto antes. La primera línea de actuación es acelerar los procedimientos legislativos europeos para que los gobiernos nacionales tengan un marco de referencia.

hablamos de hidrógeno renovable o bajo en carbono. Otro aspecto importante es acelerar el permitting. Todas las infraestructuras generan oposición local porque todas tienen impacto. La buena noticia es que los gasoductos, al ir enterrados, tienen un impacto mínimo. Además, si hablamos de gasoductos sobre trazados ya existentes, eso acelera mucho. La quinta línea de actuación es armonizar los criterios de operación de redes. Lo que hay es un desbalance importante entre dónde se consume y dónde se produce la nueva molécula. Y eso atraviesa fronteras. Finalmente, necesitamos una planificación integrada para tener coordinado el sistema eléctrico y gasista.

¿Qué porcentaje de los gasoductos existentes servirá para el transporte de hidrógeno?

En una primera visión, en EHB hablamos de un 75% de gasoductos reutilizados y de un 25% de nuevos tramos, porque teníamos un

"Las últimas incorporaciones a EHB este febrero han sido el TSO alemán GASCADE y el TSO de Ucrania"

"Hace falta una decisión política a nivel comunitario y a nivel nacional para empezar a actuar ya"



Esperamos que la actual presidencia europea sea capaz de cerrar una orientación general en este primer semestre, que prepare a la presidencia española el acuerdo final sobre el paquete de descarbonización del gas. En segundo lugar, es muy importante que se desbloqueen fondos a otra escala. Los TSO estamos avanzando ya en la implementación. Solo hay que fijarse en los proyectos presentados en la ventana de Proyectos de Interés Común (PCIs). Pero con la financiación de PCIs no es suficiente. Incluso teniendo una ayuda a la inversión en el capex de los proyectos, las primeras infraestructuras van a necesitar un esfuerzo de inversión mientras despega la demanda. En este sentido, va a ser más retante construir los primeros 300 kilómetros que los siguientes 3.000 kilómetros. La tercera línea se centra en aspectos relacionados con la certificación. Es importante tener claro de qué hablamos cuando horizonte a 2050. ¿Por qué todo no es reutilizable a muy largo plazo? Porque las entradas del futuro sistema de hidrógeno son distintas, de ahí que se necesiten nuevas infraestructuras para conectar, por ejemplo, los centros de producción de hidrógeno que vienen de las plantas solares del sur de España, o de la eólica marina del Mar del Norte, con los centros de consumo industrial, pero el resto de la infraestructura sirve. Cuando hacemos el estudio de los corredores para contribuir a los objetivos del Plan REPowerEU el plazo ya es a 2030 y, a esa fecha, el porcentaje de reutilización ha variado en un 60% de gasoductos reutilizados y un 40% de nuevos tramos. A corto plazo hay menos capacidad de conversión porque la demanda de gas va cayendo con el tiempo. Según se comentó en el Día del Hidrógeno de Enagás en enero de este año, España cuenta ya con una red de infraestructuras que puede



ser el punto de partida para el desarrollo de una red de hidrógeno con más del 80% de coincidencia en los trazados.

¿Esto debería tener un esquema regulado de retribución al igual que pasa con el gas? Hay dos formas de hacerlo. O tienes un offtaker que te permite mitigar el riesgo de demanda o tienes un esquema regulado que permita a las compañías reguladas tomar ese riesgo. Que la red troncal de hidroductos sea regulada a futuro, es una de las propuestas que está en el Paquete de Gas. Esto lo sabremos a final de año.

¿Cuál es la forma más eficiente de transportar hidrógeno?

Al objeto de saber cuál es la cadena logística o la forma más eficiente de transportar hidrógeno para consumo final, hicimos un estudio que se publicó en 2021 donde se comparaban tubos de larga distancia con líneas eléctricas de gran capacidad. El estu-

nivel comunitario y a nivel nacional para empezar a actuar ya. En línea con esto, los TSO somos un agente clave para hacer realidad los objetivos europeos.

La Comisión pretende lanzar en otoño una subasta de 800 millones para impulsar la producción de hidrógeno renovable...

Es difícil opinar sobre algo que aún es un anuncio. La subasta de los 800 millones lo interpreto más como una respuesta a la Ley de Reducción de la Inflación americana (IRA) y responde a las necesidades de los Estados miembro.

¿El biometano va a ser la energía de transición entre el gas y el hidrógeno?

Los TSO hemos sido los primeros que nos hemos preocupado por impulsar la descarbonización del gas y pensamos que todos los gases bajos en carbono van a ser necesarios a largo plazo. Es cierto que, ahora mismo, el biometano es una tecnología ma-

"Los TSO hemos sido los primeros que nos hemos preocupado por impulsar la descarbonización del gas"

"España es la única región de Europa que tiene un exceso de producción o potencial de exportación muy superior a su demanda"



dio daba un ratio de entre dos y cuatro veces más barato el transporte por gasoducto que por línea eléctrica, en función de que fueran ductos nuevos o readaptados.

¿Cree que alcanzaremos los objetivos del Plan REPowerEU en materia de hidrógeno?

Creo que son alcanzables, pero también son muy ambiciosos. Para producir 20 millones de toneladas de hidrógeno verde, habría que instalar 200 GW de capacidad de electrólisis y 400 GW de potencia de generación renovable asociada. En Europa hay muchos proyectos para incrementar la capacidad y creemos que la estrategia anunciada por la presidenta de la Comisión en Davos del Net Zero Industry irá en esa dirección. Lo que está claro es que tenemos una urgencia, muy poco tiempo y que el mercado por sí solo no lo va a conseguir. En este sentido, creo que hace falta una decisión política a

dura y rentable, pero la diferencia con el hidrógeno es que el biometano por sí solo no nos lleva a la neutralidad climática. El biometano hay que hacerlo a partir de una materia prima o *feedstock*, cuya disponibilidad, por definición, es limitada, mientras que la producción de hidrógeno es teóricamente ilimitada. El vector que nos puede llevar a las cero emisiones netas es el hidrógeno.

¿España será más un país importador o exportador de hidrógeno?

España es la única región de Europa que tiene un exceso de producción o potencial de exportación muy superior a su demanda. Tenemos la mayor capacidad de producción renovable de Europa, y, por las condiciones climáticas de España, la demanda residencial y comercial será menor en el largo plazo. Nuestra demanda en hidrógeno va a ser, fundamentalmente, industria y transporte.



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.



el**Economista**



Rubén Esteller Director de elEconomista Energía

Los quebraderos de cabeza de la transición energética

I camino de la transición energética puede suponer auténticos quebraderos de cabeza en los próximos años. Un informe del International Energy Forum y S&P Global Commodity asegura que el sector del petróleo y del gas requerirá incrementar sus inversiones desde los actuales 500.000 millones de dólares hasta cerca de los 640.000 millones si se quiere garantizar el suministro en 2030.

Si no se consigue, el riesgo de una nueva crisis energética seguirá sobre la mesa en la medida que la reducción de la demanda de estos productos no acompañe la pérdida del ritmo en la inversión.

Las compañías petroleras han comenzado ya a provisionar los riesgos de reducción de demanda que va a suponer para sus negocios de refino medidas como la prohibición de los vehículos de combustión a partir de 2035 y siguen apostando por una mayor retribución de sus accionistas frente a la inversión en exploración y producción. La financiación de este tipo de operaciones tampoco está resultando fácil. La taxonomía europea y los exámenes climáticos de la banca hacen que la financiación se dificulte. Pese a esta situación surgen ya las primeras voces que aseguran que los fondos con inversiones climáticas no distan de los tradicionales en rentabilidad (Vanguard o Blackrock así lo han atestiquado) lo

que podría drenar la llegada de capital a la transición energética. Por este motivo, resulta de vital importancia los anuncios de fuertes inversiones que se han lanzado a lo largo de las últimas dos semanas en España para acelerar esta transición. A mayor ritmo de instalación de capacidad, menor riesgo de suministro. Los recursos que ha aportado a las empresas esta situación de crisis deberían servir para facilitar esta transición. Ahora sólo queda que la regulación no se convierta en un lastre.

EL PERSONAJE



Francesco Starace Consejero delegado de Enel

El consejero delegado de Enel, Francesco Starace, avanza en la estrategia lanzada el pasado mes de noviembre para reducir el nivel de endeudamiento de la compañía y avanzar en sus planes de crecimiento. Por el momento, la compañía ha cerrado ya la venta de una parte de su negocio en Argentina y pondrá el foco ahora en la búsqueda de un inversor para una parte del negocio de gas natural que la empresa tiene en España. Starace lo tiene claro: este negocio está ahora mismo en máximos de valoración.

LA CIFRA

9.500

MW

Es la potencia de centrales de ciclo combinado que podrían cerrar a partir del año 2024, según un estudio que ha elaborado el organismo de transportistas europeos -en el que participa Red Eléctrica- y donde se defiende la necesidad de incorporar un sistema de pagos por capacidad para mantener esa potencia disponible. El análisis curiosamente no hace referencia al calendario de cierre nuclear en España de unas plantas que podrían seguir operando un mayor número de años.

LA OPERACIÓN



Repsol sigue acelerando el crecimiento en el área de exploración y producción de Estados Unidos con la vista puesta en una posible salida a bolsa del negocio en dicho país en el año 2026. La petrolera española ha alcanzado un acuerdo con Shell para hacerse con una participación del 20% en 8 bloques del área de Walker Ridge (bloques 4, 5, 48, 90, 91, 92, 134 y 135) en el Golfo de México entre los proyectos de Shenandoah y Sparta. El acuerdo está sujeto todavía a la aprobación del regulador.