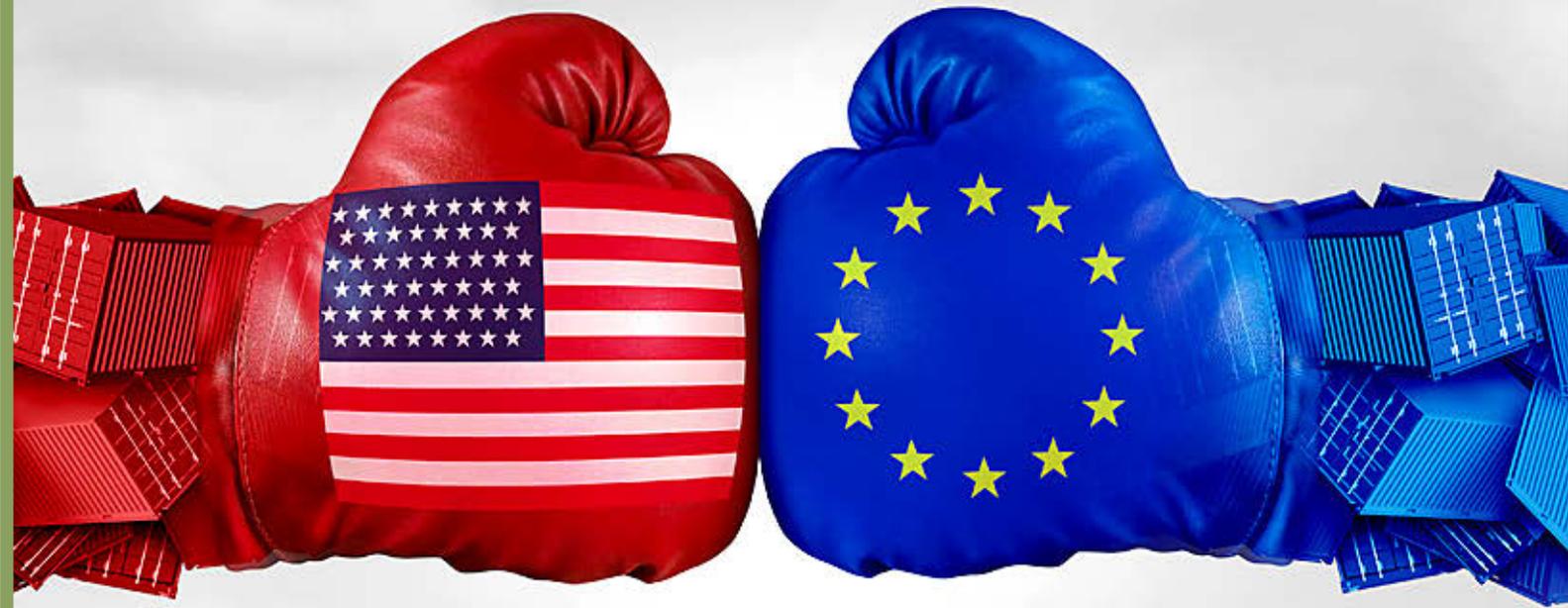


GUERRA COMERCIAL ENTRE LA UE Y EEUU POR LA INDUSTRIA RENOVABLE

Bruselas anuncia la Ley de Industria Cero Neto
para no perder competitividad frente a EEUU



JOÃO FARIA CONCEIÇÃO, COO Y DIRECTOR EJECUTIVO DE REN

**“TENDRÍA SENTIDO QUE LA PROPUESTA DE
ESPAÑA Y PORTUGAL A LA REFORMA DEL
MERCADO MAYORISTA FUERA COMÚN”**



Actualidad | P6

Guerra comercial entre la UE y EEUU por la industria renovable

Bruselas ha anunciado un Plan Industrial de inversión en tecnología limpia para evitar la deslocalización industrial de las empresas europeas a territorio americano.



Electricidad | P18

La termosolar busca una segunda vida en el nuevo Plan de Energía

El sector espera que el Gobierno establezca medidas que ayuden a su despegue definitivo.

Eficiencia | P24

El Intercambiador de Moncloa apuesta por la geotermia y la solar

La terminal de transporte madrileña lleva meses funcionando con un sistema de climatización basado en ambas fuentes renovables.

Carburantes | P28

Así podrá esquivar la subida del carburante por el veto a Rusia

Repsol, Cepsa, Gal, Shell y bp ofrecen descuentos de entre 10 y 40 céntimos el litro a particulares que usen sus aplicaciones y programas de fidelización.



Gas | P32

España estrena el sistema de GdO para los gases renovables

Enagás ha puesto en funcionamiento la plataforma para el alta de tenedores y el registro de instalaciones del sistema de GdO.



Entrevista | P46

João Faria Conceição, COO y director ejecutivo de REN

“Tendría sentido que la propuesta de España y Portugal a la reforma del mercado mayorista fuera común”.

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



La batalla comercial por la industria renovable ha comenzado

Estados Unidos y la Unión Europea se preparan para una batalla comercial por la industria de energías renovables. La alianza que ambos bloques sellaron con el inicio de la invasión de Ucrania se resiente. El Gobierno estadounidense aprobó la llamada Inflation Reduction Act que supone un paquete de ayudas millonario para lograr incrementar la implantación de la industria sostenible en el país y ahora es la Comisión Europea la que ultima la respuesta para evitar una fuerte deslocalización industrial.

Pese a que los gobiernos de EEUU y la Comisión Europea han buscado fórmulas para resolver las discrepancias, los grupos de trabajo que se han constituido no han sido capaces de alcanzar acuerdos.

Bruselas lanzará a mediados de febrero la Net Zero Industry Act que pretende otorgar ayudas similares para evitar la deslocalización. La intención del comisario de Mercado Interior y de la comisaria de Competencia es mantener las mismas condiciones de competitividad entre ambos bloques.

■
La Net Zero Industry Act prevé la creación de un fondo para poder financiar la inversión en industria verde

El impulso que Biden quiere darle al "Made in America" puede suponer que industria tecnológica con capacidades que pueden ser avanzadas acaben allí. Pruebas ya tenemos en España. La micropyme de hidrógeno del expresidente de Abengoa, Felipe Benjumea, está a punto de caer en manos de un fondo americano y eso que está recibiendo un enorme paquete de ayudas tanto españolas como comunitarias.

■
A la espera de que se conozcan los detalles de la propuesta comunitaria, Europa se plantea ya la creación de un fondo que pueda contribuir a reducir esas diferencias y que obtendría la financiación de la emisión de deuda comunitaria.

Este proyecto además irá ligado a las medidas previstas para garantizar el acceso a los llamados materiales raros, al desarrollo de capacidad para la fabricación de chips y al lanzamiento del futuro banco del hidrógeno.

Todas estas medidas pretenden que Europa no pierda competitividad por su apuesta por la transición ecológica. Bruselas es consciente de que se necesita reforzar la autonomía estratégica y que una apuesta por incrementar el peso del sector secundario es cada vez más necesario para poder afrontar los retos, pero para ello hay que facilitar las condiciones de inversión y permitir que los retornos que se obtengan sean adecuados. La batalla ha comenzado y el enfrentamiento por posicionarse en la tecnología sostenible sea cada día más importante para los estados.

EL ILUMINADO



Arturo Gonzalo Aizpiri
Consejero delegado de Enagás

Enagás organizó este mes el Día del Hidrógeno. La jornada registró un gran éxito de afluencia y ha servido para dar el pistoletazo de salida a un sector con grandes planes de crecimiento para los próximos años. Una buena iniciativa de esta compañía.

EL APAGÓN



Jochen Eickholt
Consejero delegado de Siemens Gamesa

La compañía de aerogeneradores no logra salir de las pérdidas. El avance de las energías renovables y los grandes contratos anunciados parecen no ser suficiente. La empresa afronta un ERE en España pero sigue teniendo dificultades.

1

Evento:

Curso de Financiación en Energías Renovables.

Organizan:

Appa Renovables y Enerclub.

Lugar:

Sede del Club y/o Campus Educaenergía.

Contacto:

<https://www.enerclub.es>

7

Evento:

H2 Expo Hidrógeno.

Organiza:

Tarsus México.

Lugar:

Monterrey (México).

Contacto:

<https://www.h2expohidrogeno.mx/es>

10

Evento:

Presentación del Informe IEA: Energy Efficiency 2022.

Organiza:

Club Español de la Energía (Enerclub).

Lugar:

Online.

Contacto:

<https://www.enerclub.es>

14

Evento: Eólica y Mercado: La gestión económica de los parques eólicos en el nuevo escenario energético.

Organiza: AEE.

Lugar: Hotel Meliá Avenida de América (Madrid).

Contacto:

<https://aeeolica.org/evento/eolica-y-mercado-2023>

20

Evento:

Conferencia Internacional Española de Energías Renovables (SPIREC).

Organiza:

REN21.

Lugar:

Recinto Ferial IFEMA (Madrid).

Contacto:

<https://www.ren21.net/events/irecs>

21

Evento:

Genera 2023.

Organiza:

IFEMA MADRID.

Lugar:

Recinto Ferial (Madrid).

Contacto:

<https://www.ifema.es/genera>



APPA

BIOMASA

ENERGÍA RENOVABLE GESTIONABLE

CREACIÓN DE EMPLEO

ESPAÑA VACIADA

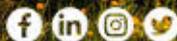
TRANSICIÓN JUSTA



Desde APPA Biomasa, llevamos más de 15 años defendiendo un marco regulatorio adecuado que nos permita alcanzar un futuro más sostenible gracias a la biomasa eléctrica y térmica, el biogás y los residuos renovables. Únete a nosotros, entra en

www.appa.es/appa-biomasa

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



biomasa@appa.es

91 400 96 91

Guerra comercial entre la UE y EEUU por la industria renovable

Bruselas ha anunciado un Plan Industrial de inversión en tecnología limpia, con el que pretende otorgar ayudas similares a las aprobadas en la Ley de Reducción de la Inflación americana, al objeto de evitar la deslocalización industrial.

C. Raso / L. Montes. Fotos: iStock



La Unión Europea lleva varios meses inquieta. La Ley de Reducción de la Inflación (IRA, por sus siglas en inglés), promulgada por Estados Unidos en agosto pasado para combatir el aumento de los precios y el cambio climático, se ha convertido en objeto de un feroz debate en el seno de la Unión por la desventaja competitiva en la que coloca a las empresas europeas.

Aclamada por la Casa Blanca como la acción más significativa que el Congreso ha desarrollado en energía limpia y cambio climático en la historia de la nación, y con la que la administración Biden pretende reducir los costes de energía a familias y pequeñas empresas y asegurar empleos de fabricación nacionales en el país, la IRA contempla préstamos, subsidios y exenciones fiscales por valor de 369.000 millones de dólares para la industria verde y del vehículo eléctrico.

La medida condiciona dichos subsidios a que muchos de estos bienes sean fabricados en el país, de ahí que una de las principales preocupaciones de los Estados miembro es que cientos de miles de millones de dólares para la fabricación de vehículos eléctricos y semiconductores en Europa, por ejemplo, desvíen la inversión y la producción de sus industrias nacionales hacia Estados Unidos.

Concretamente, la Ley americana establece disposiciones concretas para la fabricación y apoyo a la industria a modo de créditos fiscales para inversiones en proyectos energéticos avanzados, incluidos aquellos que amplíen o establezcan fábricas para la producción de equipos y vehículos de energía limpia en el país.

En el caso de los vehículos cero emisiones, la Ley ofrece créditos a las familias que adquieran un vehí-



Coche eléctrico en un punto de recarga.

culo limpio siempre que un porcentaje mínimo de minerales críticos se haya extraído o procesado en EEUU o en un país con el que EEUU tenga un acuerdo de libre comercio, así como un crédito fiscal adicional para los vehículos que cumplan con el requisito de que un porcentaje mínimo de los componentes de sus baterías se fabriquen o ensamblen en Norteamérica.

La preocupación por los efectos colaterales negativos que la IRA pueda tener para la economía europea, ha provocado que la Comisión haya creado un grupo de trabajo con la administración Biden para analizar el impacto y las consecuencias de la normativa para las empresas comunitarias, al considerar como discriminatorios ciertos aspectos de la legislación, además de para destacar la importancia de mantener una cooperación transatlántica a nivel económico y geoestratégico.

Durante la celebración del Foro Económico de Davos en Suiza, la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen, anunciaba un Plan Industrial de inversión en respuesta a la Ley de Reducción de la Inflación, centrado en cuatro puntos básicos relacionados con el entorno normativo, la financiación, la cualificación de los trabajadores y el comercio internacional.

Una de las acciones incluidas en el nuevo Plan es la puesta en marcha de la Ley de Industria Cero Neto, con objetivos claros para la tecnología limpia eu-

ropea a partir de 2030, que seguirá el mismo modelo de la Ley de Chips. El objetivo es centrarse en proyectos estratégicos a lo largo de la cadena de suministro; en particular, se estudiará la manera de simplificar y agilizar la concesión de permisos para nuevos centros de producción de tecnología limpia.

A este respecto, la Agencia Internacional de la Energía señala en un informe reciente que existe una oportunidad de mercado global para tecnologías

369.000

Millones de dólares son las ayudas de Biden a la industria verde y vehículo eléctrico

clave de energía limpia fabricadas en masa por valor de unos 650.000 millones de dólares al año para 2030, más de tres veces el nivel actual, si los países de todo el mundo implementan plenamente sus promesas energéticas y climáticas anunciadas.

El informe también indica que los empleos relacionados con la fabricación de energía limpia se duplicarían con creces, de los 6 millones actuales a casi 14 millones para 2030, con más de la mitad de estos empleos vinculados a vehículos eléctricos, energía solar fotovoltaica, energía eólica y bombas de calor.

Fondo Soberano a finales de año

Asimismo, la Comisión ha visto la necesidad de sacar adelante un marco regulatorio que permita crear las condiciones necesarias para sectores cruciales para las cero emisiones, como la eólica, el hidrógeno renovable o las bombas de calor, a la vez que se ha comprometido a buscar la manera de hacer que los Proyectos de Interés Común (PCI) europeos sobre tecnología limpia sean más rápidos de tramitar, más fáciles de financiar y con acceso más sencillo para todas las pequeñas empresas.

Von der Leyen también se ha propuesto adaptar temporalmente el marco de ayudas de Estado para acelerarlas y simplificarlas con cálculos más fáciles, procesos más sencillos y una aceleración de las aprobaciones. Por ejemplo, con modelos más sencillos de desgravación fiscal o ayudas específicas para instalaciones de producción de sectores estratégicos de la cadena de valor de las tecnologías limpias, de cara a hacer frente a los riesgos de deslocalización derivados de los subsidios de otros países.

Para evitar una fragmentación del mercado único y apoyar la transición hacia las tecnologías limpias en toda la UE, la presidenta también apuesta por in-

Bruselas apuesta por modelos más sencillos de desgravación fiscal

tensificar la financiación de la Unión, de manera que, a medio plazo, se creará un Fondo Soberano europeo como parte de la revisión a medio plazo del presupuesto a finales de este año.

La jefa del Ejecutivo comunitario también ha tenido palabras para China, al señalar que la UE responderá si no hay unas reglas del juego justas para el comercio exterior y utilizará todas las herramientas a su disposición, como abrir investigaciones, si considera que los subsidios distorsionan la competencia del mercado.

El tirón de orejas a China viene dado porque el país asiático ha animado a las empresas europeas y de otros países que consumen mucha energía a deslocalizar toda o parte de su producción. Lo hacen con la promesa de energía barata, bajos costes laborales y un entorno normativo más permisivo, algo que se da de bruces con las restricciones que este país tiene sobre el acceso de las empresas de la UE a su mercado.

Bruselas ya había puesto sobre la mesa, en los últimos meses, que relajaría las normas de las ayudas de Estado como mecanismo para responder a



Parque eólico.

los subsidios estadounidenses. Una propuesta que anunció que realizaría en enero de 2023.

A corto plazo la intención es ajustar las normas de las ayudas de Estado para impulsar a las industrias de tecnologías limpias y del vehículo eléctrico en el mercado comunitario. De hecho, la comisionaria de Competencia, Margrethe Vestager, proponía recientemente en una carta a los Estados miembro, dotar de ayudas a la industria europea para evitar la deslocalización y simplificar los cálculos de las ayudas de Estado y acelerar su aprobación. Una propuesta que plantea dotar de fondos a la producción de tecnologías verdes y de posibles desgravaciones fiscales.

Eco²truxure™
Innovation At Every Level

Innovation is in the

AIR

El aire es la mejor alternativa al gas de efecto invernadero SF₆ en nuestras celdas de media tensión SM AirSeT.

Conoce como la sostenibilidad y la digitalización contribuyen a la lucha contra el cambio climático en las redes de distribución eléctrica.

#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 · ESMKT18154L20

Life Is On

Schneider
Electric

VALDIS DOMBROVSKIS

Vicepresidente económico de la Comisión Europea y comisario de Comercio



“Estamos listos para responder a Biden con más medidas anticrisis que EEUU”

En el marco del Foro Económico Mundial de Davos, el vicepresidente de la Comisión Europea, Valdis Dombrovskis, ha asegurado que la respuesta europea al paquete de subsidios estadounidenses para la industria limpia será un paquete sustancial con posibilidad de superar al desplegado por el presidente Biden.

Lidia Montes. Fotos: Getty/eE

Tras su reunión con el representante comercial de EEUU sobre la Ley de Reducción de la Inflación (IRA), ¿hay esperanza de que pueda haber cambios?

No es el único problema. Respecto a la Ley que menciona, es cierto que estamos interactuando a varios niveles y también tenemos un grupo de trabajo que se ocupa de estas cuestiones. Hasta ahora hemos avanzado en uno de los aspectos, el de los créditos fiscales a

los vehículos eléctricos, sobre el que esperamos llegar a una solución satisfactoria. Pero hay otros elementos. Por ejemplo, en materias primas, EEUU se ha abierto a tratarnos como un socio en los acuerdos de libre comercio, que también incluiría el acceso no discriminatorio al mercado de EEUU. Esto es un indicio de apertura, pero yo diría que no tenemos aun soluciones, así que el grupo de trabajo continúa activo.

¿La respuesta de la UE será proporcional a la escala de la medida estadounidense?

Hay debates sobre el tamaño del apoyo a las empresas. Ante estos 369.000 millones de dólares, la respuesta puede ser mayor o menor dependiendo de las circunstancias, pero será un paquete sustancial. En relación a las exenciones de impuestos, hemos llegado a un acuerdo satisfactorio con EEUU, pero hay otras cuestiones como subsidios y otros elementos que siguen siendo de gran preocupación. Y, por supuesto, si nos fijamos en nuestros propios subsidios e instrumentos de respuesta a la crisis, disponemos de medios para que sean incluso mayores que los previstos por la IRA.

El paquete presentado por Von der Leyen sobre la Ley de la 'Industria Cero Emisiones', ¿incluirá requisitos de producción local?

No es la intención. Somos conscientes de que habrá una fragmentación global si los países responden como EEUU e introducen

cionistas se añaden a este tipo de riesgo. Tenemos que trabajar para asegurarnos de que no cree mayores daños en la economía mundial.

¿Cómo se imagina el fondo soberano que planea la UE?

Sigue en discusión. Ahora lo vemos más como una respuesta a medio plazo, en el contexto del marco financiero plurianual. Y, en ese caso, tenemos que replantearlo en el Presupuesto de la UE, porque casi todas las reservas que tenemos en el presupuesto han bajado debido al Covid o por la agresión de Rusia, así que necesitamos disponer de esos colchones para poder hacer frente a posibles crisis.

Sobre las ayudas de Estado, Bruno Le Maire dijo que, en su visión ideal, los países europeos no pueden igualar los créditos fiscales, sino tipos muy específicos de créditos fiscales que competirían directamente

“Hay cada vez menos razones para que la factura eléctrica se vincule al precio al que cotiza el gas”

“Las tendencias proteccionistas elevan el riesgo de que la economía global se fragmente”



requisitos de ensamblaje local. Creemos que llevaría a una fragmentación de la economía global y a mayores disrupciones en la cadena de suministro. Es algo que vamos a tratar de evitar.

En política climática, EEUU siempre ha sido muy reacia a adaptar su regulación.

No tenemos ningún problema con esto. El único problema es la naturaleza discriminatoria en los vehículos eléctricos. Muchos Estados miembro también dotan de subsidios para la compra de vehículos eléctricos, pero no son discriminatorios.

¿No le parece singular que en Davos se hable de subvenciones en un lugar que representaba todo lo contrario: globalización, capitalismo, libre comercio?

El tema de este año es el riesgo de fragmentación. Todas las tendencias protec-

con lo que está haciendo EEUU. ¿Es así como prevé que sea la flexibilización de las ayudas estatales?

Sobre las ayudas de Estado, tenemos que estructurarlas con cuidado para preservar la integridad del mercado único. Hay diferentes maneras de apoyar a las empresas. Se pueden apoyar con subsidios, con créditos fiscales, etc., pero aun así necesitamos este marco común europeo para preservar la igualdad de condiciones.

¿Tiene alguna preferencia entre subvenciones o créditos fiscales?

Esas son las dos formas en que se puede apoyar a las empresas.

El predominio del pensamiento francés de que la UE es responsable de ayudar a las industrias, no es lo que muchos de los países liberales de la UE creen. ¿Preocupa

que esto sea una especie de cambio temporal en la ortodoxia económica a nivel de la UE?

La respuesta política va a consistir también en ajustes de las normas sobre las ayudas de Estado que proporcionen más margen de maniobra, pero se trata de un ajuste temporal. Es una cuestión de preservar la igualdad de condiciones, ya que el mercado único de la UE sigue siendo un asunto muy importante en cierto sentido.

¿Cree que la caída de los precios de la energía hace que los europeos estén menos ansiosos que hace unos meses?

La cuestión de los precios de la energía tendrá que ser debatida. Hay gran cantidad de medidas que hemos tomado a nivel UE, así como las iniciativas de apoyo social de los diferentes Estados miembro para apoyar a los hogares y las empresas. Vemos aún precios relativamente altos al comparar con otras regiones. Es algo que aún tenemos que

¿Apoya más sanciones a Rusia?

Tenemos que seguir ejerciendo presión sobre Rusia y Bielorrusia como coagresor. Obviamente, estoy a favor del paquete de sanciones. Estamos en conversaciones con los Estados miembros, un elemento, que es también en un debate internacional tras el tope al precio del petróleo ruso, el tope a los productos petrolíferos rusos... Los productos petrolíferos son la mayor fuente de ingresos de Rusia. El tope al precio del petróleo está funcionando, así que creo que es un buen momento para pensar en exportarlo a más productos.

El embargo empieza en unas semanas. ¿Cómo se están adaptando las empresas a este plazo? ¿Cómo ve el mundo tras su entrada en vigor y la adaptación de las industrias?

La industria ha tenido ya un tiempo sustancial para adaptarse. La Comisión Europea monitoriza la implementación de sanciones,

“El tope al precio del crudo ruso funciona y resulta factible extenderlo a más productos”

“No hay oposición entre el paquete ‘Fit for 55’ y la agenda climática actual de la Comisión”



abordar. En segundo lugar, tenemos que hacer frente a los problemas de seguridad de suministro energético. Este año los almacenamientos de gas están casi llenos, pero tenemos bastante gas ruso en nuestras reservas. Para el próximo invierno, todavía necesitamos un sustancial suministro adicional de gas. Y eso en un contexto en el que China abre su economía, con lo que habrá más demanda de gas.

¿La reforma de los precios marginales aún está en el horizonte? ¿La Comisión aún quiere desacoplar el precio del gas de la electricidad?

Estamos trabajando en una reforma estructural. A medida que avancemos más hacia las energías renovables, habrá muchas menos razones para vincular los precios de la electricidad con los precios del gas.

como lo trasladan los Estados miembro y si tienen tiempo suficiente de preparación.

Sobre la agenda climática, existe la sensación en la Comisión de que el paquete ‘Fit for 55’ ha hecho que la primera pase a un segundo plano por la presión de las empresas.

No hay contradicción. Si analizamos, por ejemplo, el Plan RePower EU, insisto en que no hay contradicción. Es parte de nuestra respuesta para romper con la dependencia de los combustibles fósiles rusos. Por lo tanto, no vemos mucha contradicción entre nuestra respuesta a corto plazo y los objetivos a largo plazo. Hay algunos ajustes, por ejemplo si debería haber un aspecto en el Plan de Recuperación y en el Repower EU para diversificar el suministro de gas natural en ciertas condiciones, como instalaciones para gas natural licuado sin crear activos abandonados.



good new energy

Así es nuestra energía. Así somos.

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

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

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

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



Jorge González Cortés
 Presidente de Contigo Energía

Mercado eléctrico. Siempre David contra Goliat.

Europa se encuentra en un complicado escenario energético en el que el gas se alza como protagonista. Pero, para ponernos en situación, conviene destacar que el desarrollo tecnológico impulsó el uso de éste como fuente de energía para producir electricidad debido, entre otras cosas, al descubrimiento de nuevas reservas y al ahorro de tiempo y dinero que supone construir estas centrales en comparación con otro tipo de plantas, pero ¿cuáles son los principales inconvenientes?.

Como principales efectos generales del crecimiento del uso del gas para la generación eléctrica, hay que citar la volatilidad de los precios del combustible y la dependencia energética de países que no producen gas natural, algo que se ha puesto de manifiesto con el aumento de la demanda de gas por parte de China y la invasión de Ucrania.

Además, conviene destacar también otras consecuencias específicas, derivadas no solo del auge actual de precios, sino también de los requerimientos de la presente regulación para frenarlos, que han tenido un efecto directo sobre la competencia entre los diferentes agentes del sector, produciendo una "guerra de precios".

En este aspecto, los grupos que producen, distribuyen y comercializan electricidad, tienen la posibilidad de vender la energía que producen a su propia comercializadora. Dicha situación, alentada por una regulación que prima este comportamiento, se traduce en precios imbatibles para las operadoras independientes que tienen que acudir al mercado mayorista para comprar la energía.

Por otro lado, ésta se ve agravada por la regulación del tope al gas, que ha conducido a la mayor concentración en décadas de clientes en las verticalmente integradas, haciendo menos competitivas a las comercializadoras independientes que solo realizan actividades de comercialización.

Además, muchas comercializadoras independientes han tenido que firmar su certificado de defunción en el último año debido a que no han podido acceder al mercado de futuros por no poder asumir las garantías que debían aportar. Sin embargo, en las verticalmente integradas la generación y la comercialización actúan como vasos comunicantes compensando las pérdidas de una u otra, ya que cuando ganan mucho con la generación (precios de mercado más altos) ganan menos con la comercialización y viceversa.



En consecuencia, las comercializadoras independientes difícilmente pueden competir cuando el tope del gas otorga una ventaja a las que incluyen generación en su grupo y es que, sin pretenderlo, estamos actuando en contra de la liberalización del mercado y haciendo el mercado menos mercado. Y tanto la competitividad de las empresas como la renta disponible de los ciudadanos, son sensibles al precio de la energía, especialmente en Europa, donde la media de dependencia energética se sitúa en el 50%.

Centrándonos en España, el escenario es algo más complejo que en nuestros países vecinos y nuestra dependencia energética es muy superior, rozando el 75% de la energía primaria que consumimos.

El mecanismo ibérico del tope de gas nos ha convertido en exportadores de energía eléctrica para cubrir el 35% de la demanda lusa y el 2% de la demanda francesa. Si el objetivo es la descarbonización y la reducción de nuestra dependencia energética, quizá un "cap" superior hubiese facilitado más estos propósitos. No olvidemos que los consumidores eléctricos asumimos un recargo para compensar el mencionado tope que nos lastrará en el futuro.



En este principio de año 2023, la abundancia de recursos renovables ha desplomado el precio de la energía en el mercado diario, beneficiando a aquellos consumidores con precios indexados, especialmente a los acogidos al PVPC. Pero esto no quiere decir que tanto generadores como consumidores deban permitir que su ahorro energético dependa de la disponibilidad de recursos renovables.

En este principio de 2023, la abundancia de recursos renovables ha desplomado el precio de la energía en el mercado diario

No es necesario, en un mundo tan cambiante, que los contratos de suministro se cierren a diez años, pero sí que lo es que los consumidores (industriales y domésticos) entiendan que la mejor forma de proyectar su ahorro cuenta con dos instrumentos esenciales: el autoconsumo y los contratos de suministro de varios años de duración.

Se generaliza el consenso sobre la necesidad de una reforma del mercado eléctrico europeo provocado por la masiva penetración de las renovables en los mix de generación, para que el precio del gas no condicione al del resto de tecnologías cuyo coste marginal es claramente inferior.

La nuclear debe despejar la incógnita sobre sus costes e internalizarlos para definir su futuro. Si los precios negativos se hacen frecuentes, como ya ocurre en varios mercados europeos en las horas de menor demanda y mayor generación renovable, será difícil la operación de centrales que necesitan funcionar 8.760 horas al año para ser rentables con un coste marginal por MWh, muy superior al de la fotovoltaica o al de la eólica.

Desde el punto de vista de la seguridad de suministro y la operación del sistema, nuclear y renovables se complementan, pero los costes son enormemente relevantes en un entorno de mercado más o menos liberalizado.

Definir unas reglas de mercado, sean las que sean, estables, duraderas en el tiempo y adecuadas al contexto energético del futuro, es una prioridad que no debe confundirse con la tentación de intervenir los mercados por parte de los gobiernos cuyos intereses son, a veces, demasiado cortoplacistas.

Tan importante como lo anterior, es el reto de poner de acuerdo a toda Europa sobre las reformas que se pongan encima de la mesa.

Encajarlas todas y sacrificar los intereses nacionales a favor de un interés superior europeo es hoy, probablemente, una quimera que se representa con cabeza de león, cuerpo de cabra y cola de dragón.

Eólica

EnergyLOOP instalará una planta de reciclaje de palas eólicas

EnergyLOOP, compañía impulsada por Iberdrola a través de su programa PERSEO y por FCC Ambiente, filial de FCC Servicios Medio Ambiente, construirá su innovadora planta de reciclaje de palas de aerogeneradores en el municipio navarro de Cortes. Se trata de una instalación pionera, constituida mayoritariamente por composites (fibras de vidrio y carbono, y resinas) para la valorización de estos materiales como materias primas secundarias

en diferentes sectores como el energético, aeroespacial, automovilístico, textil, químico o de la construcción. Está previsto que el inicio de las obras de construcción sea en otoño de 2023 y que la planta entre en funcionamiento a lo largo de 2024. EnergyLOOP espera crear en torno a 100 empleos directos e indirectos a lo largo de la década y planea invertir cerca de 10 millones de euros en la instalación.

Nombramiento

Guillermo Negro, nuevo CEO de Magnon Green Energy

Guillermo Negro ha sido nombrado nuevo CEO de Magnon Green Energy, filial de renovables del Grupo Ence y de la que el fondo inversor británico Ancala Partners es socio minoritario. Tras su paso por Alpiq Energía, filial española del grupo energético suizo en la que fue director general y miembro del Consejo de Administración en los últimos 10 años, Negro regresa al Grupo Ence donde estuvo 13 años ocupando distintos puestos de responsabilidad. In-

geniero Superior Industrial por la Universidad Politécnica de Madrid, el nuevo CEO de Magnon Green Energy ha señalado que, "apoyándonos en la experiencia de Magnon en el sector de la biomasa, estamos diseñando un amplio portfolio de servicios para posicionarnos como actor destacado en el marco de la transición energética, contribuyendo a descarbonizar la sociedad a través de una actividad arraigada en el mundo rural".

Autoconsumo

Powen se une a Madrid Solar para promover el autoconsumo en la capital

Más de 100 compañías, entre las que se encuentra Powen, y los principales líderes empresariales e institucionales, se han adherido a la iniciativa público-privada 'Madrid Futuro', apoyada por el Ayuntamiento de la capital, que busca, mediante proyectos transformadores, fortalecer la ciudad.

La compañía que preside Rafael Benjumea, ya ha comenzado a trabajar en el proyecto 'Madrid Solar',

impulsado por la asociación, con el que se pretende promover el autoconsumo residencial, especialmente en comunidades de propietarios y edificios públicos.

La capital es la región española con el mayor potencial de despliegue de energía fotovoltaica del país, al poder alcanzar más de 2 GW en el escenario objetivo.

ESG

Schneider Electric obtiene las mejores puntuaciones en rankings de ESG

Schneider Electric ha sido clasificada como la mejor de su sector por tres destacadas agencias independientes de ratings ESG (Environmental, Social and Governance), lo que demuestra el compromiso de la compañía con el bienestar de sus grupos de interés internos y externos, el medio ambiente, así como en la acción y e innovación. Concretamente, la compañía ha obtenido el primer puesto entre las empresas de Componentes y Equipos Eléctricos en

el Corporate Sustainability Assessment (CSA) de 2022 realizado por la reconocida agencia de rating S&P Global. También ha obtenido el primer puesto en el sector de Electrónica y Equipos por Vigeo Eiris, principal agencia europea de ratings ESG de Moody's. Finalmente, ha sido incluida en la Lista A del ranking 2022 de empresas reconocidas como líderes en transparencia y acción medioambiental elaborada por CDP.

Acuerdo

Alemania se une al proyecto H2Med junto a España, Francia y Portugal



España ha anunciado un acuerdo para que Alemania se una al proyecto H2Med, junto con Francia y Portugal. El pasado diciembre, cuando el operador español Enagás y los otros operadores nacionales franceses y portugueses presentaron a la Comisión Europea la solicitud para que H2Med sea considerado Proyecto de Interés Comunitario (PCI), operadores de Alemania se sumaron a una carta conjunta solicitando la financiación europea del proyecto

y su interés en que el corredor se convierta en la columna vertebral futura del hidrógeno verde en Europa. La incorporación de Alemania subraya dos compromisos expresados por España con la puesta en marcha de este corredor verde: reforzar la seguridad y autonomía energéticas de la UE y el hecho de que el H2Med reitere la ambición de Europa en su neutralidad climática y la voluntad de España de ser un referente en el sector del hidrógeno.

Agrovoltaica

BayWa r.e. avanza en agrovoltaica con cuatro proyectos piloto



BayWa r.e. avanza en la investigación en el campo de la energía agrovoltaica con cuatro nuevos proyectos piloto ubicados en Países Bajos, Austria y Alemania. Estos sistemas, instalados en cultivos frutales, combinan la producción de alimentos y energía solar en el mismo terreno. Además, tienen como objetivo mejorar la calidad de la fruta a través de estudios sobre la salud de las plantas, su crecimiento y su producción, al tiempo que ayudan a

reducir los residuos derivados del plástico. Las dos instalaciones de BayWa r.e. en Países Bajos están en la localidad de Enspijk, con una capacidad de 105 kWp y en la de Randwijk, con 125 kWp de capacidad. La de Austria es un proyecto piloto de 340 kWp para frutas de hueso y pomáceas en la localidad de Graz. El proyecto piloto de Alemania, de 115 kWp para cultivos de frambuesas, está en la localidad de Oedheim.

Hidrógeno

pHYnix y HRS unidos en proyectos europeos de movilidad a hidrógeno



HRS, diseñador y fabricante europeo de estaciones de repostaje de hidrógeno, ha firmado un acuerdo marco hasta 2027 con pHYnix, productor europeo independiente de hidrógeno verde y servicios relacionados, para el despliegue de proyectos europeos de movilidad a hidrógeno desarrollados por pHYnix.

El acuerdo incluye un pedido inicial de ocho estaciones HRS, cinco de las cuales tienen una capaci-

dad de 1 tonelada/día y tres estaciones de 200 kg/día. Concretamente, el pedido de las tres estaciones de 200 kg/día se destinará a los primeros proyectos ejecutados por pHYnix, mientras que el pedido de las otras cinco estaciones se servirá antes de junio de 2024 para futuros proyectos.

El citado acuerdo representa un volumen de negocio mínimo de más de 18 millones para HRS.

Renovables

Acuerdo entre Aecid y Cofides en renovables en zonas rurales africanas



La Agencia Española de Cooperación Internacional para el Desarrollo (AECID) y la Compañía Española de Financiación del Desarrollo (COFIDES), han suscrito un acuerdo marco para apoyar proyectos de energía renovable en el África Subsahariana. El objetivo es apoyar el desarrollo de soluciones de generación de electricidad a pequeña escala basadas en renovables que distribuyan la electricidad a un número limitado de clientes -hogares y/o industrias-

a través de una red de distribución que pueda funcionar de forma aislada de las redes de transmisión nacionales. El programa contribuirá a mejorar el suministro eléctrico en las zonas rurales y/o periurbanas, con importantes beneficios para las personas que no tienen acceso a fuentes de energía fiables. Se estima que, tras la finalización del programa, la población beneficiaria se situará en torno a las 180.000 personas.



España cuenta con 49 plantas termosolares y una potencia instalada de 2.300 MW. eE

La termosolar busca una segunda vida en el nuevo Plan de Energía

La termosolar lleva diez años en seco. Desde 2013 no se ha instalado un solo megavatio en el país, algo sorprendente si tenemos en cuenta que un tercio de la capacidad mundial se encuentra en España. El sector espera que el Gobierno establezca medidas que ayuden a su despegue definitivo.

C. Raso. / R. Esteller.

Los 2.300 MW de potencia termosolar instalados en España entre 2007 y 2013, distribuidos en un total de 49 plantas, colocaron a nuestro país en el número uno del mundo en capacidad instalada en este tipo de tecnología. Todo hacía presagiar que la termosolar iba a continuar una senda alista; sin embargo, el cambio normativo que se produjo en 2013 para contener el déficit de tarifa acumulado, supuso un parón.

Si hasta entonces el marco jurídico y económico que regulaba la generación de electricidad con renovables en España había estado basado en un sistema de primas y tarifas reguladas, se pasó a una retribución específica basada en la consecución de una rentabilidad razonable de la inversión. El resultado es que, en la última década, no se ha añadido ni un solo megavatio de termosolar en España. A pesar de esta circunstancia, nuestro país sigue liderando a día de hoy

el ranking mundial, con un tercio de la capacidad global instalada, actualmente del entorno de 7.000 MW.

En 2020 se produce una circunstancia que hace que el sector termosolar recupere la esperanza. El Gobierno envía a Bruselas el borrador actualizado del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030, cuya versión definitiva se adopta en marzo de 2021. Este documento, que define el plan de trabajo estatal en materia energética para la próxima década con el objetivo de avanzar en la descarbonización, prevé la instalación en España de 5.000 MW adicionales de potencia termosolar hasta 2030 que, unidos a los 2.300 MW existentes, supondría alcanzar 7.300 MW al final de esta década.

El Plan está, actualmente, en plena fase de revisión. Cada Estado miembro deberá presentar a la Comisión un proyecto de actualización del PNIEC antes del 30 de junio de este año. Desde el sector termosolar confían en que el objetivo que se establezca en el nuevo Plan de Energía sea consecuente con los incentivos regulatorios que permitan el despeque de esta tecnología. "Si las tecnologías renovables con respaldo no tienen los incentivos adecuados para que se puedan desarrollar, seguiremos ga-

La primera subasta de termosolar que se celebró el pasado octubre quedó desierta

rantizando la seguridad de suministro con tecnologías fósiles", afirma David Trebolle, secretario general de Protermosolar.

El 25 de octubre de 2022 se produce un hecho muy ilusionante para el sector que, sin embargo, no da el resultado esperado. El Gobierno celebró una nueva subasta de renovables (la tercera) que ponía en liza 520 MW de potencia. La gran novedad es que, por primera vez, estaba incluida la termosolar con una reserva mínima de 220 MW. Sin embargo, la licitación de esta tecnología quedó desierta.

El balance que hizo el sector en ese momento fue que, a pesar del gran interés que había suscitado la convocatoria de la subasta, movilizandando más de 700 megavatios de nueva capacidad en el sector termosolar, no se asignó ningún megavatio termoeléctrico al no disponer de visibilidad sobre la fecha a la que optar al punto de conexión, junto con el riesgo de ejecución del aval presentado en la subasta.

A este respecto, el secretario general de Protermosolar señala que el gran reto para futuras subastas es "trabajar en un nuevo diseño que permita ajustar los precios de reserva a los costes reales de la tecnología, ya que estas subastas pueden ser una oportunidad



David Trebolle, secretario general de Protermosolar. eE

magnífica de sustitución de respaldo fósil equivalente y se tiene que leer en esos términos. El mercado, por sí mismo, ni da incentivos a la inversión ni estabilidad de ingresos que permita cubrir los costes de las tecnologías renovables con almacenamiento capaces de proporcionar el respaldo que necesita el sistema eléctrico, especialmente en ámbito nocturno".

Descarbonizar con seguridad de suministro

Por su capacidad de generación nocturna, su almacenamiento térmico de larga duración (superior a 6 horas) y su capacidad de conexión síncrona, "la termosolar es la renovable con respaldo económicamen-



Planta Termosolar Helios 1 y 2. I. Gómez Millán

te más factible del mercado y la alternativa perfecta a la generación con gas y carbón”, añade Trebolle.

De las 49 centrales construidas en España, 19 de ellas presentan almacenamiento. “Consideramos que se podría duplicar el almacenamiento actual, que está en 870 MW, y que viene reduciendo en torno a 240 millones de euros los ahorros en gas, alcanzando otros 200 millones más de ahorro”, indica Trebolle.

Otro claro ejemplo es su aportación a la descarbonización del sector industrial, que representa el 21% de las emisiones de gases de efecto invernadero en España. Teniendo en cuenta que el 75% de la demanda de la industria es en forma de calor y, de ese 75%, el 90% se consigue mediante la quema de combustibles fósiles, “la termosolar juega un papel clave para producir calor solar con origen renovable, consiguiendo así la descarbonización de los procesos industriales”.

Desde Protermosolar confirman que, en 2022, se han lanzado más de 20 proyectos termosolares de calor de proceso en España -cuya cifra se espera duplicar en 2023-, en los que el calor producido con la quema de combustibles fósiles es sustituido por calor generado con la tecnología solar térmica. Unos proyectos que destacan por su gran rentabilidad al presentar, algunos de ellos, *paybacks* entre dos y tres años.

Otra de las bondades de la termosolar es que puede ser el complemento perfecto de la fotovoltaica. En India y China, por ejemplo, están apostando por plantas con

diseños híbridos donde se genera solo con fotovoltaica durante las horas diurnas y con termosolar durante las nocturnas. En estos países, además, están introduciendo la posibilidad de almacenar energía térmica en los depósitos de sales mediante calentadores eléctricos, lo que permite canalizar los vertidos de energías renovables hacia un almacenamiento de largo plazo, tanto con producción local como desde la red eléctrica. También se están planteando proyectos de hibridación en Chile, China, Sudáfrica, Bostwana, Namibia, etc.

En España, para maximizar la capacidad actual de red existente, la nueva regulación ha introducido el concepto de hibridación del punto de conexión. “En lugares donde ya exista generación conectada, siempre y cuando se respete la misma capacidad de conexión que tienes, puedes hibridar con otro tipo de tecnologías”, afirma Trebolle.

La termosolar se enfrenta a importantes retos este 2023. Aunque esta tecnología representa una cuota inferior al 2% en la potencia del sistema, añadir más termosolar a un *mix* energético renovable lo abarata, al permitir un menor uso de combustibles fósiles y una mayor tasa de penetración de renovables. De hecho, “esta tecnología ha reducido sus costes de manera extraordinaria en España, pudiendo hablar de una reducción por I+D+i del entorno del 50% de sus costes. Si se activasen nuevos proyectos, se impulsaría la senda de disminución de costes al incorporar las economías de escala y bancabilidad de los proyectos”, concluye Trebolle.

Movilidad

Enel X Way y Atento colaboran en movilidad eléctrica en Europa

Atento ha anunciado que está apoyando a Enel X Way en su proyecto de innovación para fomentar la movilidad eléctrica en todo el mundo.

Con el objetivo de acercar esta nueva forma de transporte más sostenible y brindar el mejor servicio de relación con el cliente, Enel X Way ha contado con el equipo de Atento para gestionar sus canales de atención al cliente. El equipo, que está instalado en

el *hub* multilingüe de Valencia, está formado por 70 agentes, que responden a las dudas y necesidades de los usuarios de Enel X Way 24 horas al día los 365 días del año y en 7 idiomas diferentes: español, alemán, inglés, francés, italiano, rumano y catalán. Todos los miembros del equipo, además de su idioma nativo, cuentan con un nivel mínimo de C1 en inglés, que es el idioma vehicular con el que se comunican los equipos del *hub*.

Suministro

Makro adjudica el suministro eléctrico a EDP

EDP será el suministrador de energía eléctrica de Makro durante los próximos tres años. La compañía líder en distribución mayorista para el sector de la hostelería, ha adjudicado a la energética el contrato para el suministro a todas sus tiendas en España y a su plataforma de distribución multi-temperatura de Cataluña. El acuerdo alcanzado entre ambas entidades comprende el suministro de 80,5 GWh anuales, el equivalente al consumo

medio anual de más de 20.000 hogares, a 38 puntos de suministro de la compañía. Este contrato, que arrancó el pasado 1 de enero, se enmarca en el Plan Estratégico de EDP 2021-2025 y en la estrategia comercial con sus clientes empresariales. La compañía es un referente para los grandes consumidores de energía eléctrica de toda España, potenciando su ahorro y competitividad con soluciones energéticas personalizadas.

Acuerdo

Redeia y FEUP crean Hémera, Escuela Digital para la Transición Energética

Redeia y la Federación Española de Universidades Populares (FEUP) han creado Hémera, la Escuela Digital para la Transición Energética, un espacio gratuito de capacitación pionero en España para empoderar a la ciudadanía como protagonista del nuevo modelo energético y dotarle de los conocimientos y competencias que necesitan para manejarse en él. Hémera inicia su andadura con un curso de introducción a las renovables y al auto-

consumo, desarrollado con la colaboración de la Asociación de Agencias Españolas de Gestión de la Energía (EnerAgen). Hémera representa la primera fase de un proyecto más ambicioso de inteligencia colectiva con el que se crearán los Hubs de Energía, laboratorios donde la ciudadanía, las organizaciones y las instituciones diseñarán y crearán prototipos de proyectos innovadores relacionados con la economía verde y circular.

Eólica

Capital Energy y Copsesa suscriben un acuerdo eólico en Cantabria

Capital Energy y el grupo cántabro Copsesa, han firmado un acuerdo de colaboración para impulsar la implantación de proyectos de generación de renovables en esta comunidad autónoma. Este convenio abre la puerta a la participación de Copsesa en la futura construcción de los parques eólicos que la compañía de renovables está promoviendo en esta comunidad, sin excluir que también haga lo propio con instalaciones de energías limpias en otras

regiones. En este sentido, el acuerdo de colaboración, fruto de las crecientes necesidades de contratación de proveedores locales que está teniendo Capital Energy derivadas del avance en el desarrollo de su cartera de proyectos renovables, persigue aprovechar las sinergias entre ambas empresas y la experiencia y valor añadido que aporta Copsesa, una de cuyas fortalezas es contar con una flota de maquinaria y un equipo profesional propios.



Raúl Partido, Counsel de Arbitraje y Litigios de Think Legal Abogados (TKL)

Juliya Arbisman, Socia de Arbitraje y Litigios de Steptoe & Johnson LLP

Luis E. Sotelo, Asociado Int. de Arbitraje y Litigios de Steptoe & Johnson LLP

¿Es el fin del Tratado sobre la Carta de la Energía?

En octubre y noviembre de 2022, siete países de la UE -España, Francia, Países Bajos, Polonia, Alemania, Eslovenia y Luxemburgo- anunciaron públicamente su decisión de retirarse del Tratado sobre la Carta de la Energía (TCE), lo que ocasionó el bloqueo de la votación a favor de la modernización del TCE (votación que se ha postpuesto debido a la imposibilidad de que el Consejo de la UE alcance una posición común). Además, los parlamentarios de la UE adoptaron una Resolución que pide una retirada coordinada del TCE, a pesar de los esfuerzos de modernización.

Queda pendiente determinar qué ocurrirá una vez que las retiradas sean efectivas y si los inversores todavía podrían recurrir a las protecciones concedidas por el TCE. Consideramos que la respuesta está en la "cláusula de caducidad" del TCE, que conlleva que las inversiones conservan la protección durante 20 años tras la retirada de un Estado.

Las razones formales alegadas por los precitados países fueron estrictamente medioambientales, en base a que ni el actual TCE ni el TCE modernizado (en negociaciones) estaban completamente alineados con los compromisos del Acuerdo de París.

Sin embargo, hay otra razón más profunda que ha llevado a esos Estados a tomar tal decisión. Dicha razón es el elevado número de arbitrajes de inversión interpuestos al amparo del TCE que fueron presentados por inversores en el sector energético.

Por ejemplo, los arbitrajes en virtud del TCE presentados contra España representan una deuda acumulada de más de 1.100 millones de euros en laudos impagados y España tiene la lista más larga de arbitrajes pendientes ante el CIADI. Dicho auge comenzó cuando España cambió su sistema en 2010, al derogarse un régimen de incentivos a la inversión.

Es obvio que la decisión de retirarse del TCE es el resultado de los riesgos asociados a los arbitrajes interpuestos contra países de la UE.



La base jurídica del TCE que permite iniciar un arbitraje es su artículo 26. Sin embargo, la UE realizó una evaluación sobre si el artículo 26 es compatible con la legislación de la UE, especialmente en lo que respecta a la presentación de demandas contra Estados miembros de la UE ("arbitrajes intra-UE").

Pues bien, la Comisión declaró que el artículo 26 es inoperante entre inversores de la UE y Estados miembros. El razonamiento subyacente es que el TCE no ofrece expresamente el arbitraje intra-UE debido a su incompatibilidad con el Derecho de la UE. Esta incompatibilidad se conoce como "objeción intra-UE".

Asimismo, el TJUE apoyó dicha objeción a través de varias decisiones. Dicha posición, sin embargo, fue rechazada por las decisiones arbitrales hasta junio de 2022. A partir de junio ha surgido una nueva posición como resultado de la decisión en el caso *Green Power c. España* (2022). En este caso, la objeción fue aceptada al considerarse que el TCE no incluye una oferta de arbitraje válida cuando se aplica intra-UE.

España tendrá que seguir unos procedimientos estrictos para retirarse del TCE. Según el TCE (artículo 47.2), toda retirada surte efecto un año después de la recepción de la notificación o en una fecha especificada en la notificación, si es posterior.



Una vez alcanzado ese plazo, el artículo 47.3 (conocido como la "cláusula de caducidad"), permite que las disposiciones del tratado sigan aplicándose a las inversiones existentes (incluidas las realizadas en el plazo de un año tras la recepción de la notificación de retirada), durante un periodo de 20 años posterior a la retirada.

España tendrá que seguir unos procedimientos estrictos para retirarse del Tratado de la Carta de la Energía (TCE)

Está claro que los procedimientos de arbitraje en curso no se verán afectados. Además, la precitada cláusula permitirá la presentación de nuevos casos durante los 20 años posteriores a la retirada. Sin embargo, dada la decisión *Green Power*, no está claro si la "cláusula de caducidad" será aplicable a los procedimientos intra-UE.

Es importante señalar que la Secretaría del TCE emitió un dictamen en el que se sugería que la terminación del TCE podría no ser conforme con la Convención de Viena sobre el Derecho de los Tratados.

La Secretaría hizo hincapié en que la denuncia de un tratado sólo es posible en caso de "cambios fundamentales de las circunstancias" que habían sido esenciales para la decisión de la parte contratante de celebrar el tratado y si tales cambios fundamentales transformaban radicalmente las obligaciones de las partes.

Aunque no opinó expresamente que estas condiciones no se cumplirían con respecto a las preocupaciones medioambientales, la Secretaría señaló que "los nuevos avances en el estado de los conocimientos medioambientales y del derecho medioambiental" eran insuficientes para cumplir el umbral de la Convención, dejando dudas sobre la aplicación de la "cláusula de caducidad".

Si usted puede verse afectado por las retiradas del TCE, es importante que analice si sus inversiones están protegidas (especialmente por la "cláusula de caducidad").

En caso contrario, dada la tendencia actual de retirada y la falta de consenso para un nuevo TCE, es importante ponderar las opciones de reestructuración empresarial en caso de que algunas de sus inversiones puedan no estar cubiertas por la precitada cláusula o puedan verse afectadas por los riesgos potenciales de no aplicación del TCE si se mantiene la objeción intracomunitaria o si el dictamen de la Secretaría del TCE se convirtiera en vinculante.

El Intercambiador de Moncloa apuesta por la geotermia y la solar

La terminal de transporte madrileña lleva meses funcionando con un sistema de climatización basado en ambas fuentes renovables, dos veces más eficiente económicamente.

Concha Raso. Fotos: eE



Vista de la entrada al Intercambiador de Transportes de Moncloa (Madrid).

Desde hace escasamente medio año, una parte del Intercambiador de Transportes de Moncloa, en Madrid, está climatizado con energía geotérmica alimentada de forma sostenible mediante placas solares fotovoltaicas.

Esto ha sido posible gracias a GeoBATT, un proyecto de Innovación de Sacyr cuyo objetivo principal consiste en el desarrollo de una nueva tecnología energética que abastezca a los sistemas de climatización de los edificios, basada en la hibridación del almacenamiento subterráneo de energía térmica (geotermia de baja entalpía) con el almacenamiento de energía eléctrica mediante baterías de flujo, con el fin de obtener edificios de consumo energético casi nulo.

Gracias a esta iniciativa, de la que también forman parte Energy Storage Solutions, la Universidad Politécnica de Madrid, la Universidad Carlos III y la Fundación IMDEA Energía, se han ejecuta-

do varios sondeos geotérmicos en el subsuelo del Intercambiador de Moncloa para producir frío y calor para un espacio de 46.000 metros cuadrados.

En líneas generales, los datos recogidos hasta la fecha indican que el sistema geotérmico implantado en el Intercambiador de Moncloa es 2,25 veces más eficiente económicamente que el sistema anterior, basado en el enfriado por aire.

El proyecto, cofinanciado por el Ministerio de Ciencia, Innovación y Universidades y el Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER), ha contado desde un principio con el apoyo del Consorcio Regional de Transportes de la Comunidad de Madrid (CRTM), organismo público que concentra las competencias en materia de transporte regular de viajeros en la Comunidad de Madrid, y que trata de potenciar la innovación en la gestión de sus infraestructuras.

Por el Intercambiador de Moncloa, cuyo 25 aniversario tuvo lugar en septiembre de 2020, circulan diariamente más de 125.000 viajeros y unos 32 millones al año. En él confluyen las líneas 3 y 6 de Metro, medio centenar de líneas de autobuses interurbanos que acceden a Madrid por la carretera de La Coruña (A-6), 2 líneas de autobuses de la EMT terminales y de paso por Moncloa, y algunas líneas de largo recorrido hacia la A-6.

Hay que tener en cuenta que la zona de espera de los viajeros está afectada por todo el calor que se genera desde el metro, los autobuses que operan en las dársenas de carga y descarga y, especialmente, por la insolación que calienta el asfalto en la superficie exterior, cubierta del propio intercambiador, por lo que se invierte mucho en climatización.

Descripción del proyecto

Respecto a la parte de la geotermia, se han realizado ocho perforaciones a 150 metros de profundidad y se ha instalado una bomba de calor de 100 kW de potencia térmica. Según explica Miguel Martín, gestor de Proyectos de Innovación de Sacyr Construcción, "la altura disponible en el túnel para las perforadoras era de cuatro metros, mientras que una torre estándar de perforación pequeña ya tiene entre siete y nueve metros, de manera que las perforaciones no han podido ser más profundas".

Además, señala Martín, "hemos tenido que meter una ventilación mayor para evacuar los humos de



Batería líquida electrolitos Vanadio 2.

los motores de la perforadora, lo que ha encarecido el proyecto respecto a una solución geotérmica tradicional perforando desde la superficie; sin embargo, la existencia de este túnel nos ha permitido perforar ocasionando menos molestias e impactos".

Las enfriadoras son bombas de frío y calor que trabajan produciendo calor o frío, dependiendo de la estación del año en la que nos encontremos, y disipando el calor a la atmósfera.



Módulo Geotérmico contenerizado. Detalle de circuitos hidráulicos y bomba de calor geotérmica.



Instalación solar del Intercambiador de Moncloa.

Actualmente, cada enfriadora de 400 kW tiene 1,2 MW de frío aproximadamente. La idea del proyecto es escalar la instalación para dar en el futuro cerca de 1 MW de origen geotérmico, "pudiendo llegar a conseguir el 33% de toda la demanda de energía del Intercambiador de forma renovable", apunta Martín.

Por otro lado, se han incluido unas baterías demostrativas de flujo líquidas (REDOX) para almacenar en el electrolito carga eléctrica y algo de carga térmica, es decir, se aprovecha el volumen de fluido como inercia o almacenamiento térmico.

Si todo va bien, afirma Martín, "en el futuro podríamos conseguir que mucha de la energía de climatización que consume un Intercambiador fuese renovable, proveniente de instalaciones fotovoltaicas o similares". "A este respecto -añade- la energía térmica serviría para climatizar y la eléctrica para accionar los compresores de las bombas de calor y enfriadoras".

Este proyecto demostrativo, que se ha convertido en la primera ubicación donde se hace hibridación de bombas de calor geotérmicas con baterías del flujo, consta de dos contenedores. "Uno con las bombas de calor que conectamos con los sondeos para aportar energía en forma de calor y frío. El otro, con las baterías recargadas de forma híbrida, tanto por red eléctrica en periodo de baja demanda como por la instalación solar fotovoltaica, se conectan

al cuadro eléctrico y se podrían utilizar en el momento en que se necesiten, siendo esta energía 100% renovable", señala Jack Antonio Witt, ingeniero del Departamento de Instalaciones de Sacyr Construcción.

Los módulos fotovoltaicos empleados son paneles monocristalinos JA Solar de 540 W que ofrecen mayor eficiencia y rendimiento. Cuentan con una estructura triangular de 15° y un inversor trifásico que se encarga de transformar la corriente continua en corriente alterna.

El proyecto podría replicarse en el propio Intercambiador o en otras instalaciones subterráneas

"Queremos que Geobatt sea un demostrativo para que los distintos Ministerios y Administraciones españolas vean la capacidad de Sacyr para replicar esta iniciativa en otras instalaciones subterráneas de la ciudad, con acceso a los fondos Next Generation EU", afirma Martín.

De hecho, el proyecto del Intercambiador de Moncloa podría replicarse y hacerse más grande en estas mismas instalaciones, con más perforaciones y más bombas de calor o bombas de calor de mayor capacidad o potencia frigorífica.



LLEGA UNA NUEVA ERA DE DECISIONES CONSCIENTES.

Llega Plenitude.
Energía
Autoconsumo
Renovables



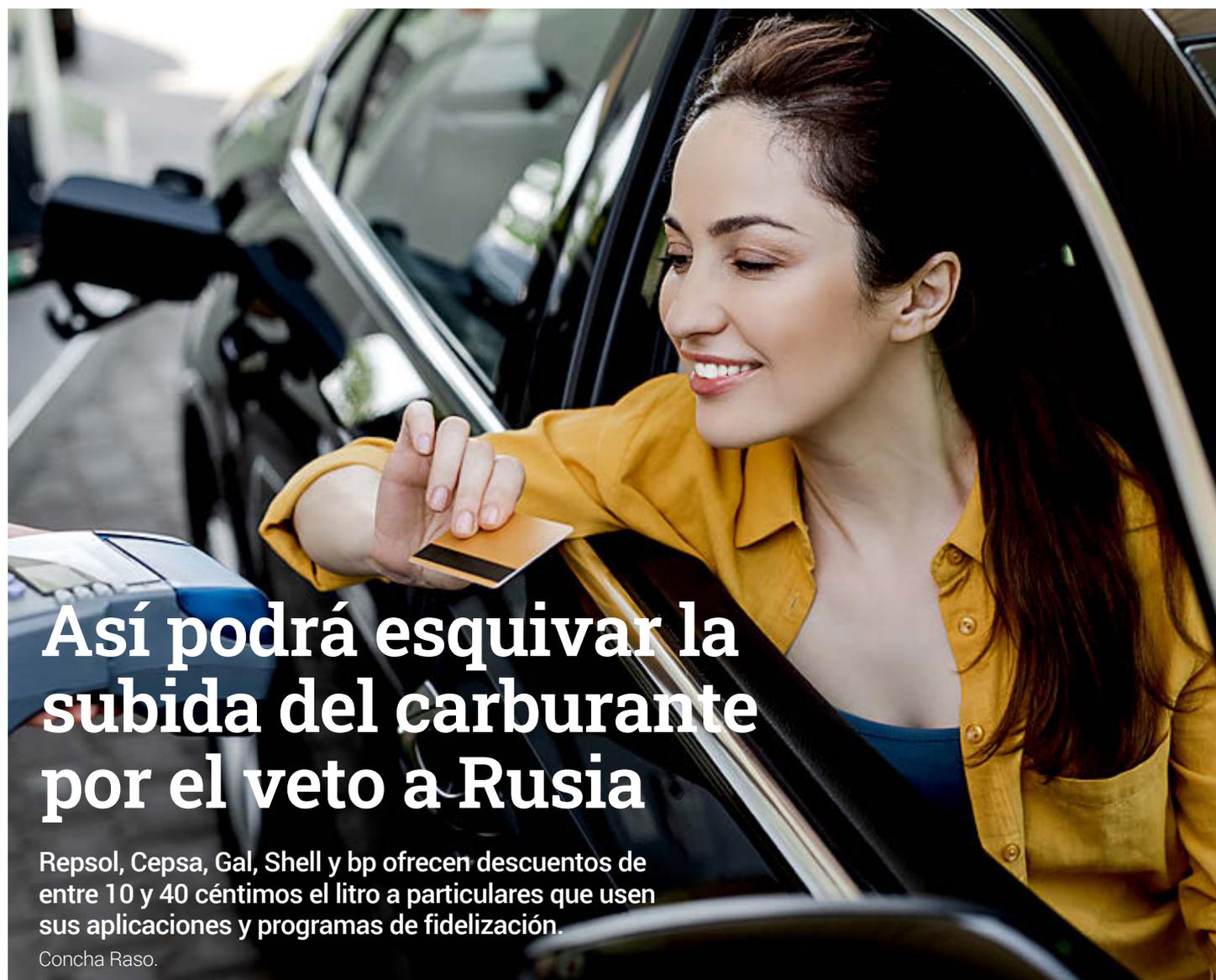
plenitude

eniplenitude.es · 900 37 37 63

Precios de los carburantes



	España	Austria	Bélgica	Bulgaria	Chipre	Rep. Checa	Croacia	Dinamarca	Estonia
GASOLINA	1,619€	1,567€	1,660€	1,300€	1,369€	1,507€	1,388€	1,981€	1,713€
DIÉSEL	1,679€	1,740€	1,715€	1,465€	1,573€	1,555€	1,623€	1,889€	1,734€



Así podrá esquivar la subida del carburante por el veto a Rusia

Repsol, Cepsa, Gal, Shell y bp ofrecen descuentos de entre 10 y 40 céntimos el litro a particulares que usen sus aplicaciones y programas de fidelización.

Concha Raso.

Mujer con una tarjeta de crédito en la mano para pagar el repostaje en una estación de servicio. iStock

El próximo cinco de febrero entrará en vigor el embargo europeo a la importación de derivados de petróleo ruso, lo que, según los expertos, añadirá más tensión en los mercados y podría tener un impacto en los precios que marque el surtidor. Si a esto le unimos la decisión tomada por España de no prorrogar la bonificación estatal sobre el precio de los carburantes al conjunto de los ciu-

dadanos -excepto a transportistas, agricultores, pescadores y navieras-, la situación se complica.

El anuncio, realizado el pasado 27 de diciembre por el ejecutivo español, provocaba que muchos consumidores particulares acudieran los últimos días de 2022 a las estaciones de servicio para llenar el depósito y aprovechar así el descuento de 20 cénti-

Precios de los carburantes



	Finlandia	Malta	P. Bajos	Polonia	Portugal	Rumanía	Eslovaquia	Eslovenia	Suecia
GASOLINA	1,871€	1,340€	1,813€	1,392€	1,672€	1,287€	1,489€	1,300€	1,755€
DIÉSEL	2,061€	1,210€	1,768€	1,624€	1,611€	1,487€	1,617€	1,525€	2,160€

mos, vigente hasta el pasado 31 de diciembre.

La noticia del fin de la bonificación coincidía en el tiempo con un descenso generalizado del precio de los combustibles; sin embargo, en lo que va de 2023, el precio medio del litro de gasolina en España se ha encarecido. La buena noticia es que, a pesar de este incremento, los precios actuales distan mucho de los máximos que se alcanzaron el pasado verano, cuando tanto la gasolina como el diésel superaron los 2 euros el litro.

Al cierre de esta edición, un litro de gasolina en España cuesta 1,61 € de media, mientras que el litro de diésel está a 1,68 €. Los expertos aseguran que el precio seguirá oscilando en los próximos meses, con subidas y bajadas que harán más difícil a los particulares ajustar su gasto en combustible.

Descuentos hasta el 31 de marzo

Sin embargo, aún queda un rayo de esperanza. Desde el 1 de enero, las principales petroleras del país han mantenido e, incluso, ampliado los descuentos a sus clientes particulares a lo largo de todo el invierno, que van desde los 10 a los 40 céntimos, siempre que el cliente utilice para repostar las aplicaciones de pago que ofrece cada una de las compañías o se adhiera a sus programas de fidelización.

Repsol fue la primera compañía en anunciar que prolongaba, de manera excepcional, los descuentos a sus clientes. Desde el 1 de enero y hasta el 31 de marzo de 2023, Repsol mantendrá su descuento de 10 céntimos por litro en todos sus combustibles (gasolinas, gasóleos, gas natural vehicular y AutoGas) a los usuarios que utilicen la aplicación de fidelización y pago Waylet en cualquiera de las más de 3.300 estaciones de servicio que la compañía tiene en España. En los primeros 18 días del año, se han producido 130.000 nuevos registros en Waylet. A día de hoy, Waylet cuenta con más de 5,5 millones de usuarios registrados. Tras el invierno, la compañía vinculará estos descuentos en combustibles a su oferta multienergética, que incluye tanto electricidad y gas, como solar y movilidad eléctrica.

Cepsa, por su parte, ha decidido ampliar el descuento extraordinario en sus carburantes (gasolinas, gasóleos y GLP) hasta 12 céntimos por litro durante el primer trimestre de 2023 a todos los clientes particulares que utilicen el programa gratuito 'Porque



Panel de precios en una Estación de Servicio bp. Alberto Martín Escudero

Tú Vuelves' en las 1.500 estaciones de servicio de Cepsa en España. Desde el 1 de enero, más de 600.000 clientes se han beneficiado de los descuentos del citado programa, en el que actualmente hay contabilizados 2.375.000 clientes.

Concretamente, la compañía extenderá a sus clientes el descuento de 10 céntimos que viene ofreciendo desde abril de 2022 y ofrecerá un descuento adi-

Repsol fue la primera en anunciar que prolongaba los descuentos a sus clientes

cional de 2 céntimos para aquellos que reposten combustibles *premium* de la gama Óptima. Los clientes profesionales adheridos al programa 'Starressa Direct', también se beneficiarán de este ahorro de hasta 12 céntimos por litro. Este descuento extraordinario se suma a todos los que Cepsa ofrece habitualmente a través de los programas de descuento de sus colaboradores y otras promociones.

Energía

elEconomista.es

Precios de los carburantes

									
	Francia	Alemania	Grecia	Hungría	Irlanda	Italia	Letonia	Lituania	Luxemburgo
GASOLINA	1,857€	1,801€	1,857€	1,568€	1,571€	1,813€	1,620€	1,484€	1,544€
DIÉSEL	1,884€	1,837€	1,783€	1,728€	1,684€	1,863€	1,697€	1,652€	1,614€

Galp también ha decidido sumarse a esta iniciativa, ampliando así su campaña de descuentos directos a todos los particulares que realicen sus repostajes en las estaciones de servicio que tiene repartidas por el país. En concreto, la compañía bonificará con 10 céntimos por litro a todos los clientes del programa de fidelización 'Mundo Galp' en todos sus combustibles (gasolinas, gasóleos, GLP).

En los primeros quince días de enero, se han sumado 34.000 nuevos clientes a este programa con el objetivo de beneficiarse del descuento en combustible. La app ha alcanzado más de 800.000 descargas desde su lanzamiento hace casi dos años. Además, aquellos usuarios que se den de alta en 'Mundo Galp', recibirán un cupón, de un solo uso, de 25 céntimos/litro, tras acudir a las estaciones de servicio adheridas a la promoción. El descuento estará disponible desde el 1 de enero de 2023 y será pro-

Los descuentos se mantendrán todo el invierno, concretamente hasta el 31 de marzo de 2023

rogable en función de las condiciones del mercado, mes a mes, hasta que acabe el invierno.

Disa, la distribuidora de Shell en España, también ha extendido hasta el 31 de marzo la aplicación de los descuentos de hasta 10 céntimos por litro a todas las personas que utilicen la app "Mi Energía DISA" en el momento del repostaje en las 600 estaciones de servicio que DISA y Shell tienen en España. Concretamente, el descuento alcanza los 10 céntimos al repostar Shell V-Power o DISA Max y los 5 céntimos por litro de Shell Fuel Save, DISA Eco y DISA Auto-gas en la red de estaciones DISA/Shell adheridas a la promoción.

Esta iniciativa es compatible con las ventajas vigentes para sus clientes titulares de la oferta combinada de gas, electricidad y carburante. La compañía ha decidido también mantener operativo el sistema de emisión y canje de puntos de 'Tu Club DISA' o 'Shell ClubSmart' por descuentos en la estación. La promoción solo es incompatible con el uso de las tarjetas profesionales Shell Card y DISA Crédito.



Hombre repostando en una gasolinera de Repsol. David García

bp ha sido la última compañía en anunciar que mantiene sus descuentos a sus clientes tras el final de la bonificación estatal. La compañía ofrece un descuento de 10 céntimos por litro a todos los clientes particulares del programa 'Mi BP' desde el 1 de enero hasta el 31 de marzo de 2023. Al descuento de 10 céntimos, aplicable en todas las estaciones de la red bp, se suman bonificaciones adicionales aplicables a los combustibles de la gama Ultimate.

Solar

Cepsa sumará tres nuevos proyectos FV en Castilla-La Mancha

La compañía desarrollará tres nuevas plantas fotovoltaicas en las localidades de Campo de Criptana y Arenales de San Gregorio (Ciudad Real) con una potencia estimada de 400 MW.

La instalación de estas plantas solares supondrá una inversión de más de 280 millones de euros y está previsto que su construcción, que comenzará a principios de 2025, genere más de 420 puestos

de trabajo, llegando a alcanzar cerca de 700 empleos en las fases punta de su desarrollo. Una vez en marcha, estos proyectos producirán una energía anual estimada de 840 GWh, lo que equivale al consumo de cerca de 250.000 hogares durante un año, es decir, cerca de un tercio del consumo doméstico de Castilla-La Mancha. Asimismo, la producción de esta energía renovable evitará la emisión anual de 336.000 toneladas de CO₂.

Nombramiento

Repsol y ASAJA unidos en combustibles renovables

Repsol y ASAJA han firmado un acuerdo de colaboración para impulsar proyectos que tienen como eje central la economía circular para mejorar la sostenibilidad del campo. Ambas organizaciones compartirán su conocimiento y capacidades para buscar soluciones que mejoren la gestión de subproductos agrícolas y ganaderos en entornos rurales y poco poblados, donde la logística puede suponer una gran dificultad. Repsol analizará el

potencial de estos residuos y subproductos como nueva materia prima para fabricar combustibles renovables y materiales circulares en sus complejos industriales.

Otra de las líneas de trabajo contempla la reutilización de subproductos procedentes de la industria del refino como fertilizantes en suelos agrícolas para incrementar su rendimiento y productividad.

Nombramiento

Luis Travesedo, nuevo presidente de AOP

La Asamblea de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP) ha nombrado nuevo presidente a Luis Travesedo, actual director de Estrategia y Sostenibilidad en Cepsa, que ocupará el cargo durante los próximos dos años. Su experiencia en Cepsa en el diseño de su nueva estrategia de transición energética 'Positive Motion', le permitirá impulsar la ambición del sector hacia su descarbonización. Para ello, mantendrá

un diálogo y contacto permanente con la administración pública y los portavoces del sector industrial y energético, afianzando la posición de AOP y su estrategia para la evolución hacia los ecocombustibles. Luis Travesedo es licenciado en Dirección de Empresas por la Universidad Pontificia de Comillas (ICADE) en Madrid y cuenta con un máster del International Institute for Management Development (IMD) de Suiza.

Gas

Grupo MET consigue capacidad de regasificación en Alemania

Grupo MET ha obtenido capacidades vinculantes de GNL a largo plazo en la terminal flotante de gas licuado de Deutsche ReGas en Lubmin (Alemania). La FSRU (Unidad flotante de Regasificación) en la costa alemana del Mar Báltico se ha inaugurado en presencia de Olaf Scholz, canciller Federal de Alemania. Grupo MET suministra actualmente gas natural y electricidad a diversos grupos de clientes, desde grandes consumidores a hogares, en

13 países europeos. En 2022, MET ha importado más de 30 TWh de cargamentos de GNL a España, Croacia, Grecia, Bélgica y Reino Unido. Con esta nueva capacidad de regasificación alemana, MET se convierte en uno de los importadores de GNL en Europa más diversificados, con capacidad a medio plazo en cuatro países y plena capacidad para realizar entregas puntuales en otras terminales del continente.



De izda. a drcha.: A. Llardén, (presidente de Enagás), S. Aagesen (secretaria de Estado de Energía), A. Gonzalo Aizpiri (CEO de Enagás). eE

España estrena el sistema de garantías de origen para los gases renovables

Las previsiones se han cumplido. El pasado 24 de enero, Enagás ponía en funcionamiento la plataforma para el alta de tenedores y el registro de instalaciones del sistema de Garantías de Origen (GdO) para los gases renovables, tal y como anunció la compañía durante la celebración del "Día del Hidrógeno".

Concha Raso.

El pasado 19 de enero, Enagás celebró el 'Día del Hidrógeno', un evento en el que autoridades, instituciones, empresas y expertos debatieron en distintas mesas redondas sobre la situación actual del hidrógeno renovable en Europa y los retos que plantea su desarrollo, y en el que también se anunció la fecha de la puesta en marcha de la plataforma del Sistema de Garantías de Origen (GdO) para los gases renovables.

En relación a este último punto, la directora general de Enagás GTS, Susana de Pablo, adelantó que sería el 24 de enero la fecha en la que entraría en funcionamiento la plataforma para el alta de tenedores y el registro de instalaciones del sistema de Garantías de Origen para los gases renovables, aplicables al biogás, biometano y el hidrógeno renovable por parte de Enagás GTS, tal y como ha sucedido finalmente.

De esta manera, el Gestor Técnico del Sistema cumple el primer hito de este proyecto, según lo dispuesto por el Gobierno en el Plan +SE presentado en octubre.

Asimismo, ha habilitado la web (www.gdogas.es) a través de la que cualquier empresa interesada puede solicitar su alta en el sistema y registrar instalaciones de producción de gases renovables. En marzo de 2023, Enagás GTS permitirá la expedición de GdOs para las instalaciones que estén registradas en el sistema. La compañía ha habilitado un buzón de correo (GDO_GTS@enagas.es) para consultas o resolución de dudas del sector.

Potencial del hidrógeno

La celebración del 'Día del Hidrógeno', inaugurado virtualmente por la ministra de Transición Ecológica, Teresa Ribera y presencialmente por la secretaria de Estado de Energía, Sara Aagesen, permitió conocer, entre otros asuntos de interés, los datos del potencial de España para convertirse en el primer *hub* de hidrógeno renovable de Europa, y de los proyectos presentados por Enagás a la convocatoria de Proyectos de Interés Común (PCIs) de la UE.

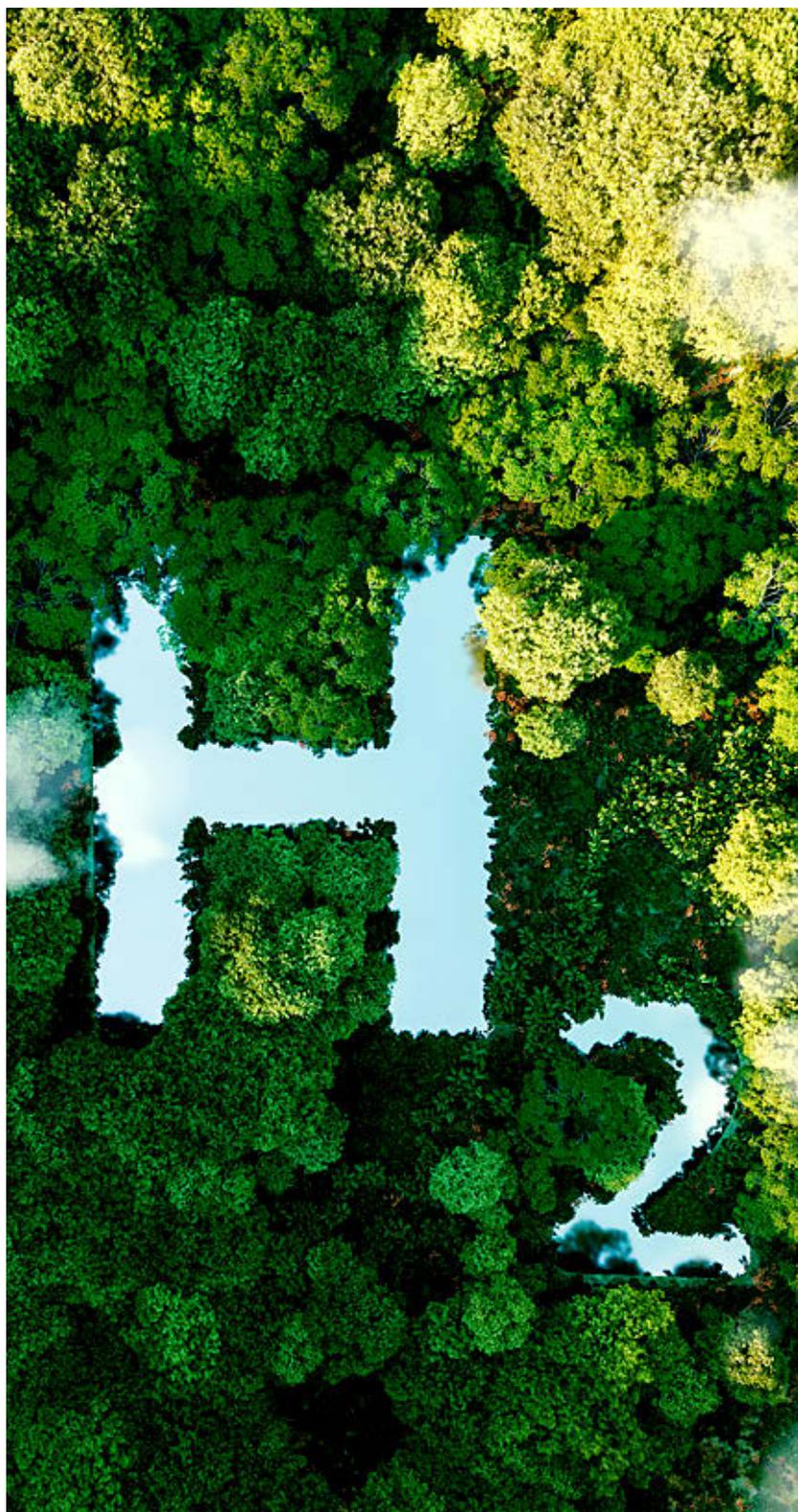
El consejero delegado de Enagás, Arturo Gonzalo Aizpiri, señaló durante su intervención que "el hidrógeno renovable se ha situado en el centro de la agen-

Enagás ya ha identificado un 30% de tramos de gasoducto para convertir en hidrodutos

da energética" y que 2023 va a ser el año de esta tecnología, "al convertirse en un vector clave para la descarbonización y la transición energética".

En esta línea, destacó que nuestro país "cuenta con una posición geográfica clave, un potencial de generación renovable muy relevante, una red de infraestructuras robustas y con las capacidades industriales necesarias". El CEO de Enagás aprovechó para destacar no solo el impulso de su compañía en el desarrollo de este vector energético, sino también el papel tan importante que su filial, Enagás Renewable, está desempeñando en la promoción de este tipo de proyectos con grandes actores, que suman más de 200 millones de inversión.

Respecto al potencial de producción de hidrógeno renovable en el país, el CEO de Enagás estimó que pueda alcanzar entre 2 y 3 millones de toneladas en 2030 y entre 3 y 4 millones de toneladas en 2040. A esta última cifra, añadió, "habría que sumar las 750.000 toneladas que está previsto se reciban desde Portugal por la interconexión". En cuanto a la demanda de hidrógeno renovable, las estimaciones que plantea Enagás para España son de 1,3 millo-



España aspira a convertirse en el primer 'hub' de h2 renovable de Europa. iStock

nes de toneladas para 2030 y una exportación prevista a través de la conexión marítima entre Barcelona y Marsella (BarMar) de hasta 2 millones de toneladas, lo que equivale a un 10% de la demanda total prevista en Europa en 2030. Asimismo, también



Vehículo repostando hidrógeno. eE

se prevé una exportación marítima de en torno a 450.000 toneladas.

En otro orden de cosas, Gonzalo Aizpiri recordó a los asistentes que, el pasado 15 de diciembre, Enagás presentó, junto con los TSOs de Portugal y Francia, el H2Med a la convocatoria de Proyectos de Interés Común (PCIs) europeos. Este corredor incluye una conexión entre Celourico da Beira en Portugal y Zamora (CelZa) y una conexión marítima entre Barcelona y Marsella (BarMar).

La compañía también presentó los dos primeros ejes de la Red Troncal Española de Hidrógeno -uno de ellos engloba el Eje de la Cornisa Cantábrica, Eje del Valle del Ebro y Eje Levante; y, el otro, el Eje Vía de la Plata con su conexión con el Valle de Hidrógeno de Puertollano-, así como una propuesta para analizar la viabilidad de dos almacenamientos subterráneos de hidrógeno en Cantabria y País Vasco.

En esta línea, y con el objetivo de tener una visión de mercados de la oferta y la demanda, el CEO de Enagás anunció el lanzamiento este año de unos 'Calls for Interest' no vinculantes de los ejes de la Red Troncal Española de Hidrógeno, empezando por el Eje Vía de la Plata.

Más de 7.000 millones de inversión

En una estimación inicial, la inversión máxima para el H2Med será de uno 2.500 millones de euros a partir de 2026, mientras que los proyectos de la Red

Troncal Española de Hidrógeno, junto con los dos almacenamientos mencionados, supondrían una inversión máxima de 4.670 millones de euros, lo que sumaría un desembolso total de 7.170 millones.

España, apuntó Aizpiri, "cuenta 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, con las únicas excepciones de los corredores internacio-

1,3 Mt

Es la demanda de hidrógeno renovable estimada por Enagás para España en 2030

nales y de algunas conexiones con valles de producción de hidrógeno". Enagás ya ha identificado un 30% de tramos de gasoducto a convertir en hidrodutos, que se podría ir incrementando hasta un 70%.

El CEO de Enagás matizó que, tanto las estimaciones de oferta y demanda como el trazado definitivo de la Red Troncal y sus inversiones, "se acabarán de concretar con los objetivos finales de hidrógeno renovable que se definan en la actualización del PNIEC -prevista para mediados de año-, así como en la Planificación Obligatoria del Gobierno".

es.edp.com

NOSOTROS
ELEGIMOS
LA TIERRA

Elegimos cambiar hacia una energía mejor. Elegimos ser 100% verdes en 2030 y producir energía solo a partir de fuentes renovables. Y lo vamos a hacer porque elegimos la Tierra. Elegimos la Tierra en las grandes decisiones, pero también en las más pequeñas. Elegimos la Tierra con palabras, acciones y certezas. Elegimos tener un impacto positivo. Elegimos aprender, experimentar, hacer y deshacer, lo que sea necesario para conseguirlo. No es solo un compromiso, es una elección. Elegimos la Tierra.





José Luis Fernández-Bris
CEO de Calvera Hydrogen SA

La importancia de contar con una cadena de suministro de hidrógeno confiable

La transición energética ha experimentado, desde el pasado año, una importante aceleración a nivel global tras el estallido del conflicto entre Ucrania y Rusia, lo que ha derivado en una necesidad imperante de incrementar el impulso de las energías renovables tras la subida de precios de los combustibles y la electricidad.

En este contexto, el hidrógeno verde se ha erigido como una de las fuentes de energía más atractivas de cara a los próximos años. Según un estudio publicado por BloombergNEF, se prevé que el hidrógeno pueda llegar a asumir hasta el 24% de las necesidades energéticas del mundo de cara al año 2050.

A medida que la transición energética sigue ganando impulso, la industria del hidrógeno está en un momento clave para la búsqueda y desarrollo de métodos seguros y eficientes de transporte. El aprovechamiento de las energías limpias como el hidrógeno, es un pilar fundamental en el desarrollo tanto por parte de firmas privadas, como una apuesta clara por parte de las administraciones públicas, que este año se ha puesto de manifiesto como nunca antes.

Esta industria está todavía en una fase incipiente y, aunque las infraestructuras han avanzado mucho en los últimos dos años, esta no está ni mucho menos desarrollada para suministrar las enormes cantidades de hidrógeno que se necesitarán en el futuro próximo.

Una de las claves para aumentar la penetración del hidrógeno verde en los planes de transición energética y hacer de esta fuente de energía un activo más tangible y real en nuestra sociedad y en la economía, pasa por apoyar el transporte por carretera de este combustible y por el desarrollo de hidrogeneras.

La distribución de hidrógeno por carretera es la única tecnología segura, madura y consolidada a día de hoy para transportar grandes volúmenes



de hidrógeno a un precio competitivo. Aun así, las infraestructuras de repostaje de hidrógeno existentes en nuestro país están todavía en una fase muy inicial.

Según Anfac, la patronal de fabricantes de vehículos y Gasnam, la Asociación de fomento del uso del gas natural y renovable, España tiene actualmente 11 hidrogeneras en activo y hay, además, otras 12 en construcción. Con todo, España precisa de 150 hidrogeneras antes de 2026 para que nuestro país se convierta en un país de referencia en la movilidad a través del hidrógeno.

Ante esta brecha tecnológica entre los combustibles fósiles convencionales y el hidrógeno verde, es una realidad cada vez mayor que, además del apoyo por parte de los gobiernos, se necesitan amplias inversiones en el sector para permitir un mayor volumen de proyectos y que el precio sea cada vez más competitivo.

Uno de los principales retos del sector en este ámbito es ser capaces de perfeccionar las tecnologías de compresión de las estaciones de repostaje de hidrógeno, para poder ampliar el alcance de su capacidad y así satisfacer la creciente demanda de hidrógeno.



■
Una de las claves para la penetración del H2 verde pasa por apoyar el transporte por carretera de este combustible
 ■

Además, también es necesario contar con firmas experimentadas que cubran toda la cadena de valor de este tipo de combustible, lo que aligerará, sin duda, los tiempos de desarrollo y puesta en marcha de los proyectos, siempre con el foco puesto en conservar los altos estándares de seguridad requeridos como eje principal en todo el proceso.

Otro de los puntos relevantes para el desarrollo de una cadena de suministro confiable del hidrógeno verde es saber aplicar la digitalización en este tipo de proyectos. Proporcionar las herramientas necesarias para optimizar el uso de hidrógeno a través de herramientas como el *Big Data*, permitirá crear un modelo analítico avanzado de consumo y operación así como utilizar patrones de tráfico para la creación de rutas de transporte, tanto por carretera como intermodal, con tractoras de hidrógeno verde, lo que reduciría los costes y aumentaría la eficiencia en toda la cadena de suministro.

Las oportunidades son enormes frente a otro tipo de combustibles, especialmente tras el elevado incremento de los precios del gas natural para la producción de otro tipo de hidrógenos como el gris. Así, según la Agencia Internacional de la Energía, el coste de producir hidrógeno verde podría caer a tan solo un tercio de los niveles actuales a través de la inversión continua, la innovación tecnológica y un mayor despliegue en las economías de escala.

Otras tendencias digitales en la gestión de la cadena de suministro pasan por el uso de sensores, sistemas de gestión inteligentes que proporcionan una supervisión en tiempo real, mejorando la seguridad y la funcionalidad de los sistemas de transporte y de las hidrogeneras a través de las comunicaciones entre los distintos elementos que las componen.

Una economía baja en emisiones de carbono como la que puede aportar en los próximos años el desarrollo de nuevos proyectos de hidrógeno verde es tremendamente positivo a todos los niveles: social, medioambiental y económico.

Para lograrlo, el sector necesita un compromiso real de inversión y una regulación clara que demuestre que las administraciones se adaptan a las necesidades del mercado y a las demandas de la sociedad.

El biometano tiene potencial para alcanzar hasta 2.300 plantas

Un informe reciente de Sedigas estima el potencial de producción de biometano en España en 163 TWh/año, una cifra muy relevante cuyo aprovechamiento podría traducirse en el desarrollo de más de 2.300 plantas capaces de cubrir el 45% de la demanda nacional de gas natural.

Concha Raso.

El biometano es un gas renovable de características análogas al gas natural cuyo desarrollo en nuestro país generaría multitud de beneficios. Especialmente recomendable en aquellos sectores donde la electrificación supone ciertas dificultades por la naturaleza de sus actividades, el despliegue del biometano en España no solo ayudaría a cumplir los objetivos de descarbonización a nivel nacional y europeo, así como a reducir nuestra dependencia energética con el exterior, también serviría para solucionar el problema de la gestión de residuos en el país, atraer inversión en los sectores primarios y fijar empleo en las zonas rurales, tal y como recoge el informe *Estudio de la capacidad de producción de biometano en España*, elaborado por Sedigas, en colaboración con PwC y la consultora Biovic.

A diferencia de otros países europeos donde el biometano ha cogido velocidad de crucero -Alemania, Reino Unido, Dinamarca o Francia, entre otros-, en España, el apoyo por parte de las administraciones ha sido prácticamente inexistente en estos últimos

años, lo que ha hecho que nuestro país solo tenga cinco plantas operativas.

Esta falta de ambición, sin embargo, contrasta con las estimaciones de potencial disponible para la producción de biometano en el país, que nos sitúan como uno de los tres países de la UE con mayor potencial de desarrollo de este gas renovable.

España cuenta con un potencial de producción de biometano de 163 TWh/año, una cifra que permitiría cubrir en torno al 45% de la demanda nacional de gas natural y cuyo desarrollo podría haber supuesto un ahorro a los consumidores en su factura energética en 2022 de alrededor de 4.000 millones de euros por la reducción de las compras a terceros países, según el estudio de Sedigas.

Su despliegue conllevaría la puesta en marcha de 2.326 plantas especializadas a lo largo de todo el territorio, con una inversión asociada estimada de 40.495 millones de euros -equivalente al 3,6% del

Una de las plantas de biogás ubicada en España.
R. Geithe



PIB- que supondrían la generación de cerca de 62.000 empleos entre directos e indirectos asociados a su operación y mantenimiento.

A la inversión mencionada, habría que sumar una inversión estimada de 3.349 millones en redes de gas derivada de la realización de las conexiones de estas plantas a las redes de gas existentes y las inversiones necesarias para la ampliación de la red de gas actual para absorber el biometano producido en las nuevas plantas propuestas. Con todo ello, se evitaría la emisión de 8,3 millones de toneladas de metano que, de otra manera, se liberarían a la atmósfera de forma natural por la descomposición de los residuos reutilizados para generarlo.

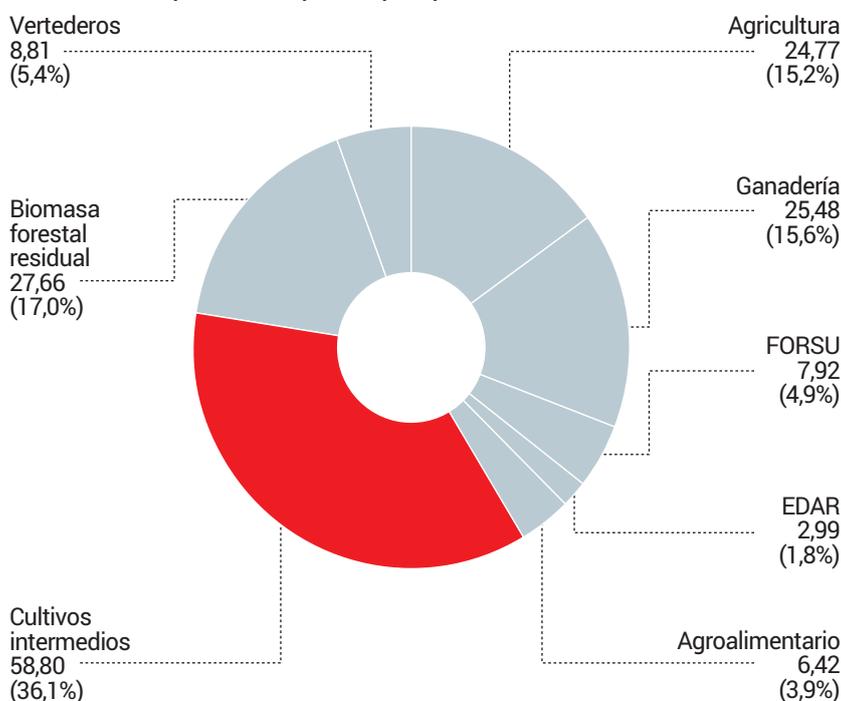
El estudio también desglosa el potencial de producción de biometano por regiones. Castilla y León lidera el ranking con 37,78 TWh, es decir, el 23,2% del total. Le siguen Andalucía con 23,62 TWh (14,5%) y Castilla-La Mancha con 20,37 TWh (12,5%). Las tres regiones suman la mitad del total del potencial nacional (50,2%). El cuarto puesto es para Aragón con 17,62 TWh y el quinto para Cataluña con 14,46 TWh.

Por otro lado, atendiendo a la distribución y tipo de residuos susceptibles de ser transformados en biometano analizados en este informe, de las 2.326 plantas potenciales, un total de 1.566 serían plantas de residuos agroindustriales, EDAR ó RSU, cada una de ellas con una producción anual estimada de 40 GWh, una inversión estimada de 12 millones de euros, 8 empleos directos y 10 indirectos.

Asimismo, un total de 609 plantas utilizarían los denominados cultivos intermedios como materia prima para la generación de biometano, cada una

Producción de biometano en España

Distribución del potencial disponible para producción



Fuente: Sedigas, PwC y Biovic.

elEconomista

con una producción anual estimada de 100 GWh, una inversión estimada de 24 millones de euros, 12 empleos directos y 35 indirectos.

Las 151 plantas restantes serían de gasificación térmica, que usarían biomasa forestal residual como materia prima para la generación de biometano. Se-



Panorámica de un bosque de hayas. iStock

gún la ubicación y la biomasa forestal disponible, el estudio diferencia tres tamaños de planta: de 75 GWh/año de producción de biometano, 20 millones de inversión estimada, 8 empleos directos y 15 indirectos; de 100 GWh/año de producción de biometano, 27 millones de inversión estimada, 8 empleos indirectos y 15 indirectos; y de 200 GWh/año de producción de biometano, 50 millones de inversión por planta, 12 empleos directos y 20 indirectos.

Barreras y propuestas

Como acabamos de ver, el potencial del biometano en España es enorme pero, para su completo desarrollo, es necesario vencer una serie de barreras para las que se proponen diferentes soluciones. Respecto a las barreras regulatorias identificadas por Sedigas en el estudio, se incluyen la falta de un marco legal y normativo que regule de forma eficaz y con incentivos y cuotas ambiciosas esta actividad (alineadas con el objetivo europeo de que un 10% del consumo de gas sea biometano); la incapacidad de disponer de un acceso competitivo a los residuos; o un marco normativo y fiscal que sea capaz de regular los usos del biometano que no estén relacionados con aplicaciones estrictamente eléctricas, como sería la inyección en la red gasista.

Castilla y León lidera el ranking de producción de biometano, seguida de Andalucía

En este ámbito, Sedigas considera necesario que se modifiquen las normas medioambientales existentes para hacer partícipe al biometano en el cumplimiento de los objetivos en materia de descarbonización del sector energético y otros sectores. Asimismo, apela al desarrollo urgente de una regulación específica que asegure un acceso competitivo a los residuos y que genere señales de precio a los generadores de los mismos para que valoren de forma adecuada las emisiones evitadas y les permita internalizar los costes.

En cuanto a las barreras administrativas, el principal reto a superar es la complejidad para obtener permisos y la demora en los trámites (por la involucreción de muchas administraciones y la falta de recursos de estas) que se acaba trasladando a la ejecución de los proyectos, así como la inexistencia de un proceso de tramitación homogéneo a nivel nacional (en la actualidad hay 17 procesos distintos, uno por cada comunidad autónoma).

A este respecto, las medidas propuestas por Sedigas para acelerar la tramitación administrativa incluyen la definición de proyectos de interés estratégico para la transición energética y la creación de



Planta biogás Parque Tecnológico Valdemingómez (Madrid). Europa Press

una oficina coordinadora o de seguimiento de estos en el MITECO, el incremento de los recursos económicos necesarios para la tramitación de expedientes autorizadores, el fomento de la figura de Encomienda de Gestión en materia de medio ambiente y de energía, o la homogeneización de criterios.

Finalmente, las barreras identificadas a nivel económico y fiscal están relacionadas con la ausencia de incentivos específicos de apoyo a la producción, inyección en red y consumo de biometano, los impuestos asociados tanto a la generación (como el que grava el autoconsumo) como al punto de consumo y los costes logísticos derivados de la alta dispersión de los residuos. Desde Sedigas se insiste en que el biometano puede ser rentable, pero son necesarias medidas de apoyo para dar seguridad y una señal de precio adecuada al promotor.



El autoconsumo que necesitas se llama Contigo Energía

Sin inversión anticipada y sea cual sea tu negocio,
si quieres aumentar tu competitividad y ahorro,
apuesta por la eficiencia y la innovación.

**Solicita ya tu proyecto personalizado
contactando con nosotros.**



info@contigoenergia.com / 910 312 307

www.contigoenergia.com



Interconexiones

Enagás acuerda la entrada en el interconector europeo BBL

Enagás ha alcanzado un acuerdo con la alemana Uniper para adquirir el 20% de la holandesa BBL Company, propietaria de una interconexión gasista de 235 kilómetros que une Reino Unido y Holanda. El gasoducto submarino tiene una capacidad máxima de 15 bcm/año de flujo directo entre Balgzand, en Holanda, y Bacton, en Reino Unido, y de 5 bcm/año en sentido inverso. Con esta operación, el accionariado de BBL quedará formado por Gasunie (60%),

Fluxys (20%) y Enagás (20%). Tras el cierre de la adquisición, tres Transmission System Operators (TSOs) serán los propietarios de esta infraestructura clave en la seguridad de suministro de Europa. En esta línea, el acuerdo permite a Enagás avanzar en su posicionamiento como uno de los principales operadores para reforzar la seguridad de suministro energético en Europa, en línea con lo anunciado en el Plan Estratégico de la compañía.

GNL

Reganosa operará una nueva terminal de GNL en Alemania

La energética alemana RWE ha elegido a Reganosa para poner en marcha y operar una nueva terminal de regasificación flotante en Brunsbüttel, en la desembocadura del río Elba, que permitirá a Alemania diversificar por mar su actual cesta de abastecimiento energético.

Esta unidad dispone de capacidades para almacenar a bordo hasta 170.000 metros cúbicos de GNL

y emitir a la red anualmente cinco bcm (miles de millones de metros cúbicos) de gas natural.

Su puesta en marcha ha requerido obras de adaptación en un muelle ya existente y la construcción de un ramal de tres kilómetros de conexión con la red de alta presión de gasoductos de Alemania. Se espera que entre en funcionamiento en las próximas semanas.

Nombramiento

Silvia Sanjoaquín, nueva presidenta de Gasnam-Neutral Transport

La directora de Nuevos Negocios de Naturgy, Silvia Sanjoaquín, ha sido nombrada nueva presidenta de Gasnam-Neutral Transport, la asociación ibérica que promueve el transporte sostenible e integra la cadena de valor del biometano, el gas sintético y el hidrógeno por tierra, mar y aire. Sanjoaquín es ingeniera industrial por la Universidad Politécnica de Catalunya (UPC) y cuenta con un postgrado sobre Análisis y Tratamiento Biotecnológico de Aguas

Residuales, Ingeniería Alimentaria y Biotecnología por la UPC. Además, ha realizado diversos programas directivos de liderazgo en ESADE sobre cooperación público-privada y dirección disruptiva.

La nueva presidenta afronta esta nueva etapa acompañada de la secretaria general de la asociación, Eugenia Sillero y de los tres vicepresidentes de las secciones de Energía, Terrestre y Marítima.

Combustibles

Ørsted recibe financiación para el proyecto danés 'Power-to-X'

La Danish Business Authority ha concedido al proyecto danés 'Power-to-X Combustibles Verdes para Dinamarca' liderado por Ørsted, más de 134.000 euros como parte de la participación de Dinamarca en el programa europeo IPCEI. La financiación se destinará a la realización de las primeras fases de este proyecto, de 10 MW, 100 MW y 300 MW, respectivamente. Las dos primeras fases producirán hidrógeno renovable para suministrar camiones pe-

sados y suficiente e-metanol para alimentar un buque oceánico o varios ferris. El consorcio también tiene previsto iniciar la producción de combustible sintético ecológico para reactores, el e-queroseno, en la segunda fase del proyecto. En las fases posteriores, el proyecto podría producir una cantidad de e-queroseno correspondiente al 30% del consumo de combustible para reactores del aeropuerto de Copenhague antes de la pandemia.



CULTIVAMOS UN MUNDO MEJOR PARA TODOS

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

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

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

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





Stephen Freedman, director Análisis Sostenibilidad en Pictet AM
Xavier Chollet, gestor senior en Pictet AM

La incorporación de riesgos del cambio climático aumenta con los datos

Comprender el uso y limitaciones de las mediciones de emisiones de gases de efecto invernadero, es fundamental para los inversores conscientes del cambio climático. Ello facilita identificar las empresas líderes y las rezagadas en la descarbonización, evaluar si sus valoraciones reflejan los correspondientes riesgos e identificar oportunidades. Se ve facilitado por la disponibilidad de datos. Incluso proliferan índices de renta variable que siguen la alineación de las empresas con los objetivos del Acuerdo de París.

Pero es importante comprender las categorías y sus limitaciones. El Protocolo de Gases de Efecto Invernadero, marco para la medición, se refiere al "Alcance 1" como las emisiones directas de las operaciones y recursos que una empresa posee o controla, como el CO₂ emitido por una central eléctrica que quema carbón. El "Alcance 2" incluye emisiones indirectas y de la energía adquirida. Por ejemplo, incluye las emisiones que contabiliza un fabricante de automóviles que compra electricidad a una empresa de servicios públicos. El "Alcance 3" incluye las emisiones de proveedores y del uso y eliminación del producto. En el caso del fabricante de automóviles incluye las emisiones en la producción y las liberadas por los propietarios de automóviles durante la vida del vehículo.

Pero las emisiones de "Alcance 1" proporcionan limitada información práctica. Los sectores de producción de energía (electricidad, calefacción) y transporte son sus principales fuentes, siendo los más afectados por los sistemas de derechos de emisión en un número creciente de países. Casi todas las empresas los proporcionan de forma regular y están ampliamente disponibles. Representan la obligación de pagar por el carbono emitido. Pero estos datos no siempre proporcionan una evaluación precisa. Hay que tener en cuenta que las empresas pueden pasar el coste del mayor precio de las emisiones de carbono a otras empresas en su cadena de suministro o a clientes. Es el caso de las empresas monopolísticas o con poder de fijación de precios, siendo muy probable en servicios públicos.

Por su parte, las emisiones de "Alcance 2" representan el riesgo para una empresa de pagar el aumento del precio del carbono. Puede ser el caso de un fabrican-



te de bienes de equipo con alto consumo de electricidad, que puede tener muy bajas emisiones de Alcance 1, pero altas de Alcance 2.

En cuanto al “Alcance 3”, mide las emisiones en toda la cadena de valor vinculadas a las actividades de la empresa que no controla directamente. Es el máximo riesgo relacionado con el precio de las emisiones de carbono. Pero esta exposición está vinculada al poder de negociación con proveedores y clientes. Aquellas que disfrutan de posición dominante están menos expuestas, pues pueden transferir los riesgos, mientras que las tomadoras de precios están generalmente más expuestas a las emisiones de Alcance 3. Aunque las mediciones de Alcance 3 no están disponibles de manera generalizada, está mejorando la cantidad y calidad de estos datos.

Para inversores centrados en el riesgo de las emisiones de carbono de las empresas, son relevantes el Alcance 2 y el 3 para evaluar la amenaza de un aumento inesperado en los precios del carbono. Así, en una empresa como Volkswagen, la fuente dominante de emisiones de Alcance 3 procede del uso de los automóviles por los clientes. Sin embargo, en la fabricación de alimentos importan más los proveedores. Por ejemplo, Kraft Heinz tiene dependencia de ingredientes intensivos en emisiones de carbono como la carne roja. Además, el Alcance 3 incluye carbono incorporado, lo que generalmente ocurre en el sector de bienes inmuebles durante la construcción, incluyendo los asociados con la extracción y procesamiento de materias primas. Para una promotora inmobiliaria, como la estadounidense, Pulte, representa el 99% de su huella de carbono.



Las emisiones de “Alcance 1” del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero proporcionan limitada información práctica

Un inconveniente del Alcance 3 es la doble contabilidad, pues las empresas pueden formar parte de una misma cadena de valor. De todas formas, es probable que el aumento del precio de las emisiones de carbono repercuta simultáneamente en múltiples cadenas de suministro. En todo caso, la medición de Alcance 3 a menudo captura solo una parte de las emisiones en la cadena de valor. Cuando faltan datos, los proveedores de datos recurren a estimaciones, generalmente con métodos estadísticos, basados en las características de la empresa y sus pares, con margen de error. Así que estos datos deben tratarse con precaución.

Ahora bien, para aquellos que desean que su inversión tenga impacto positivo, además de rentabilidad financiera, las emisiones de Alcance 1, 2 y 3 son insuficientes, pues no capturan la contribución de los productos y servicios en el caso de empresas que facilitan la transición climática. Efectivamente, un fabricante de turbinas eólicas puede sumar una emisión considerable de Alcance 2 y 3, debida a la extracción de materias primas y procesos de fabricación. Pero, al mismo tiempo, sustituye generación de electricidad de combustibles fósiles y puede sumar elevadas emisiones evitadas en relación con un proveedor de energía al que reemplaza. Hay que añadir pues la medición de emisiones evitadas, a veces denominadas de “Alcance 4”, aunque no forman parte del Protocolo de Gases de Efecto Invernadero. Ello trata de cuantificar efectos reductores de emisiones, lo que generalmente aplica a empresas en las industrias de energía limpia y tecnología ambiental. Aunque de momento no es posible calcular con precisión las emisiones netas evitadas con la adopción de un producto o servicio y es necesario utilizar aproximaciones, es posible comparar las emisiones a lo largo del ciclo de vida completo del producto o servicio con el que reemplaza. Así, hay un número creciente de estrategias de inversión temática, que facilitan invertir en negocios con soluciones a los desafíos ambientales.

En todo caso, incluso con datos precisos de emisiones, es clave la participación activa con las empresas y la financiación de soluciones. De hecho, estos datos proporcionan a los inversores una base para el diálogo con las empresas y la mejora de su divulgación.

JOÃO FARIA CONCEIÇÃO

COO y director ejecutivo de REN



“Tendría sentido que la propuesta de España y Portugal a la reforma del mercado mayorista fuera común”

João Faria Conceição, director ejecutivo de REN, el operador de red y del sistema eléctrico y de gas en Portugal, nos hizo un hueco en su apretada agenda durante el ‘Día del Hidrógeno’, evento organizado por Enagás. Con él hemos hablado de los planes del país luso en hidrógeno, electricidad y gas, y en materia energética con España.

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

¿Cuáles son los planes de inversión de REN en Portugal en materia de hidrógeno?

Los objetivos que tenemos en hidrógeno son muy ambiciosos y, como tal, tenemos la responsabilidad de crear las infraestructuras necesarias para cumplirlos. El proyecto más importante es la interconexión entre el municipio portugués Celorico a Beira y Zamora (CelZa), incluido dentro del proyecto H2Med. Estamos hablando de una inversión, por el lado portugués,

de unos 200 millones de euros. En el municipio de Sines también se están haciendo varios proyectos industriales, muchos de ellos con producción de hidrógeno, y la previsión es hacer un hidroduto para conectar a los productores de hidrógeno con los consumidores. En tercer lugar tenemos una importante misión. La Estrategia Nacional de Hidrógeno en Portugal pasa por un periodo de desarrollo del hidrógeno que no supone la creación directa de infraes-

estructuras de hidrógeno, sino utilizar las existentes de gas natural y permitir lo que se llama el *blending*. Portugal ha fijado como objetivo tener un 5% de *blending* hasta 2025 y un 10% a partir de 2030. Portugal tiene una infraestructura de almacenamiento subterránea (Carriço) compuesta por seis cavidades de almacenamiento de gas natural en una formación salina natural. Estamos haciendo muchos estudios y algunas adaptaciones para permitir, en una primera fase, que el *blending* se pueda extender a esta infraestructura de almacenamiento, con el objetivo de ganar experiencia y preparar la fase siguiente para que en estas cavidades se pueda almacenar solo hidrógeno.

¿Van a desarrollar nuevos almacenamientos de gas?

La idea es construir dos nuevas cavidades que estén preparadas para almacenar hidrógeno 100%. Podrían estar en operación entre 2026-2027 por un coste total en torno a los 100 millones de euros.

lizadores, dependiendo del *mix* de renovables, y por eso hay que tener red, no solo para el transporte y distribución del hidrógeno y para conectar los consumidores y productores de hidrógeno, sino también puntos de conexión de red eléctrica para que las renovables puedan inyectar. Otro cuello de botella es el tema de los equipos. En los contactos que tenemos con los potenciales promotores de proyectos de hidrógeno, nos comentan que no está siendo nada fácil tener acceso a los equipos de electrolizadores, ya que mucha de la capacidad de producción de este tipo de equipos ya está reservada, principalmente para proyectos en EEUU. Otro aspecto relevante, que más que un cuello de botella es un reto, es tener algún *market maker* o entidad que promueva la compra de los proyectos que se están haciendo de hidrógeno para crear el volumen necesario y la masa crítica para que se desarrolle este mercado.

¿En qué proporción mejorarán los costes del

“Las nuevas cavidades para almacenar hidrógeno en Portugal estarán en operación entre 2026 y 2027”

“La apuesta por el hidrógeno verde requiere tener detrás una capacidad de generación de renovable eléctrica”



¿Piensan incentivar la demanda de hidrógeno?

Portugal está preparando su primera subasta de hidrógeno para este 2023, para un volumen de 120 GWh a un precio de 127 €/GWh, con contratos a 10 años a partir de la fecha del primer suministro. La Comercializadora Mayorista de Último Recurso funcionará como comprador único de este volumen a los respectivos productores.

¿Cuáles son los cuellos de botella del desarrollo del hidrógeno renovable?

Diría que uno de ellos es la propia red, no solo la de gas, sino también la eléctrica. La apuesta por el hidrógeno verde requiere tener detrás una capacidad de generación renovable eléctrica para generar la electricidad que los electrolizadores necesitarán para producir el hidrógeno. Estamos hablando de una relación de 1,5 a 2 veces más la capacidad de los electro-

hidrógeno?

Desde REN decimos que todo este cambio que se está haciendo a nivel energético en el mundo tiene que ser sostenible. Cuando hablamos de sostenibilidad no solo nos referimos a la parte ambiental, sino también a la parte técnica. La idea es poder llegar a precios de 40-50 €/MWh a partir de 2030 para que el hidrógeno sea competitivo y no estemos desarrollando un producto muy interesante en términos de seguridad e independencia energética en Europa, pero que resta competitividad económica y financiera a la economía europea.

Además de ser el operador de red y el operador del sistema del sector del gas, REN hace las mismas funciones en el sector de electricidad. ¿A qué retos se enfrentan?

Por la parte de electricidad, nos espera mucha carga de trabajo en la próxima década.

Por un lado, tuvimos que afrontar el reto de crear las condiciones necesarias para los planes portugueses en renovables para alcanzar los 10 GW en solar y pasar de los 5 GW de eólica a los 9 GW con *repowering* de los parques existentes. Portugal tiene mucha más solar que estos 10 GW, cuando la punta de consumo es de 10 GW; es decir, tenemos niveles de producción bastante por encima de las puntas de consumo. En estos momentos, las peticiones de conexión solar están muy por encima de lo que se esperaba. Por otro lado, tenemos los planes del Gobierno portugués de lanzar una subasta de eólica marina para alcanzar los 10 GW en 2030. También tenemos el reto de priorizar la capacidad de obtención de las licencias (tanto las energéticas como las ambientales) y después la capacidad de ejecución. Después de años de baja inversión, de repente todo el mundo quiere red de gran capacidad y lo que pasa es que nuestros proveedores de construcción no

La Comisión Europea está a punto de lanzar la consulta sobre la reforma del mercado mayorista. ¿Cómo lo ven?

Portugal se está articulando con España porque tenemos un mercado mayorista común, de manera que tiene sentido que las propuestas sean comunes. Hay cambios que son necesarios. Unos pueden pensar que deben ser más agresivos y otros que menos, pero hay una cosa evidente que se ha demostrado en los últimos meses. Cuando la penetración de renovables es muy elevada, el sistema como está con base de un precio marginal, tiene riesgos, porque tú tienes un montón de energía que tiene, teóricamente, sus costes variables, que son cero o próximos a cero, y después tienes unas tecnologías que tienen sus costes variables altos, y esas segundas tecnologías están siendo cada vez menos utilizadas en la media y, como tal, si no tienen otra forma de remuneración, lo van a intentar maximizar cada vez que tienen que funcionar. Como el precio marginal es aplicada a todo, está trasla-

“La idea es poder llegar a precios de 40-50 €/MWh a partir de 2030 para que el hidrógeno se competitivo”

“La interconexión eléctrica Minho-Galicia entre España y Portugal podría estar operativa a finales de 2024”



están preparados para dar respuesta a estos volúmenes.

¿Cómo van las interconexiones eléctricas entre España y Portugal?

La próxima que toca poner en marcha es la interconexión Minho-Galicia. El objetivo es tenerla en operación a finales de 2024.

España y Portugal han pedido a Bruselas prorrogar la 'excepción ibérica'. ¿Cómo valoran el funcionamiento de esta medida?

A nosotros no nos impacta directamente. No obstante, creo que está dando resultados positivos y que la Comisión Europea debería pensar si permitir la continuación. Portugal ha tenido un reto importante con la sequía al haber decidido no tener carbón. No tenemos carbón desde noviembre de 2021. Afortunadamente ha empezado a llover y hemos recuperado la capacidad hídrica que garantiza la seguridad de suministro.

dando este efecto a todo el mercado. El desarrollo de las renovables tiene este potencial problema y en los últimos meses eso se ha tornado evidente porque los ciclos combinados estaban teniendo un efecto sobre todo el resto que debería estar desacoplado de esto.

REN recortó el dividendo el año pasado y contáis con un potente inversor español que es Amancio Ortega. ¿Qué la experiencia?

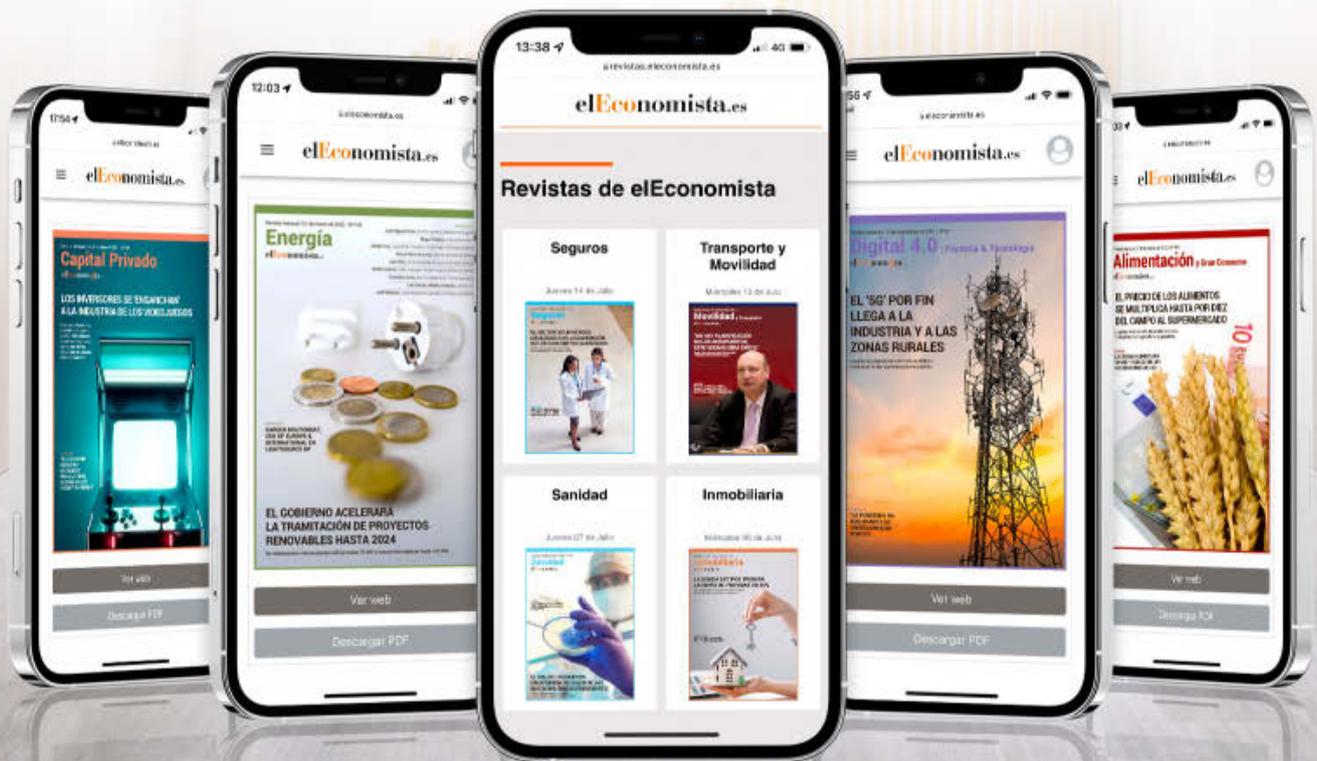
Los accionistas entendieron ese corte de dividendo y se aprobó. Respecto a la presencia del señor Amancio Ortega, estamos muy satisfechos.

¿Podría REN en algún momento tener mezcla en el accionariado con Enagás?

Sí, se ha pensado, aunque en la práctica nunca se ha concretado. La relación con Enagás -al igual que sucede con red Eléctrica- es muy buena y nunca se sabe lo que puede pasar.

Nuestras revistas sectoriales en todos los formatos digitales

Agro • Agua y Medio Ambiente • Alimentación y Gran Consumo
Buen Gobierno, Luris&lex y RSC • Capital Privado • Catalunya • Comunitat Valenciana
Digital 4.0, Factoría & Tecnología • Energía • Franquicias, Pymes y emprendedores
Inmobiliaria • País Vasco • Sanidad • Seguros • Movilidad y Transporte



Accede y descarga desde tu dispositivo todas las revistas en: revistas.eleconomista.es/

Síguenos en nuestras redes sociales: @eleconomistaes    



Rubén Esteller
Director de elEconomista Energía

Las cortina de humo de Ribera por la guerra del agua con Valencia

La reforma del mercado mayorista de la electricidad que ha presentado España tiene pocos visos de prosperar en Europa. El Gobierno, sin consultar previamente al sector, se lanzó hace un par de semanas y envió el trabajo de la profesora de la Universidad Carlos III y consejera de Enagás, Natalia Fabra, a sus homólogos europeos. La propuesta de Fabra bebe en gran parte de algunos de los documentos que ya había ido produciendo la Comisión y en los que se recomienda -al igual que hacen las eléctricas- la contratación a plazo de la energía como principal cambio manteniendo el sistema marginalista de precios.

El ministro de Energía alemán, Robert Habeck, ha asegurado que la propuesta española es interesante para el debate, pero lo cierto es que el planteamiento de una intervención de precios de la nuclear y la hidráulica se aleja mucho de las consideraciones que va a tener en cuenta la comisión. Francia, por su parte, ha creado un grupo de expertos para debatir la reforma y ha incluido también a la asesora del Gobierno español como fórmula para tratar de defender su famosa tarifa Arenh de precios de la nuclear para la industria. El Grupo de trabajo de energía del Consejo Europeo acaba de abrir la consulta pública para la reforma. La intención de la Comisión es trabajar estos próximos meses para tener una propuesta inicial en marzo, lo que augura que los cambios serán menos profundos de los planteado en septiembre en el Debate sobre el estado de la Unión por la presidenta de la Comisión, Úrsula von der Leyen.

La comisaria de Energía, Kadri Simson, al contrario que Ribera, se reunió con Eurelectric para iniciar la discusión. La patronal eléctrica europea quiere profundizar en el actual mercado, al igual que las renovables. Piden evolución, no revolución a los reguladores del mercado.



EL PERSONAJE



Francisco Reynés
Presidente de Naturgy

El próximo 10 de febrero se cumplirá un año desde el anuncio de la llamada Operación Géminis que pretendía escindir Naturgy en dos compañías. La irrupción apenas unos días después de la guerra de Ucrania trastocó los planes de la empresa que, aunque no ha abandonado este plan, sí que lo ha dejado congelado. La medida, que sirvió para calmar a los fondos de inversión, supone que podrían volver a avivarse las tensiones internas. GIP sigue pensando en salir del capital mientras IFM se va reforzando.

LA CIFRA

40

por ciento

Es la caída de precios que ha registrado el gas natural en el mercado TTF desde que se aprobara el pasado 22 de diciembre el nuevo mecanismo de topado de gas en Europa y que entrará en vigor el próximo 15 de febrero. Por el momento, el tope de los 180 euros que ha pactado la Comisión Europea parece alejado gracias a varios factores que han permitido que se mantengan elevados los niveles de reservas. Los reguladores, no obstante, han alertado de riesgos y darán su informe definitivo el 1 de marzo.

LA OPERACIÓN



Sonnedix, la plataforma de inversión en renovables de los clientes de JP Morgan, sigue creciendo en España. La compañía acaba de cerrar la adquisición de una cartera de once plantas solares en Aragón, Castilla, León, Castilla-La Mancha y Murcia con una potencia total de 26 MW y alcanza así los 630 MW en el país. Se espera que las plantas generen 44 GWh de electricidad limpia durante su primer año de funcionamiento. Esto equivale a suministrar energía a más de 13.000 hogares, evitando la emisión de casi 7.000 toneladas métricas de CO2 al año.