

oilgas

Petróleo, Petroquímica y Gas • Febrero 2022 • año 55



INVERSIONES PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA INDUSTRIA DE REFINO

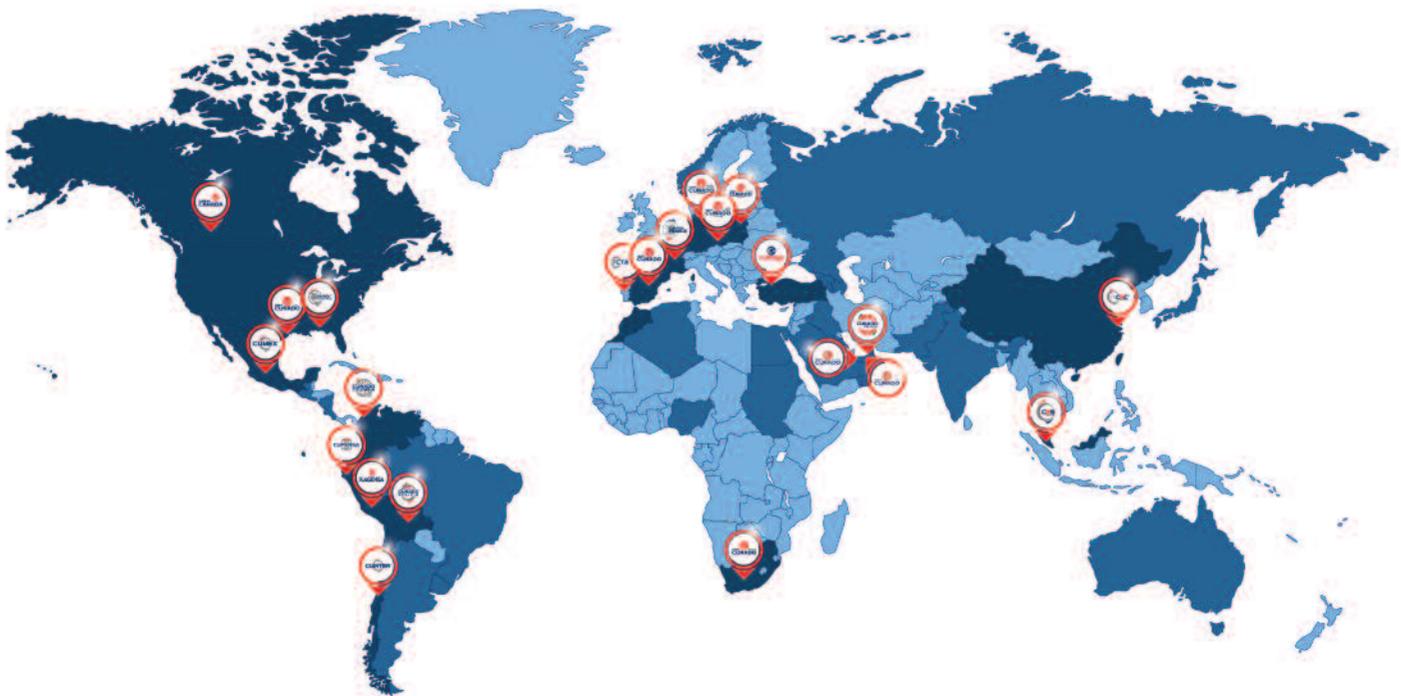
ALMACENAMIENTO: AMPLIACIÓN DE LA TERMINAL DBA BILBAO PORT

GESTIÓN INTEGRAL DEL AGUA EN EL SECTOR ENERGÉTICO



GRUPO CUNADO

TUBERÍAS • ACCESORIOS • BRIDAS • VÁLVULAS • MISCELÁNEOS • FILTROS • INSTRUMENTACIÓN



www.grupocunado.com



Edita

SEDE TÉCNICA S.A.

Dirección editorial Almudena Martín Cubillo
Redacción Pablo Carrero

Corresponsales

EUROPA Pétrole Informations CEP
142, rue Montmartre
75002 Paris (Francia)
t. +33 4233 7265

LATINOAMÉRICA fDigital Papers
Buenos Aires, Argentina

USA Dean Sims
Public Relations
International Ltd.
Tulsa, Oklahoma

Redacción Poeta Joan Maragall, 51
administración 28020 Madrid | España
y publicidad t. +34 91 556 5004
e-mail editorial@sedetecnica.com
web www.oilgas.es
www.sedetecnica.com

Depósito legal M 22728-1967
ISSN 0030-1493

PRECIOS DE SUSCRIPCIÓN 2022

España	118,00 euros
Europa	195,00 euros
Resto mundo	265,00 euros

UN AÑO | 10 NÚMEROS | IVA INCLUIDO

En cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento General de Protección de Datos 2016/679 le informamos que la información que nos facilita será utilizada SEDE TÉCNICA S.A. con el fin de prestarles el servicio solicitado. Los datos proporcionados se conservarán mientras se mantenga la relación comercial o durante los años necesarios para cumplir con las obligaciones legales. Los datos no se cedrán a terceros salvo en los casos en que exista una obligación legal. Usted tiene el derecho a acceder a sus datos personales, rectificar los datos inexactos o solicitar su supresión cuando los datos ya no sean necesarios para los fines para los que fueron recogidos, así como cualesquiera derechos reconocidos en el RGPD 2016/679. Cualquier persona puede presentar una reclamación ante la Agencia Española de Protección de Datos, estando los formularios disponibles en la web www.agpd.es en caso de considerar que sus derechos no han sido satisfechos.

PUBLICACIÓN DE CONTENIDO ESPECIAL

Reservados todos los derechos.

Queda prohibida la reproducción o transmisión del contenido de la revista por ningún procedimiento electrónico, mecánico, por fotocopia, grabación magnética o digitalizada o cualquier almacenamiento de información y sistema de recuperación sin la autorización por escrito de la editorial Sede Técnica, S.A. La dirección no se hace responsable de las opiniones contenidas en los artículos firmados que aparecen en la publicación.

sumario

- 02 ▶ nacional > actualidad
- 09 ▶ proyectos > actualidad
- 14 ▶ nacional > estadísticas
- biorrefino > tribuna**
- 16 ▶ Combustibles renovables, una solución sostenible en el marco de la economía circular
- refino > inversiones**
- 18 ▶ Los ecocombustibles abren un nuevo horizonte de inversiones en el sector del refino
- refino > descarbonización**
- 25 ▶ Combustibles líquidos bajos en carbono Explorando vías potenciales para contribuir a los objetivos climáticos de la Unión Europea para 2050
- refino > tecnología**
- 32 ▶ Las prácticas y la tecnología de medición reducen el impacto ambiental de la producción de combustibles limpios
- descarbonización > actualidad**
- 35 ▶ La industria advierte de que la prohibición del motor de combustión provocará pérdida de empleo y exclusión social
- almacenamiento & logística > proyectos**
- 36 ▶ Grupo Hafesa pone en marcha la ampliación de la terminal DBA Bilbao Port
- automatización > actualidad**
- 40 ▶ I Foro IndesIA Impacto de la Inteligencia Artificial en la industria
- agua > informe**
- 43 ▶ La industria petroquímica de Tarragona alcanza su máximo histórico de consumo de agua regenerada
- 46 ▶ gas > noticias
- 52 ▶ agenda > actualidad
- 53 ▶ empresas & equipos
- 56 ▶ precios y estadísticas internacionales

en nuestro próximo número

INFORME INDUSTRIA QUÍMICA/PETROQUÍMICA

En la edición correspondiente al mes de marzo 2022 **OILGÁS** publicará un informe especial sobre la industria química y petroquímica, recogiendo los principales proyectos de ampliación y nueva capacidad, así como las nuevas inversiones industriales sostenibles. Además, la edición abordará el control de emisiones en el sector energético

Portada: Complejo industrial de Petronor

YA ESTÁ DISPONIBLE LA EDICIÓN 2021 DEL ANUARIO ENCICLOPEDIA DEL PETRÓLEO, PETROQUÍMICA Y GAS SOLICITE SU EJEMPLAR POR TELÉFONO 91 556 5004

El Gobierno pide que la transición energética se haga de la mano de industria, inversores y ciudadanos

La vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera, ha subrayado la necesidad de que la transición energética se haga de la mano de la industria, de los inversores privados y de los ciudadanos, con una transición “justa e inclusiva”.

En su participación en la Reunión Global Anual de Energía organizada por Esade, Ribera subrayó la importancia de contar con el compromiso de todas las partes, desde los expertos y académicos a la comunidad empresarial, para no poner en peligro la capacidad económica de la UE con el fin de invertir en innovación y en medidas sociales para la transición energética sea justa.

La ministra indicó que el debate ahora ya no es si se debe hacer la transición verde, sino cómo hacerla, para lo que, en un contexto difícil como el actual, es necesaria la “aceleración y transformación profunda de la economía”, para lo que se cuenta ya con una hoja de ruta a nivel europeo como es el Fit for 55.

Por su parte, el vicepresidente ejecutivo de la Comisión Europea para el Pacto Verde Europeo, Frans Timmermans, aseguró que la transición energética “será justa o no habrá transición”, y puso en valor la ambición del paquete europeo Fit for 55, señalando que “la transición energética no es parte del problema, sino parte de la solución”.



Teresa Ribera, ministra para la Transición Ecológica

Neutralidad tecnológica

Por otra parte, el consejero delegado de Repsol, Josu Jon Imaz, defendió la necesidad de que la transición energética se haga sin tener miedo a la neutralidad tecnológica, aprovechando así cualquier alternativa que reduzca emisiones.

A este respecto, manifestó que no hay motivo

para prohibir los motores de combustión, ya que junto con los ecocombustibles pueden ser neutros en emisiones.

Imaz abogó por asegurarse de que la transición sea “real y no una revolución disruptiva”, evitando confundir descarbonización con electrificación, ya que de lo contrario la industria y la sociedad pa-

garán la pérdida de competitividad.

El consejero delegado de Galp, Andy Brown, advirtió que es necesario acelerar la transición energética y el camino hacia la descarbonización, siendo conscientes de que el mundo demanda “cada vez más energía”, y coincidió con Imaz en que la descarbonización debe representar mucho más que electrificación.

Por su parte, el consejero delegado de Siemens Gamesa, Andreas Nauen, consideró que con el paquete europeo Fit for 55 “no hay vuelta atrás” en la transición energética. En el caso de la industria eólica, destacó el hecho de que un marco estable para una mayor ambición de objetivos a 2030 supondrá el mayor impacto para el sector. •

El BEI destinará 100 millones a cofinanciar proyectos de energía solar y eólica en la península ibérica

El Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha firmado un acuerdo gracias al cual proporcionará préstamos unitranche a proyectos solares fotovoltaicos y eólicos terrestres en España y Portugal hasta. Estos proyectos no necesitarán tener contratos de venta de energía (PPA) para recibir los préstamos unitranche, que combinan dos tramos de financiación (senior y junior) en un solo préstamo.

Se espera que el proyecto genere unos 430 MW

de nueva capacidad de energía renovable, equivalente al consumo energético anual de más de 200.000 hogares, contribuyendo a los objetivos nacionales en materia de energías renovables establecidos en los PNIEC de España y Portugal.

Además, la financiación del BEI en el sector de las energías renovables fomentará la seguridad del suministro energético, la lucha contra el cambio climático,

la generación de empleo y la cohesión social. La mayoría del programa de inversiones se ubicará en regiones “en transición” y “menos desarrolladas”, beneficiarias de la política de cohesión de la UE (80 por 100) y su realización completa contribuirán a crear 720 puestos de trabajo durante su fase de implementación, fomentando la recuperación económica de estas regiones, muy afectadas por la pandemia. •



ELECTRIFY YOUR SYSTEM

With Watlow's Innovative Helical Flow Technology™ and POWERSAFE™ Medium Voltage Systems

- Safe, reliable operation
- Significantly smaller footprint
- Superior heat transfer
- Zero emissions production



Find the right thermal solution for your application and contact Watlow today.

www.watlow.com

Repsol obtuvo un beneficio neto de 2.499 millones de euros en 2021



Repsol obtuvo el pasado año un resultado neto de 2.499 millones de euros. En el primer año de vigencia del Plan Estratégico 2021-2025, la aplicación de las medidas orientadas a la eficiencia y a la transformación, con la ambición de ser una compañía neutra en carbono en 2050, permitieron que la compañía aprovechara el contexto de recuperación progresiva de la economía global, lográndose niveles previos a la pandemia, tanto en resultados como en la generación de caja de los negocios, con una considerable reducción de la deuda neta y el impulso de proyectos renovables.

El resultado neto ajustado alcanzó los 2.454 millones de euros en 2021, frente a los 600 millones del año anterior. Además de superar los 2.042 millones de 2019, último ejercicio antes de la crisis del Covid 19, muestra la eficacia de la nueva estrategia de la compañía. El mejor desempeño se hizo evidente en el cuarto trimestre, en el que el resultado neto ajustado se situó en 872 millones de euros.

El modelo de negocio integrado de Repsol fue fundamental en 2021 para propiciar cifras positivas y superiores al ejercicio anterior, tanto en Exploración y Producción como en las áreas Industrial y Comercial y Renovables.

Evolución de los negocios

Especialmente destacable es el comportamiento del negocio de Exploración y Producción, influido por la senda alcista de los precios y por las medidas de eficiencia implementadas, que han primado el valor sobre el volumen. El Brent cotizó en el año a una media de 70,9 dólares por barril, con un incremento sustancial respecto a principios de 2021.

En el negocio Industrial fue muy reseñable el área Química. La recuperación de las ventas en Movilidad y Aviación, una vez superadas las restricciones a la movilidad como consecuencia de la pandemia y la mayor contribución de Renovables y Generación Baja en Carbono al Grupo impulsaron también los resultados.

En este contexto, la generación de caja operativa alcanzó los 5.453 millones de euros, un 70 por 100 superior a la del ejercicio anterior, impulsada por un ebitda que se incrementó de forma significativa en todos los negocios hasta sumar 8.170 millones de euros. El flujo de caja libre aumentó un 43 por 100, hasta 2.839 millones de euros, gracias al desempeño del negocio de Exploración y Producción.

El Gobierno de Canarias y Cepsa inician la desinstalación de la refinería de Santa Cruz de Tenerife

El Gobierno de Canarias, a través de la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, ha autorizado el inicio de los trabajos de la primera fase de retirada de unidades de la refinería de Cepsa de Santa Cruz de Tenerife.

El presidente de Canarias, Ángel Víctor Torres, y el consejero delegado de Cepsa, Maarten Wetselaar, han abordado los pormenores del proceso, que se engloba dentro de su estrategia por impulsar la sostenibilidad y la transición energética.

Ángel Víctor Torres señaló que la desinstalación de la re-

finería “supondrá una gran oportunidad para la transformación del municipio y podrá ser un emblema para las ciudades del futuro”.

Torres añadió que el uso público del espacio que ocupa ahora la refinería permitirá a los ciudadanos disponer de “una ciudad más amable, sostenible y saludable y acometer una transición energética que puede ser modélica”.

El presidente destacó que “hoy, con la información que nos ha trasladado el consejero delegado de Cepsa sobre el proyecto, podemos decir que se consolida un proceso ilusionante para la capital y para toda la isla”. •

Las plantas renovables de Endesa produjeron el año pasado 12.798 GWh de energía limpia

La división renovable de Endesa, Enel Green Power España, produjo en 2021 un total de 12.721 gigavatios hora (GWh) de energía verde en España, lo que supone el consumo de cerca de 4 millones de hogares durante un año, es decir un consumo energético anual similar a la suma de los hogares de Andalucía y Extremadura juntas.



En concreto la energía solar ha sido la que más ha aumentado su producción, un 114 por 100 más respecto al año anterior, pasando de 497 GWh en 2020 a 1.067 GWh en 2021. •

Durante el ejercicio, Repsol aumentó sus inversiones en un 30 por 100, hasta los 2.994 millones de euros, de los que 829 millones se destinaron al negocio de Comercial y Renovables. Repsol lidera su sector en el porcentaje de inversiones que destinará a negocios bajos en carbono en los próximos años, según un informe de Wood Mackenzie del pasado mes de noviembre. •

Naturgy eleva sus ganancias a 1.214 millones en 2021



Naturgy obtuvo un beneficio neto de 1.214 millones de euros en el año 2021, frente a las pérdidas de 347 millones de euros en 2020.

El beneficio neto ordinario alcanzó los 1.231 millones de euros en 2021, un 41,2 por 100 más que el año anterior. Los costes de reestructuración del plan de bajas voluntarias de empleados en España y la penalización por el cese de algunos contratos de gas en el último trimestre del año se vieron compensados por las plusvalías de la venta de CGE Chile y el acuerdo con Unión Fenosa Gas (UFG), cerradas el pasado ejercicio, y la reversión de la provisión del canon hidráulico 2013-2020 durante el último trimestre de 2021.

La compañía cumplió con todas sus previsiones en un ejercicio marcado por la enorme volatilidad, especialmente a lo largo del segundo semestre, por el incremento de los precios de las materias primas, impactando tanto en el gas como en la electricidad.

Los ingresos alcanzaron los 22.140 millones de euros, un 44,3 por 100 más, y el margen ordinario los 5.579 millones, mientras que

el resultado bruto de explotación (ebitda) fue de 3.529 millones de euros, un 2,3 por 100 más.

Los negocios regulados se mantuvieron estables, gracias a la recuperación continua de la demanda a lo largo del año tras la pandemia y a las mejoras operativas implementadas.

Inversiones

El capex total ascendió a 1.484 millones de euros en 2021, un 16 por 100 más que el año anterior, debido, principalmente, a las mayores inversiones en desarrollos renovables en Australia, España y Estados Unidos, así como por mayores inversiones en comercialización.

Unos 952 millones se destinaron a crecimiento, principalmente al desarrollo de las redes de gas y electricidad a la vez que a incrementar la potencia instalada en generación renovable en esos tres países.

El grupo siguió desarrollando una cartera renovable a nivel internacional, centrándose en geografías estables y en proyectos en fase inicial de desarrollo. Así su capacidad instalada de renovables a final del año era de 5.221 megavatios.

Cepsa rediseña su organización para acelerar su transición energética

Cepsa ha rediseñado su Comité de Dirección, que se amplía de diez a doce miembros, tras la incorporación de Carlos Barrasa, director de la nueva división de Commercial & Clean Energies; Savvas Manousos, director de Trading; y Carmen de Pablo, nueva CFO en sustitución de Salvador Bonacasa, que se jubila tras cuatro décadas en la compañía.

Maarten Wetselaar, consejero delegado de Cepsa desde el pasado 1 de enero, ha reorganizado la estructura de la compañía, definiendo dos nuevas áreas de negocio: Mobility & New Commerce y Commercial & Clean Energies. Asimismo, el negocio de refinación pasa a denominarse Energy Parks, y se mantienen las áreas de Exploración y Producción, Química y Trading. Con esta nueva estructura, la compañía acelera su transformación para convertirse en líder de la transición energética.

La división de Mobility & New Commerce gestionará la transformación del negocio de movilidad, construyendo el liderazgo en movilidad eléctrica y desarrollando soluciones digitales de new commerce que aprovechen la red de clientes y

estaciones de servicio de la compañía.

La división Commercial & Clean Energies dará servicio a negocios B2B en segmentos como industria, agricultura, aviación, lubricantes, asfaltos, gas y electricidad, y desarrollará soluciones de descarbonización para sus clientes mediante la creación de cadenas de valor de negocios de biocombustibles, hidrógeno y renovables (solar y eólica).

La composición del nuevo Comité de Dirección de Cepsa es la siguiente: Pierre-Yves Sachet, director de Mobility & New Commerce; Carlos Barrasa, director de Commercial & Clean Energies; Álex Archila, director de Exploración y Producción; Antonio Joyanes, director de Energy Parks; Paloma Alonso, directora de Química; Savvas Manousos, director de Trading; Carmen de Pablo, directora de Servicios Financieros, Económicos y Generales; Carlos Morán, director de Recursos Humanos; Jörg Häring, director de Asesoría Jurídica; José Manuel Martínez, director de Tecnología, Proyectos y Servicios; Matteo Vaglio, director de la Oficina de Transformación. •

Las inversiones para la construcción de nueva potencia renovable ascendieron a 579 millones de euros y se realizaron en España (213 millones), Australia (328 millones) y Latinoamérica (38

millones). El resto de las inversiones de crecimiento fueron para redes (249 millones) y para la implementación de mejoras en la comercialización derivadas de la digitalización (113 millones). •

bp y la Generalitat Valenciana se alían para descarbonizar el transporte y la industria



bp y el gobierno de la Generalitat Valenciana han firmado un acuerdo de colaboración para trabajar de manera conjunta en la descarbonización de la Comunitat Valenciana. El acuerdo plantea propuestas para la reducción de emisiones en los ámbitos de la movilidad pública y privada, las operaciones portuarias y aeroportuarias y la industria de la región.

Esta alianza público-privada representa un aval de la transformación que está acometiendo bp en España.

Alineada con su ambición de convertirse en una compañía neutra en emisiones de carbono en 2050 o antes, la hoja de ruta de bp pasa por asociarse con más de una docena de ciudades de todo el mundo durante la próxima década para contribuir a sus objetivos de descarbonización y suministrar soluciones integradas de energía y movilidad.

La Comunitat Valenciana es el tercer territorio al que bp está ayudando en su descarbonización, ya que ha desarrollado planes de descarbonización en Houston y Aberdeen en estrecha colaboración con las autoridades locales.

En palabras de Ximo Puig, presidente de la Generalitat Valenciana, “la emergencia climática exige actuaciones decididas y la inaplazable transición energética es sin duda una oportunidad para generar nuevos empleos, un tejido productivo reforzado y nuevas fuentes de energía. El verdadero cambio significa producir mejor, consumir mejor y transportar mejor y, en este nuevo paradigma, bp constituye un socio estratégico de la Generalitat hacia la sostenibilidad, con el que queremos ir de la mano”.

30 años en la comunidad

Andrés Guevara, presidente de bp en España, afirma que “es un honor firmar este acuerdo de colaboración con la Generalitat Valenciana, con la que compartimos 30 años de historia. Somos un miembro activo de la comunidad y estamos orgullosos de haber contribuido a la prosperidad de la región. Ahora, con el propósito y la estrategia de bp, también compartimos la visión y la ambición de la Comunidad Valenciana de avanzar hacia un modelo de cero emisiones netas.

Alianzas como esta, además de generar importantes oportunidades de negocio, nos

Cepsa e Iberia colaboran en la descarbonización a gran escala del transporte aéreo



Cepsa y el Grupo Iberia han firmado una alianza para avanzar en la descarbonización del sector aéreo a través del desarrollo e investigación de combustibles de origen sostenible y otras alternativas energéticas, como el hidrógeno renovable y la electricidad, para fomentar la movilidad sostenible de aviones y de la flota de vehículos que les prestan servicios en aeropuertos, informaron ambas compañías.

En concreto, el acuerdo, que incluye tanto a Iberia como a Iberia Express, fija como prioridad el desarrollo de los combustibles de origen sostenible (SAF) para continuar avanzando hacia una industria cada vez más baja en carbono y contribuir así a la consecución de la Agenda 2030.

Cepsa se convierte así en un proveedor estratégico para el Grupo Iberia, que se asegura el acceso preferente

a un combustible escaso (biojet), logrando así la aerolínea una ventaja competitiva tanto para clientes como para inversores, gracias a las mejores calificaciones en los índices de sostenibilidad.

El proyecto, que contempla la investigación y pruebas en vuelo con SAF, contribuye a los Objetivos para el Desarrollo Sostenible número 7 (Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna), 8 (Promover el crecimiento económico inclusivo y sostenible, el empleo y el trabajo digno) y 13 (adoptar medidas urgentes para combatir el cambio climático y sus efectos).

Como parte del Grupo IAG, Iberia e Iberia Express se han comprometido a lograr cero emisiones netas en 2050, y a operar un mínimo de un 10% de sus vuelos con combustibles de origen sostenible en 2030. •

permiten contar con el ecosistema necesario para desarrollar hubs energéticos integrados, así como soluciones integradas de energía y movi-

lidad para nuestros clientes que les permitan reducir sus emisiones y llevar a cabo una transición justa para los valencianos”. •

El consumo de carburantes aumentó un 14 por 100 en 2021

El consumo de los combustibles de automoción creció un 13,9 por 100 en 2021 con respecto a 2020, año que estuvo marcado por las restricciones tras el estallido de la pandemia del Covid-19, alcanzando los 27,081 millones de toneladas, según datos de la Corporación De Reservas Estratégicas De Productos Petrolíferos (Cores).

El año pasado se registraron incrementos tanto en el consumo de gasolinas, con un crecimiento del 23,4 por 100, como de gasóleos auto, con un aumento del 11,8 por 100.

En 2021, a excepción del grupo de los gases licuados de petróleo (GLP), que descendieron un 13,9 por 100

interanual, el resto de los grupos de productos registran variaciones positivas, con incrementos en los querosenos (+38,8 por 100), gasolinas (+23,4 por 100) y en menor medida en los gasóleos (+9,3 por 100) y fuelóleos (+8,2 por 100).

En el mes de diciembre, el consumo de los combustibles de automoción aumentó un 7,3 por 100 con respecto al mismo mes de 2020, hasta los 2,284 millones de toneladas, aunque cayó respecto al mes de noviembre (-3,5 por 100) y respecto a diciembre 2019 (-1,8 por 100). Ascendieron en mayor medida las gasolinas, con un crecimiento del 17,5 por 100, que los gasóleos de automoción (+5,1 por 100). •

CEEES pide al Gobierno un IVA reducido del 10 por 100 para los carburantes

La Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEES) ha solicitado a los Ministerios de Hacienda, de Asuntos Económicos y Transformación Digital y de Transición Ecológica y Reto Demográfico una rebaja temporal del 21 al 10 por 100 en el IVA que grava los carburantes con el objetivo de paliar la escalada de precios de los últimos meses.

Según el Boletín Petrolero de la Unión Europea, los precios de los carburantes en España se sitúan en máximos históricos desde 2012, con el litro de gasolina pagándose a una media

de 1,538 euros y el de gasóleo a 1,422 euros, lo que supone un incremento del 25,3 por 100 y del 28,3 por 100, respectivamente, frente a los que se registraban hace un año, lo que se traduce en un sobrecoste de unos 17 euros a la hora de llenar un depósito medio de 55 litros.

CEEES considera que una medida extraordinaria como la rebaja temporal del IVA resulta muy necesaria en el momento actual, con la inflación disparada y la economía española tratando de sacudirse los últimos coletazos de la pandemia. •

Los sectores industriales estratégicos alertan del impacto de los precios energéticos en la recuperación



Durante la jornada “Sectores estratégicos para la economía española”, organizada por Feique, el secretario general de Industria, Raúl Blanco, anunció que el Gobierno está ultimando una reforma de la Ley de Seguridad Nacional en la que se incluirá la creación de una reserva estratégica nacional para hacer frente a crisis y pandemias.

El Covid-19 ha expuesto vulnerabilidades que afectan a la seguridad y al bienestar de los ciudadanos, como son la dependencia del abastecimiento exterior y la fragilidad del comercio internacional. Además, en el actual contexto geopolítico caracterizado por la inestabilidad y la creciente competitividad comercial, energética, tecnológica e industrial, se están produciendo tensiones que afectan severamente al flujo de suministros críticos a España, lo que plantea la

Industria clave durante la pandemia

El presidente de Feique, Carles Navarro, aseguró que durante la pandemia “fuimos claves” y “hemos superado con buena nota la fase del Covid” y en 2021 se lograron cifras de antes de la pandemia.

Aunque los fondos Next Generation de la UE ayudarán a la transformación de la industria y de la economía española, la industria se enfrenta a una problemática muy importante: el coste energético, que no baja de los 200 euros por MWh. •

España es el segundo país europeo con más demanda de profesionales energéticos



España es el segundo país europeo con más demanda de profesionales energéticos, tan sólo por detrás de Alemania, y por delante Francia, Reino Unido e Italia, según un estudio de la Cátedra de Sostenibilidad Energética del IEB-Universitat de Barcelona presentado recientemente en una jornada de la Fundación Naturgy.

Estos cinco países concentraban más de la mitad de los nuevos puestos de trabajo en tecnologías verdes en Europa en 2018.

Transformación tecnológica, energías renovables, eficiencia energética, finanzas verdes y sostenibilidad, y orientación al cliente son las cinco especialidades más demandadas por las empresas energéticas en el marco de la transición energética actual.

El estudio defiende que la adecuada formación de los nuevos profesionales del sector energético determinará el éxito de las políticas de energía y clima y destaca que para que la transición energética sea un éxito en el ámbito laboral las administraciones deben estrechar lazos entre los centros educativos y el mercado laboral, actualizando la oferta educativa; fomentar las soft skills en los estudios; avanzar en el

desafío de la educación STEM; y apostar por una formación profesional de calidad e innovadora, entre otras medidas.

María Teresa Costa, directora del estudio, destaca que estos cambios van a dar lugar a nuevos perfiles profesionales, como los gestores de demanda eléctrica producida por los nuevos agentes del mercado o nuevos profesionales “con una base tecnológica fuerte y con capacidad de análisis de datos, que tendrán que convivir con trabajadores con perfiles medios, donde la especialización a través de la formación profesional tiene un amplio recorrido”.

Nuevos perfiles

El nuevo escenario tecnológico está impulsando nuevos perfiles, como técnicos de proyectos en energías renovables, especialistas en redes eléctricas en parques eólicos, especialistas en sistemas fotovoltaicos, ingenieros de diseño o expertos en contratos de suministro de energía.

Además, el impulso al hidrógeno y la digitalización de las redes también está dando lugar a profesiones emergentes.

En la edificación y rehabilitación sostenible se perfilan también nuevas profesiones, como instaladores de soluciones tecnológicas avanzadas o

AEEVECAR lanza una campaña de apoyo a los ecocombustibles



Alejandro Ripoll, presidente de AEEVECAR

La Agrupación Española de Vendedores al por Menor de Carburantes y Combustibles (AEEVECAR) ha lanzado una campaña de información y concienciación sobre qué son y de qué se componen los carburantes líquidos no fósiles.

El objetivo de la campaña es dar a conocer una alternativa viable y ecológica que además no requiere de cambios de vehículo en la mayoría de los casos ni ninguna otra inversión por parte del cliente.

Alejandro Ripoll, presidente de AEEVECAR, señala que “se sigue apostando por la electricidad casi como única energía para el futuro (...) los profesionales del sector creemos firmemente que a corto plazo la mejor opción consiste en no cambiar de tipo de vehículo, pero sí en los combustibles

gestores de modelización de información para la edificación, especialistas en renovación profunda de edificios o los auditores y gestores energéticos.

Costa señala que en un contexto de recuperación socioeconómica, descarbonización y digitalización de la economía, “la generación neta

que lo mueven. Actualmente cuando se llena el depósito de un coche ya se introduce un 10 por 100 de combustible no fósil”.

Los ecocombustibles de última generación son una alternativa real al coche eléctrico. Son combustibles líquidos neutros o bajos en emisiones de CO₂, producidos a partir de residuos urbanos, agrícolas o forestales y son una solución para fomentar la economía circular.

Para elaborar estos ecocombustibles en cantidades suficientes para atender la demanda son necesarias importantes inversiones en las refinerías y para que las empresas las realicen tienen que tener una seguridad de que se va a cumplir la neutralidad tecnológica prometida y no se van a penalizar unas energías en beneficio de otras. •

de empleos verdes debe ser el motor que permita reducir la desigualdad y la pobreza en España”, recordando que las medidas adoptadas por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) llevan asociadas un aumento neto del empleo de entre 253.000 y 348.000 puestos al año hasta 2030. •

Petronor invierte 58 millones en la parada general del 50 por 100 de la actividad de refino

Petronor invertirá 58 millones de euros en la parada general de la Planta de Coque (URF), así como de la Unidad de Vacío del área de Conversión y otras unidades de esa área, que comenzó el pasado 15 de febrero y que significa el cese de más del 50 por 100 de la actividad de las instalaciones de refino.

La refinería señala que, con una duración estimada de 50 días, esta parada supondrá la realización de revisiones de mantenimiento e inversiones tecnológicas destinadas a la mejora de la eficiencia energética de las plantas.

La parada impactará en el 50 por 100 de la actividad de refino que habitualmente realiza la empresa. Desde el punto de vista del empleo y la generación de actividad económica, se ha contratado a unas 40 empresas que, para la realización de los diferentes trabajos, pondrán a disposición de Petronor más de 1.000 trabajadores diarios, con días punta de hasta 1.400 empleados.

Esta parada general incluye la segunda revisión de la Planta de Coque que se puso en marcha en 2011 y que supuso una inversión de 1.006 millones de euros, la mayor inversión industrial realizada nunca en Euskadi.

Los trabajos, que afectarán también a la Unidad de Vacío del Área de Conversión, servirán para revisar torres, recipientes, hornos, válvulas de seguridad, máquinas, instrumentación y su-



bestaciones eléctricas, así como para realizar inversiones de mejora del conjunto de las instalaciones e incorporar las últimas innovaciones tecnológicas.

Mejorar la eficiencia energética

Durante la parada, Petronor va a realizar importantes inversiones para la mejora de la eficiencia energética.

También se mejorará la fiabilidad de los equipos mediante la sustitución de cambiadores de calor y permuta de unos depósitos por otros de materiales más duraderos.

Además, están previstas inversiones para una actualización tecnológica a través de la sustitución de parte de la electrónica de control e instalación de cierres mecánicos de alta tecnología.

Petronor señala que, al término de la parada, Petronor “estrenará” unas instalaciones industriales que son motor de la economía vasca, con 940 empleos directos, más de 6.000 indirectos y un peso del 9,7 por 100 en el valor total de la producción de Euskadi. •

Hive Energy desarrollará una planta de producción de hidrógeno verde en España

El promotor británico de energías renovables Hive Energy desarrollará y construirá una planta de producción de hidrógeno verde usando la pionera tecnología de electrolisis desarrollada por la compañía portuguesa Fusion Fuel.

Se trata de una tecnología integrada de energía solar a hidrógeno basada en la microelectrolisis, con el objetivo de conseguir una reducción significativa del coste de producción de hidrógeno verde. En este momento el pro-

yecto se encuentra en fase de tramitación administrativa.

Hive Energy es un desarrollador líder y un socio de referencia para operadores, clientes industriales y logísticos, para la implementación de estrategias de descarbonización y transición energética.

Hive Energy continúa con su plan de desarrollar activos de producción de hidrógeno verde a partir de hibridación renovable en estrecha colaboración con socios estratégicos. En

España, la compañía cuenta con un portfolio de proyectos de 3GW de producción renovable a hidrógeno verde y amoníaco que irá desarrollando en diferentes fases para abastecer la creciente demanda en el mercado.

Fusion Fuel es un líder emergente en el espacio del hidrógeno verde que ha creado una revolucionaria solución de electrolizador patentada que permite producir hidrógeno a costes altamente competitivos utilizando energía renovable. •

Exolum pone en marcha una planta fotovoltaica para autoconsumo energético en su instalación de Mora



Exolum ha puesto en marcha una planta fotovoltaica para autoconsumo energético en la instalación de Mora (Toledo). La construcción de esta infraestructura ha requerido una inversión de 2,1 millones de euros y cuenta con una potencia instalada de 3,54 MWp y cerca de 8.000 paneles solares distribuidos en una parcela de 50.000 m².

Esta planta garantiza el suministro de energía 100 por 100 renovable, equivalente a cerca del 30 por 100 del consumo total de electricidad de esta instalación de bombeo. El consumo eléctrico es el principal origen de las emisiones de la empresa y el abastecimiento de energía desde esta nueva planta supone evitar la emi-

sión a la atmósfera de 835 toneladas de CO₂ anuales.

La construcción y puesta en marcha de plantas productoras de energía limpia forma parte de la estrategia de sostenibilidad de Exolum, que tiene como objetivo reducir sus emisiones de CO₂ en un 50 por 100 en 2025 y convertirse en una empresa cero emisiones en 2050.

La compañía ha construido otra planta fotovoltaica para autoconsumo en su instalación de Barcelona que suministra 65KWp, y tiene prevista la construcción de otra en su instalación de Algeciras de 175,5 KWp, ambas sobre cubiertas. Otras tres están previstas en Andalucía y Castilla la Mancha, además de otros proyectos de plantas solares en modalidad de autoconsumo. •

Redexis, Repsol y Naturgy impulsan un proyecto de almacenamiento de hidrógeno verde

Redexis, junto con otras compañías como Repsol o Naturgy, participa en el proyecto de investigación industrial Zeppelin para buscar soluciones tecnológicas innovadoras, eficientes y circulares de producción y almacenamiento de hidrógeno verde.

El grupo de infraestructuras gasistas será el encargado

de investigar los procesos de almacenamiento alternativo a pequeña y mediana escala de hidrógeno verde en forma de amoniaco. Para ello contará con la colaboración de la Fundación para la Investigación y Desarrollo en Transporte y Energía (Cidaut).

El proyecto está liderado por Aqualia y también, junto

Técnicas Reunidas consigue dos contratos para desarrollar cuatro ciclos combinados en México

La empresa pública Comisión Federal de Electricidad (CFE) de México, la mayor compañía del sector eléctrico de América Latina, ha adjudicado el desarrollo de dos nuevos ciclos combinados de gas natural al consorcio formado por las empresas españolas Técnicas Reunidas y TSK, que realizarán el diseño y la ejecución de las plantas al 50 por 100, y la alemana Siemens Energy, que aportará la tecnología de las turbinas.

Se trata de los ciclos combinados en San Luis Rio Colorado y González Ortega, que tendrán una capacidad de 600 MW cada uno y utilizarán turbinas de gas de alta eficiencia.

El importe del contrato para Técnicas Reunidas es de 337 millones de dólares.

La incorporación de tecnología de generación de electricidad más eficiente, basada en el gas natural permitirá a México seguir reduciendo la aportación de las plantas de generación eléctrica más contaminantes, que utilizan líquidos pesados como combustibles, contribuyendo así a la descarbonización del sector eléctrico del país.

Las actuaciones que llevarán a cabo las empresas españolas incluyen los trabajos relacionados con la ingeniería, el suministro (excluyendo el suministro de las turbinas de gas y vapor y las calderas de recuperación de calor, que serán suministradas por Siemens Energy), la construcción y la puesta en marcha de las dos centrales. La duración del proyecto se estima en 38 meses.

Los trabajos de ingeniería, asumidos en su totalidad por Técnicas Reunidas, requerirán la aportación de unas 475.000 horas de ingenieros especializados durante un periodo de algo más de un año.

Esta adjudicación se una a la obtenida hace unas semanas para desarrollar otros dos ciclos combinados en la península del Yucatán, logrado también por un consorcio formado por Técnicas Reunidas y TSK, que realizarán el diseño y la ejecución de las plantas al 50 por 100, y a la japonesa Mitsubishi Power, que aportará la tecnología de las turbinas. El importe del contrato correspondiente a Técnicas Reunidas alcanza la cifra de 335 millones de dólares. •

a Redexis, participan otras empresas como Repsol, Naturgy, Norvento, Perseo, Reganosa y Técnicas Reunidas.

La iniciativa tiene como objetivos la investigación de nuevas tecnologías de producción de hidrógeno verde alternativas a la elec-

trólisis y que fomenten la economía circular mediante la valorización de residuos y subproductos de diferentes sectores (agroalimentarios, textiles, EDARs, refinerías...)

El proyecto prevé también desarrollar nuevos ►►

YPF elige a Técnicas Reunidas para la optimización de su planta de Luján de Cuyo en Argentina

Técnicas Reunidas ha firmado un contrato de 264 millones de dólares con YPF S.A. para la optimización de su planta de Luján de Cuyo (Mendoza, Argentina). El proyecto permitirá que la instalación cumpla las nuevas especificaciones sobre combustibles y conseguir significativas mejoras medioambientales.

YPF adjudicó a Técnicas Reunidas en 2019 un contrato para la estimación de costes del proyecto de mejora de la planta según un esquema «en libro abierto» (FEED-OBE).

La empresa española continuará ahora con un nuevo contrato para la compra y gestión de la construcción de las nuevas unidades de hidrotreatmento y de producción de hidrógeno, así como de diversos sistemas auxiliares. Técnicas Reunidas supervisará la construcción de módulos y el montaje electromecánico de las nuevas unidades que llevará a cabo AESA (empresa constructora del grupo YPF). El plazo estimado de ejecución de proyecto es de 40 meses. •

Sener realizará la ingeniería básica y de detalle de una central de ciclo combinado en Brasil

Sener en Brasil ha firmado un contrato con el Consorcio Geração Açú II (CGA), formado por las empresas Andrade Gutierrez Engenharia S.A., AG Construções e Serviços S.A., por el cual la empresa de ingeniería llevará a cabo la ingeniería básica y de detalle de la central de ciclo combinado UTE GNA II.

GNA II es una central termoeléctrica de ciclo combinado de última generación, con turbinas a gas, que inyectará al Sistema Eléctrico Integrado de Brasil una capacidad total de 1.672 MW de energía, generadas en el Puerto de Açú, en el Estado de Rio de Janeiro. GNA II estará asociada a la central termoeléctrica GNA I ya en operación, y su puesta en marcha convertirá al Puerto de Açú en el mayor polo generador de energía termoe-

léctrica a gas de Brasil, con un total de 3 GW de potencia nominal.

En virtud del contrato, Sener llevará a cabo para el proyecto de GNA II un trabajo similar al que ya realizó en el proyecto de GNA I, que incluye la elaboración de la ingeniería básica de los servicios de la central, así como la ingeniería de detalle de la parte de construcción civil de toda la planta y la ingeniería de detalle de todas las demás disciplinas aplicadas a servicios, que incluyen la integración, interconexión y sinergias de toda la infraestructura, la zona de control y otros servicios comunes, con el objetivo de lograr una integración completa y multidisciplinar entre la planta UTE GNA I, la nueva planta UTE GNA II, los servicios y la terminal de gas natural licuado (GNL). •

Ecopetrol invertirá 720 millones de euros en la modernización de la mayor refinería de Colombia



Ecopetrol ha informado que la refinería de Barrancabermeja, principal instalación de refino en Colombia, realizará inversiones por cerca de 3,2 billones de pesos colombianos (720 millones de euros) entre 2022 y 2024 destinadas a la incorporación de tecnología, modernización y confiabilidad de sus plantas y a la gestión ambiental.

La refinería, que acaba de celebrar sus primeros 100 años, abastece cerca del 80 por 100 de la demanda interna de combustibles de Colombia. Está compuesta por 54 unidades de refino, 32 de servicios industriales, un centro de optimización y 351 tanques de almacenamiento.

El objetivo de la inversión es consolidar a la región petrolera de Barrancabermeja “como uno de los centros de refino más modernos en el continente, con una operación cada día más segura, limpia y rentable”. •

El plan de inversiones destaca la gestión circular del agua, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero y continuar con la mejora en la calidad de los combustibles, la incorporación de nuevas tecnologías y energías renovables, el desarrollo de hidrógeno verde y azul, captura, uso y almacenamiento de carbono, y soluciones basadas en la naturaleza, entre otros.

El presidente de Ecopetrol, Felipe Bayón, señala que “la refinería dará importantes pasos para continuar con su proceso de transformación con enfoque hacia la modernización de sus procesos, digitalización, descarbonización de las operaciones y transición energética, lo que le permitirá iniciar una nueva etapa de crecimiento y excelencia operacional para continuar entregando la energía que mueve a Colombia”. •

►► materiales de almacenamiento de hidrógeno verde y herramientas de modelización de las diferentes tecnologías desarrolladas. Todo ello, alineado al objetivo de reducir los costes energéticos, económicos y ambientales asociados a la producción actual de hidró-

geno e impulsar una energía segura, eficiente y limpia.

Redexis destaca que el proyecto no sólo proporcionará nuevas herramientas tecnológicas al sector energético y de movilidad, también incentivará la actividad económica y el empleo cualificado en zonas rurales. •

**YA DISPONIBLE
EDICIÓN
2021**

EGP
TRANSPORTE
ALMACENAMIENTO
REFINO
PETROQUÍMICA
GAS
COMERCIALIZACIÓN DE
PRODUCTOS PETROLÍFEROS
Y BIOCARBURANTES
EE. SS.
CONSUMO DE ENERGÍA
INGENIERÍAS
LEGISLACIÓN COMUNITARIA
MEDIO AMBIENTE

51 EDICIÓN

EL ESTUDIO DE ANÁLISIS DE REFERENCIA PARA LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

Desde 1970, la revista **OILGÁS** publica el único **ANUARIO** especializado en las industrias energéticas de gas, petróleo, petroquímica y productos petrolíferos.

La **ENCICLOPEDIA 2020** es una base de datos única que recoge en cada edición más de seis mil datos exclusivos, contrastados y actualizados, reunidos en un único volumen.

- ▲ Análisis de mercado
- ▲ Perfil de compañías y sus principales ejecutivos
- ▲ Información estadística
- ▲ Directorios sectoriales
- ▲ Legislación revisada con más de **150 nuevas entradas**
- ▲ Censo de proyectos
- ▲ Guía de suministradores



Enciclopedia Nacional
del Petróleo,
Petroquímica y Gas

oilgas

SOLICITE SU EJEMPLAR ☎ **91 556 5004**

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA LIDERAR EL NEGOCIO
www.oilgas.es

Procedencia del petróleo crudo descargado en los terminales de las refinerías españolas (en miles de toneladas)

	NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20 (%)	ENERO-NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20(%)
CANADÁ	105	10,4	1.248	341,1
ESTADOS UNIDOS	350	84,2	3.868	37,5
MÉXICO	582	-31,2	7.065	-6,3
AMÉRICA DEL NORTE	1.037	-8,3	12.181	14,6
BRASIL	73	-	1.944	-35,2
COLOMBIA	-	-	145	-52,5
TRINIDAD Y TOBAGO	52	-	158	-61,3
VENEZUELA	-	-	-	-100,0
A. CENTRAL Y DEL SUR	125	-	2.246	-56,1
AZERBAIYÁN	-	-100,0	1.211	-23,2
ITALIA	59	-58,9	753	23,4
KAZAJASTÁN	274	43,4	3.741	-7,5
NORUEGA	227	160,9	1.487	62,3
REINO UNIDO	-	-100,0	432	-53,9
RUSIA	199	-	2.569	162,1
OTROS EUROPA	43	9,3	511	2,0
EUROPA Y EUROASIA	802	10,3	10.703	11,9
ARABIA SAUDÍ	366	-28,0	3.720	-26,1
IRAQ	658	81,2	3.405	0,9
ORIENTE MEDIO	1.024	17,5	7.125	-15,3
ANGOLA	-	-100,0	541	-65,3
ARGELIA	183	150,6	1.373	108,6
CAMERÚN	95	-	289	-28,6
CONGO	-	-	-	-100,0
EGIPTO	-	-	-	-100,0
GABÓN	-	-	151	-
GUINEA	135	-	1.065	76,7
LIBIA	795	65,0	5.946	248,7
TÚNEZ	778	1,2	9.211	-11,2
NIGERIA	-	-	72	-
OTROS AFRICA	-	-	400	27,4
ÁFRICA	1.986	37,0	19.048	14,6
TOTAL	4.973	19,0	51.304	1,9
TOTAL OPEP	2.915	25,6	25.412	-0,2
TOTAL NO-OPEP	2.059	10,8	25.892	4,0

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores). Elaboración propia

Procedencia del gas natural importado por España (en GWh)

	NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20 (%)	ENERO-NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20(%)
PERU	-	-	865	-53,9
TRINIDAD Y TOBAGO	-	-100,0	12.270	-49,0
ARGENTINA	-	-	-	-100,0
AM. CENTRAL Y DEL SUR	-	-100,0	13.135	-52,5
ESTADOS UNIDOS	7.253	136,4	50.287	-5,2
AMÉRICA DEL NORTE	7.253	136,4	50.287	-5,2
BÉLGICA	-	-	2	-99,7
GN	-	-	2	-99,7
GNL	-	-	-	-
FRANCIA	4.032	237,2	17.483	-9,2
GN	2.973	148,6	16.424	-5,9
GNL	1.059	-	1.059	-41,3
GIBRALTAR	43	139,7	252	12,6
NORUEGA	1.402	110,8	10.841	-35,9
GN	1.402	110,8	10.841	-4,7
GNL	-	-	-	-100
PORTUGAL	330	657,8	3.374	119,3
GN	330	657,8	3.373	119,2
GNL	-	-	1	-
RUSIA	3.604	-16,8	32.832	-9,9
EUROPA Y EUROASIA	9.410	50,5	64.784	-13,5
QATAR	1.779	103,1	25.292	-19,4
ORIENTE MEDIO	1.779	103,1	25.292	-19,4
ANGOLA	2.131	-	2.131	-47,5
ARGELIA	11.754	-23,1	167.632	80,7
GN	8.132	-43,0	146.305	66,8
GNL	3.622	263,1	21.327	319,9
CAMERÚN	-	-	-	-100,0
EGIPTO	-	-	3.906	303,6
GUINEA ECUATORIAL	-	-100,0	8.000	-16,3
NIGERIA	3.885	33,4	40.991	13,2
ÁFRICA	17.770	-7,2	222.640	54,1
AUSTRALIA	670	-	670	-
PAPÚA NUEVA GUINEA	-	-	168	-
ASIA PACÍFICO	670	-	838	-
TOTAL	36.882	18,7	376.997	13,7
TOTAL GN	12.836	-20,7	176.945	49,2
TOTAL GNL	24.046	61,5	200.052	-6,0

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

Producción nacional de crudo (en miles de toneladas)

YACIMIENTO	NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20 (%)
BOQUERÓN	-	-100,0
CASABLANCA	-	-100,0
MONTANAZO-LUBINA	-	-
RODABALLO	-	-100,0
VIURA	#	-5,0
TOTAL	0,1	-93,6

Producción nacional de gas natural (en GWh)

YACIMIENTO	NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20 (%)
EL ROMERAL	2	-3,2
POSEIDÓN	-	-100,0
VIURA	27	-
BIOGÁS	9	-2,1
TOTAL	39	-18,3

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)
Distinto de 0
- Igual a 0

Precios medios estimados de gasolinas y gasóleo A (en euros/litro)

PERÍODO	GASOLINA 95 OCTANOS	GASÓLEO AUTOMOCIÓN
2021		
31/02 a 06/02	1,233	1,115
07/02 a 13/02	1,237	1,121
14/02 a 20/02	1,248	1,132
21/02 a 27/02	1,261	1,149
28/02 a 06/03	1,280	1,160
07/03 a 13/03	1,293	1,173
14/03 a 20/03	1,299	1,177
21/03 a 27/03	1,309	1,180
28/03 a 03/04	1,312	1,180
04/04 a 10/04	1,322	1,177
11/04 a 17/04	1,320	1,175
18/04 a 24/04	1,327	1,179
25/04 a 01/05	1,334	1,184
02/05 a 08/05	1,345	1,195
09/05 a 15/05	1,357	1,206
16/05 a 22/05	1,362	1,214
23/05 a 29/05	1,366	1,220
30/05 a 05/06	1,371	1,227
06/06 a 12/06	1,375	1,233
13/06 a 19/06	1,382	1,241
20/06 a 26/06	1,389	1,249
27/06 a 03/07	1,396	1,254
04/07 a 10/07	1,401	1,262
11/07 a 17/07	1,409	1,270
18/07 a 24/07	1,408	1,271
25/07 a 31/07	1,417	1,280
01/08 a 07/08	1,429	1,284
08/08 a 14/08	1,420	1,278
15/08 a 21/08	1,418	1,275
22/08 a 28/08	1,415	1,270
29/08 a 04/09	1,416	1,271
05/09 a 11/09	1,421	1,279
12/09 a 18/09	1,429	1,288
19/09 a 25/09	1,435	1,297
26/09 a 02/10	1,440	1,304
03/10 a 09/10	1,448	1,309
10/10 a 16/10	1,451	1,312
17/10 a 23/10	1,461	1,322
24/10 a 30/10	1,482	1,356
31/10 a 06/11	1,506	1,382
07/11 a 13/11	1,510	1,384
14/11 a 20/11	1,513	1,386
21/11 a 27/11	1,512	1,381
28/11 a 04/12	1,509	1,377
05/12 a 11/12	1,488	1,355
12/12 a 18/12	1,480	1,348
19/12 a 25/12	1,474	1,342
2022	1,469	1,337
26/12 a 01/01	1,482	1,350
02/01 a 08/01	1,498	1,362
09/01 a 15/01	1,507	1,379
16/01 a 22/01	1,519	1,392
23/01 a 29/01	1,533	1,406
30/01 a 05/02	1,549	1,429
06/02 a 12/02	1,572	1,449
13/02 a 19/02	1,598	1,476

Consumo de productos petrolíferos en España (en miles de toneladas)

PRODUCTOS	NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20 (%)	ENERO-NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20 (%)
GLPS	182	17,0	1.583	-16,1
GASOLINAS	448	39,2	4.796	24,0
QUEROSENOS	377	196,6	2.948	30,6
GASÓLEOS	2.862	21,2	28.398	9,8
FUELÓLEOS	549	20,5	5.693	8,2
OTROS PRODUCTOS (*)	302	-43,6	5.086	-0,6
TOTAL	4.720	19,3	48.504	9,6

Fuente: CORES

(*) Incluye lubricantes, productos asfálticos, coque y otros

Ventas de gasolinas y gasóleos en España (en miles de toneladas)

PRODUCTOS	NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20 (%)	ENERO-NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20 (%)
95 OCTANOS	420	41,9	4.450	24,8
98 OCTANOS	28	9,5	342	14,5
BIOETANOL	0	0,0	0	-96,2
MEZCLA	0	0,0	0	32,8
TOTAL GASOLINAS	448	39,3	4.792	24,0
GASÓLEO A	1.919	20,0	19.993	12,6
BIODIÉSEL	0	-84,4	10	-57,3
BIODIÉSEL MEZCLA	0	166,7	1	-43,5
TOTAL GASÓLEOS A	1.919	19,9	20.004	12,5
GASÓLEO B	458	17,1	4.113	2,9
GASÓLEO C	135	29,2	959	-0,7
OTROS GASÓLEOS	349	32,0	3.322	6,4
TOTAL GASÓLEOS	2.862	21,2	28.398	9,8

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores). Elaboración propia

Comercio exterior de productos petrolíferos (en miles de toneladas)

PRODUCTOS	NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20 (%)	ENERO-NOVIEMBRE 2021	VARIACIÓN 21/20 (%)
IMPORTACIONES				
GLPS	86	43,4	599	-34,3
GASOLINAS	29	-71,1	493	-50,8
QUEROSENOS	158	92,9	555	-53,3
GASÓLEOS	639	54,7	6.461	-4,3
FUELÓLEOS	452	11,8	3.546	-3,9
OTROS PRODUCTOS	133	-53,9	2.560	30,9
TOTAL	1.496	11,1	14.214	-8,3
EXPORTACIONES				
GLPS	46	-7	487	14,3
GASOLINAS	356	-14,1	4.311	7,4
QUEROSENOS	12	148,0	690	36,8
GASÓLEOS	694	6,5	7.776	-5,7
FUELÓLEOS	194	41,6	1.840	-19,7
OTROS PRODUCTOS	419	24,7	4.071	-10,9
TOTAL	1.721	8,0	19.174	-4,4

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

Combustibles renovables, una solución viable en el marco de la economía circular

JOSÉ RAMÓN FREIRE
 Director general fundador
 Asociación Española
 del Bioetanol

José Ramón Freire es Ingeniero Superior Industrial por la UPM en la Especialidad de Técnicas Energéticas, trabaja actualmente como Asesor Energético y Director General Fundador de la Asociación Española del Bioetanol. La Asociación Española del Bioetanol BIO-E tiene por objeto el fomento de la bioeconomía, el desarrollo de la industria del biorrefino y la elaboración de piensos, y la promoción del uso de biocarburantes.

En un futuro renovable la tierra recuperará el protagonismo, pero no para albergar edificaciones, campos fotovoltaicos o más instalaciones industriales, sino para generar riqueza a través de su vida. Mantener nuestros pueblos y una alimentación saludable implica conjugar la sostenibilidad e independencia energética con la alimentaria.

Los combustibles fósiles crearon dependencia energética y muchas tensiones geopolíticas en el siglo XX, las renovables van a permitir democratizar el acceso a la energía. Pero el riesgo en el siglo XXI será la dependencia alimentaria, cambiar hectáreas de cultivo por megavatios de energía puede ser un problema cuando los países en vías de desarrollo se industrialicen y encuentren poco aliciente en cambiar móviles por toneladas de cereal.

Sostenibilidad y desarrollo rural

La madre naturaleza nos ha dado un panel solar extraordinario en el cual se



ha resuelto el problema del almacenamiento, la energía absorbida del sol acumula, para su uso posterior, en una batería perfecta los cereales.

Cientos de hectáreas de cultivo están cambiando de uso en una estrategia poco meditada y no sostenible. Mediante los cereales no solo garantizamos la independencia alimentaria de Europa, sino que a través de la industria del biorrefino se puede conjugar la producción simultánea de energía y alimentos autóctonos.

En los procesos de biorrefino, la energía solar almacenada en los cereales se puede convertir en combustible, proteínas, aceites, biomateriales, dióxido de carbono alimentario, hidrógeno renovable, electricidad, etc.

La electricidad renovable tiene un reto titánico, sustituir el todavía mayoritario porcentaje de electricidad fósil en los usos habituales ¿Por qué negarle a la electricidad un valioso aliado en la descarbonización donde lo tiene más difícil, que es en el transporte?

El biorrefino tiene actualmente como productos principales los alcoholes y acei-

« En España la ausencia de un marco fiscal de apoyo a los biocombustibles, líquidos y gaseosos ha impedido su expansión, tanto en automoción como en generación térmica »

tes, pero también un volumen de pienso animal que iguala al volumen de bioetanol. Con ellos se podrían evitar las costosas importaciones de proteína de soja y garantizar la competitividad de nuestra ganadería. Con nueva demanda para los productos agrícolas, una ganadería competitiva y una nueva industria rural a través del biorrefino, el empleo y desarrollo rural estarían garantizados.

Solución medioambientalmente respetuosa para el transporte

En cuanto al prisma medioambiental, desde hace más 10 años el bioetanol incrementa de forma sostenida la eficiencia de toda la cadena de producción y consumo, llegando en el 2020 a abatimientos de CO₂ superiores al 75 por 100 (ver figura 1, datos auditados por los estados miembros). El futuro del biorrefino es más renovable todavía. Así, ya se están implementando en las biorrefinerías de toda Europa técnicas de captura del CO₂ de fermentación, aprovechamiento de residuos (segunda generación) y se vislumbra un futuro en el que podrían proporcionar hidrógeno, obtenido por reformado de bioetanol con captura. Es decir, el balance de CO₂ sería negativo: nuestros campos y el biorrefino ayudarían a las generaciones futuras a limpiar una atmósfera que nosotros hemos manchado.



Emisiones evitadas certificadas por el uso del bioetanol frente a la gasolina. FUENTE EPURE

« Ya existe una gama de tecnologías viables para aumentar la eficiencia general de una biorrefinería »

En España la ausencia de un marco fiscal de apoyo a los biocombustibles, líquidos y gaseosos, ha impedido su expansión, tanto en automoción como en generación térmica.

Los beneficios de usar mezclas de bioetanol más altas, como E10 y E85, en los vehículos pueden reducir significativamente no solo el CO₂ sino también las emisiones: mayores mezclas de bioetanol proporcionan menores emisiones de NO_x y partículas. La combinación del motor de combustión de E85 con el motor eléctrico puede aportar al mercado vehículos híbridos imbatibles desde el prisma medioambiental.

Apoyar el desarrollo de nuevos y mejorados vehículos (ligeros y pesados) propulsado por estas mezclas con alto contenido en bioetanol y actuar sobre la transformación de la flota existente no amortizada, podría contribuir a una inmediata descarbonización de la flota.

Suministro de materia prima

Al examinar toda la cadena de valor de la producción de bioetanol renovable, el cultivo de la materia prima, incluido el uso de fertilizantes, representa una parte importante de las emisiones de gases de efecto invernadero del ciclo de vida del

bioetanol basado en cultivos. Se pueden lograr ahorros adicionales aumentando los rendimientos por hectárea de tierra cultivada y a través de una mejor gestión de fertilizantes, el agua y la maquinaria. El aumento de las inversiones en I + D debe dirigirse a tecnologías y mejores prácticas para mejorar la huella de carbono del cultivo de la materia prima utilizada para producir bioetanol renovable.

Con respecto al bioetanol avanzado, es importante asegurar un apoyo político continuo, especialmente en la fase de introducción al mercado de los combustibles avanzados, y asegurar un suministro suficiente de materia prima a precios asequibles. La logística de materias primas sigue siendo un reto en algunas regiones de la UE. La I + D es necesaria para mejorar la recolección y el tratamiento previo de los residuos agrícolas.

Proceso de producción

Aumentar la eficiencia del proceso para convertir materia prima en bioetanol y otros coproductos valiosos es otra área donde se pueden lograr mejoras adicionales.

Se dispone de una gama de tecnologías para aumentar la eficiencia general de una biorrefinería. Por ejemplo, a través de la cogeneración, el uso de biomasa de

origen local y sostenible para generar el calor y la electricidad necesarios para operar una planta de etanol.

El aumento de la financiación de I + D también debe dirigirse a los diversos coproductos de las biorrefinerías de bioetanol. Los coproductos de alimentación animal, ricos en proteínas, permiten a la UE disminuir su déficit de proteínas. La lignina, un coproducto de la producción avanzada de bioetanol, debe valorarse aún más. Se puede usar como material de construcción o se puede transformar en productos químicos verdes. Se necesita I + D para generar más valor de la lignina.

La captura y utilización de carbono es una de las tecnologías más prometedoras para aumentar aún más el ahorro de emisiones de bioetanol. Esto se aplica a las materias primas avanzadas y basadas en cultivos. Durante la fermentación, el CO₂ capturado previamente por la materia prima durante su fase de crecimiento se libera de forma natural, este CO₂ se puede capturar, almacenar o reutilizar, lo que respalda la transición de Europa a una economía circular. El CO₂ capturado en el biorrefino es un producto verde y comercial, puede ser utilizado por muchos sectores para reemplazar el CO₂ a base de fósiles, incluso para alimentos y bebidas, productos químicos, bioplásticos, etc.

Conclusión

El uso y la producción europea de bioetanol, de cultivos y residuos, es un ejemplo perfecto de economía circular sostenible:

- Administra los recursos naturales de manera sostenible.
- Fortalece la seguridad alimentaria.
- Reduce la dependencia sobre recursos no renovables.
- Mitiga y se adapta al cambio climático.
- Crea empleos y mantiene la competitividad de la UE.
- Sin achatarramiento u obsolescencia industrial prematura.
- Se apoya en la flota, las instalaciones y la industria existente.

En definitiva, el aumento del apoyo al bioetanol aumentaría las capacidades de la Unión Europea para sustituir las materias primas fósiles en la industria y el transporte, generando nuevas competencias, incrementando el empleo y el desarrollo rural. •

Los ecocombustibles abren un nuevo horizonte de inversiones en el sector del refino

Lejos de convertirse en una parte residual en el *mix* energético, el petróleo ha de jugar todavía un papel trascendental en la transición energética y la industria española del refino lleva años trabajando para participar en la misma con las máximas garantías, contribuyendo a un futuro energético descarbonizado, lo que está propiciando un reforzado nivel de inversión.

La OPEP calcula que la industria petrolera mundial necesitará realizar inversiones por valor de 11,8 billones de dólares (10,08 billones de euros) en los próximos 15 años, ya que el petróleo seguirá siendo la principal fuente de energía en 2035, según se desprende del informe “Perspectiva mundial del petróleo”, publicado por la organización.

Aunque la mayor parte de estas inversiones serán necesarias en el segmento de la exploración y producción, la OPEP calcula que el *downstream* (refino, distribución y venta) tendrá una necesidad de inversión de 1,5 billones de dólares (1,28 billones de euros).

El exsecretario general de la OPEP, Mohammad Barkindo, ha subrayado que “la infrainversión sigue siendo uno de los grandes desafíos de la industria del petróleo y esto se ha exacerbado por la pandemia del covid-19”, alertando que solo en 2020, las inversiones se desplomaron un 30 por 100.

La estimación de financiación para proyectos petroleros se debe a las previsiones de demanda de la OPEP. Pese a los compromisos adquiridos por multitud de países para hacer frente al cambio climático y en contra de las



energías fósiles, la demanda primaria de petróleo a nivel mundial seguirá aumentando en los próximos años. La previsión para 2045 es que la demanda se sitúe en torno a los 99 millones de barriles por día, frente a los 82,5 millones que se registraron en 2020. Esto supone un crecimiento anual del 0,7 por 100.

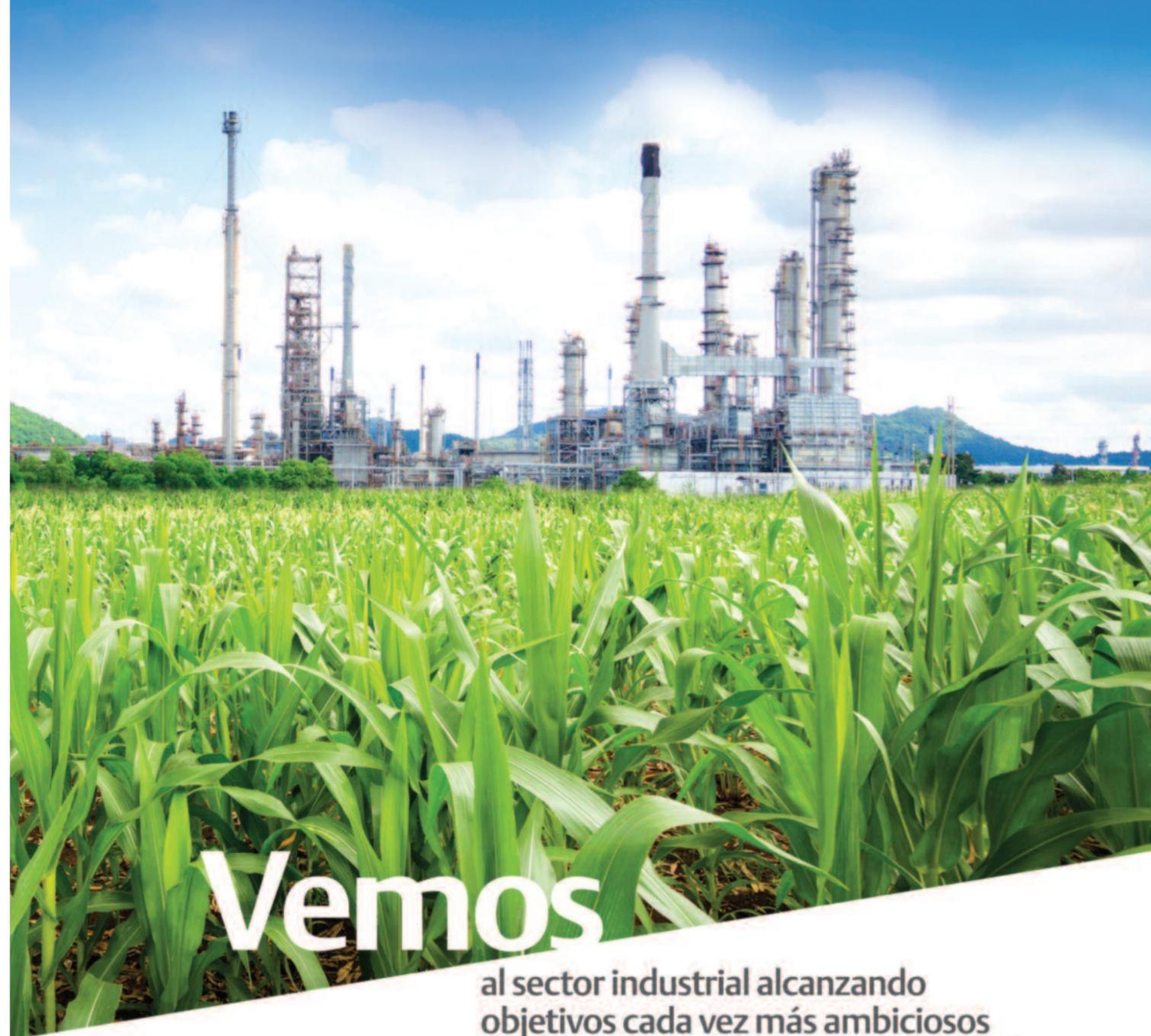
El petróleo, principal recurso en el *mix* energético hasta 2045

Aunque el petróleo seguirá siendo la principal fuente energética del *mix* mundial, con una cuota del 28,1 por 100 en 2045, el resto de fuentes de energía experimentará crecimientos más abultados. El gas natural observará un crecimiento anual en los próximos 15 años del 1,2 por 100, pasando de 64,2 millones de barriles equivalentes de petróleo por día en 2020 a 85,7 millones en 2045. La biomasa experimentará el mismo ritmo de crecimiento anualizado, desde los 27,2 millones de barriles de 2020 a los 37 millones de 2045.

La energía hidroeléctrica pasará de 7,5 millones de barriles equivalentes diarios del año pasado a 10,5 millones dentro de 15 años, un crecimiento anualizado del 1,4 por 100. A mayor ritmo crecerá la energía nuclear, con una tasa del 1,7 por 100, hasta registrar una demanda de 22 millones de barriles equivalentes de petróleo diarios en 2045, frente a los 14,3 millones del año pasado.

La mayor tasa de crecimiento será para el resto de energías renovables, entre ellas la solar y la eólica. Este segmento energético observará una demanda medida en barriles equivalentes de petróleo de 36,6 millones por día en 2045, frente a los 6,8 millones de 2020. Esto supone crecer a un 7 por 100 al año. Solamente la demanda de carbón se contraerá en la próxima década y media, desde los 72,9 millones por día de 2020 a los 61,3 millones de 2045.

En total, el cartel petrolero estima que la demanda primaria de energía para 2045 será de 352 millones de ba-



Vemos

al sector industrial alcanzando objetivos cada vez más ambiciosos de descarbonización y sostenibilidad.

Las soluciones de Emerson permiten optimizar la producción de combustibles alternativos y fuentes de energía bajas en carbono, reducir el uso de energía y materiales durante la producción, gestionar y eliminar las emisiones, y ampliar las oportunidades en electrificación.

Descubre más en : [Emerson.es/Sostenibilidad](https://www.emerson.es/Sostenibilidad)



EMERSON

CONSIDER IT SOLVED™

riles equivalentes de petróleo por día. Esta cifra es 76,6 millones superior a la registrada en 2020, cuando la demanda primaria de energía fue de 275,4 millones de barriles por jornada.

Este abultado crecimiento se puede atribuir casi de forma exclusiva a los países ajenos a la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE). La demanda de estos terceros países crecerá en 76 millones de barriles, hasta alcanzar los 249,9 millones. En cambio, la demanda de las naciones de la OCDE entre 2020 y 2045 apenas se elevará en 0,6 millones de barriles equivalentes por día.

La transición energética necesita a los ecocombustibles

En este contexto, el desarrollo de los ecocombustibles se presenta como una gran oportunidad para la industria del refino en España. El pasado 29 de octubre, la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP) celebró su II Jornada sobre Ecocombustibles, bajo el título “Complementarios e Imprescindibles”. En ella se dieron cita representantes de sectores muy distintos, incluyendo el transporte por carretera, aire y mar, pero también el sector agrario, pesquero, de operadores portuarios y de productores y distribuidores de biocarburantes, que necesitan opciones factibles y eficientes para descarbonizarse.

La jornada evidenció el creciente apoyo que está recibiendo la Estrategia para la Evolución hacia los Ecocombustibles de AOP que fue presentada hace dos años. El motivo es que resultan imprescindibles para que sectores como los antes citados puedan reducir sus emisiones de forma inmediata y progresiva, tal y como estipulan los acuerdos internacionales.

Los operadores españoles explican que para lograr tanto los objetivos ya fijados en el Acuerdo de París como los resultantes de la COP26 hay que sumar esfuerzos sin excluir tecnologías que ayuden a reducir emisiones. Tanto Antonio Garamendi, presidente de

CEOE, como Raúl Blanco, secretario general de Industria y Pyme, manifestaron la importancia de respetar la neutralidad tecnológica para no bloquear ninguna tecnología que nos acerque a la reducción de emisiones, como son los ecocombustibles.

Una muestra significativa del creciente apoyo a los ecocombustibles es la creación de la Plataforma para la Promoción de los Ecocombustibles, formada por un total de 22 asociaciones de diferentes sectores, incluyendo AOP.

La asociación explica que “cuando hablamos de ecocombustibles no hablamos solo de proteger el medio ambiente, sino de proteger la industria, el desarrollo, el empleo y el crecimiento que esta promueve”. Solo las empresas asociadas de AOP generan 200.000 empleos directos, indirectos e inducidos. Las asociaciones de la plataforma, cuyos integrantes estuvieron presentes durante la jornada, añaden a más de 322.000 empresas que sostienen 3 millones de puestos de trabajo.

Oportunidad de crecimiento sostenible

Todas las entidades participantes en la plataforma coinciden en que la transición energética es ineludible, y debe ser sinónimo y una oportunidad de crecimiento sostenible, aunque para ello se necesita certidumbre regulatoria para que las empresas que están innovando puedan desarrollar estas opciones a gran escala.

Juan Antonio Carrillo Albornoz, presidente de AOP, destacó que la transición energética debe tener en cuenta las necesidades de toda la población y todas las empresas, pymes y autónomos, o si no, no se podrá hablar de una transición eficiente, justa e inclusiva.

Como apuntó el director general de AOP, Andreu Puñet, durante su discurso de bienvenida, la misión de los ecocombustibles no es cerrar las puertas a otras tecnologías, sino contribuir a que los objetivos de reducción de emisiones puedan cumplirse eficaz y eficientemente, y por esto son complementarios a la vez que imprescindibles,

ya que hay sectores para los que no hay otras opciones factibles a día de hoy.

Algunos de esos sectores protagonizaron la mesa redonda de la jornada que moderó Inés Bargueño, directora de EY Parthenon. Javier Gándara, presidente de ALA; Elena Seco, directora general de ANAVE; José Carlos Caballero, director técnico de ASAJA; Jorge de Benito, presidente de CEEES y Rafael Barbadillo, presidente de CONFEBUS, coincidieron en que la neutralidad tecnológica tiene que ser la base de la transición energética. Barbadillo resaltó que la descarbonización de su sector solo será posible con todas las tecnologías, pues a día de hoy, si se electrificara por ejemplo toda la flota de los autobuses urbanos de Madrid, “fundiríamos los plomos de la ciudad”.

Los ecocombustibles para la aviación y el transporte marítimo son, por el momento, la única opción para comenzar un proceso de descarbonización. En primer lugar, no requieren una renovación de la flota, lo que desahoga al sector de una gran inversión inicial en un momento de recuperación económica. Su implantación progresiva reduce emisiones de GEI de manera inmediata.

Elena Seco expuso que el 90 por 100 del comercio mundial se desarrolla por vía marítima, y que la descarbonización del sector va a requerir “una ingente cantidad de energía renovable” para producir el combustible que propulse los buques y barcos. Este tipo de transporte presenta, además, una dificultad añadida: el tiempo que transcurre la flota en alta mar sin repostar. Y aunque se están produciendo avances para aprovechar la energía eólica, no es suficiente. Sin embargo, mientras otras tecnologías se desarrollan, los ecocombustibles permitirían reducir las emisiones de forma inmediata.

Lo mismo ocurre con la aviación, como explicó Javier Gándara, que añadió el reto de reducir la diferencia de precio entre el queroseno tradicional y el combustible sostenible para aviación (SAF por sus siglas en inglés). Este punto es especialmente importante porque es lo que va a permitir que el trans-

porte aéreo siga siendo asequible para la ciudadanía.

José Carlos Caballero puso sobre la mesa el papel que pueden desempeñar los ecocombustibles en la gestión de la biomasa. Usarla como materia prima solucionaría el problema que ha arrastrado su mala gestión derivada de la nula rentabilidad que genera. Que se destine a la fabricación de combustibles en un circuito de economía circular va a tener un impacto indudablemente positivo en el medio ambiente. Por otra parte, si se necesita más biomasa, esta puede fabricarse gracias a las desaladoras, haciendo un uso sostenible del agua y a partir de energía renovable que responda a las necesidades de producción de ecocombustibles.

Caballero añadió que la agricultura está al principio y al final de la cadena. Al principio como productora de biomasa y al final como consumidores de combustibles, ante lo que manifestó su preocupación por la difícil electrificación del mundo rural.

Apoyo de los empresarios de estaciones de servicio

Jorge De Benito trajo a colación la problemática a la que se enfrentan las estaciones de servicio. En un breve período de tiempo, la Instrucción Técnica Complementaria va a obligar a las estaciones a adecuar sus instalaciones para seguir vendiendo combustibles líquidos tradicionales, lo que implica grandes inversiones sin tener la seguridad de que vayan a ser viables en un futuro no muy lejano. No apostar por los ecocombustibles tendría consecuencias especialmente relevantes para la España vaciada, ya que serán esas áreas las que puedan quedarse sin abastecimiento.

Desde un punto de vista más amplio, Europa también requiere que se impulsen medidas y políticas que incorporen a los ecocombustibles en la estrategia de descarbonización de la UE. Luis Cabra hizo un recorrido sobre el paquete legislativo *Fit For 55* en el que hay medidas tanto para la promoción de electrificación renovable como para ecocombustibles y los llamados sumideros de carbono, como las tecnologías de captura y uso de CO₂. No obs-



tante, analizó que la balanza debe equilibrarse entre la ambición y el liderazgo mundial en la lucha contra el cambio climático y la neutralidad tecnológica, que, por el momento, tiene menor peso.

La reivindicación desde Europa es que se otorgue mayor espacio a los ecocombustibles, el mismo que a otras tecnologías. Luis Cabra señaló que puede que en el futuro todos tengamos un coche eléctrico, pero no hay que perder de vista la transición, y la reducción de emisiones no puede esperar a que la electrificación penetre en el 100 por 100 de los hogares y ámbitos de la sociedad, lo que otorga a los ecocombustibles un relevante papel durante muchos años también en el vehículo privado.

Además, subrayó que la industria está apostando e invirtiendo a riesgo, esperando a que haya una regulación que convierta su inversión en una actividad económica viable. Esta fue, también, una de las principales conclusiones de la mesa redonda: se necesita neutralidad tecnológica y certidumbre regulatoria, para que los productores de ecocombustibles incrementen la velocidad de producción y puedan dar respuesta a la demanda que, como pudo comprobarse, existe y es de gran calado.

Los productores y operadores de petróleo reafirmaron su compromiso hacia una transición energética que sustituya progresivamente los combustibles con huella de carbono hacia los ecocombustibles. Pero para impulsar la producción es necesario que el marco normativo ampare dicha inversión garantizando la neutralidad tecnológica. Todos partimos de la premisa de que todas las tecnologías son necesarias y se complementan, así como que un objetivo tan grande como la neutralidad climática no puede lograrse desde una sola vía.

En las siguientes páginas ofrecemos información actualizada acerca de las principales inversiones que se están llevando a cabo en las refinerías españolas, adelantando los principales proyectos previstos a corto plazo:

REPSOL

Refinería de Cartagena

• Proyecto C43: Planta de Biocombustibles Avanzados

A principios de 2023 se pondrá en marcha la nueva planta para producir 250.000 toneladas al año de biodiésel, biojet, bionafta y biopropano a partir de materias primas recicladas e hidrógeno.

El diseño de las unidades está basado en la tecnología Vegan, de la empresa Axens.

Este proyecto, con un coste estimado en torno a los 200 millones de euros, se alinea con el compromiso de Repsol de ser una compañía cero en emisiones netas en el año 2050, ya que permitirá un ahorro de 900.000 toneladas de CO₂ anuales.

Actualmente el proyecto ha obtenido todos los permisos y licencias requeridos para la construcción, tiene adjudicado la totalidad de los equipos principales, con un avance del 90 por 100 de la ingeniería de detalle y en curso los trabajos de obra civil y montaje.

• Proyecto C41 Nuevo grupo motocompresor Unidad de Platformado

Consiste en la sustitución del grupo turbocompresor de la unidad de Platformado 2 por nuevo grupo motocompresor regulado por variador hidráulico de última generación. La sustitución de la turbina de vapor a condensación y el nuevo compresor consiguen una importante mejora de eficiencia que se traduce en un ahorro neto de emisiones de 20.000 t CO₂/año. El proyecto está en fase de eje-



Rock de pantalán (1)



Rock de pantalán (2)



Entrada de poliducto a puerto (1)

Entrada de poliducto a puerto (2)

cución, dispone de un presupuesto de 15 millones de euros y tiene prevista su puesta en marcha a finales de 2022.

Refinería de Coruña

• Proyecto 1G46 / G50. Puerto Exterior. Terminal Punta Langosteira

El objeto del proyecto es realizar la descarga de los buques de crudo desde el puerto exterior Langosteira hasta la refinería. El proyecto tiene un coste final estimado de 125 millones de euros destinados a la obra marina del pantalán, la construcción del poliducto y sus instalaciones auxiliares

La obra civil marina del nuevo pantalán finalizó en diciembre de 2020. Actualmente se están realizando las pruebas hidráulicas del poliducto que une la refinería con el puerto y se está terminando de montar las instalaciones necesarias de equipamiento para la descarga del crudo en el pantalán y las requeridas en refinería.

CEPSA

La mejora de la eficiencia energética ha sido el objetivo principal de las inversiones de Cepsa en sus centros industriales de San Roque (Cádiz) y Palos de la Frontera (Huelva) en 2020. En la refinería Gibraltar-San Roque las inversiones se han destinado a las paradas realizadas a lo largo del año para mantenimiento y mejoras operativas, correspondiendo el 70 por 100 de la inversión a proyectos de eficiencia energética de las unidades, incrementado la protección ambiental de las operaciones, mientras que en la Planta Química Puente Mayorga (Cádiz) la inversión más destacada fue la del proyecto Detal, para la implantación de una innovadora tecnología, desarrollada por Cepsa y UOP (Universal Oil Products), para eliminar el ácido fluorhídrico en la fabricación de LAB, la materia prima de los biodetergentes, incrementado así la seguridad en el proceso y reduciendo drásticamente el impacto ambiental.

En línea con su objetivo de convertirse en el referente sostenible del sector, el pasado mes de diciembre Cepsa Química lanzó una nueva generación de productos respetuosos con el medio ambiente, con materias primas



Refinería de Cepsa en La Rábida

renovables y recicladas en la elaboración de sus principales productos de uso industrial. La compañía da así un paso más para afianzar su compromiso con el desarrollo sostenible y responder a los objetivos medioambientales de sus clientes. Los avances realizados en I+D de los últimos años han permitido elaborar esta nueva gama de productos, bajo las marcas NextLab y NextPhenol.

Cepsa Química ha introducido por primera vez materia prima renovable certificada para la elaboración de LAB (por las siglas en inglés, alquilbenceno lineal), componente imprescindible en la producción de los detergentes biodegradables, del que es el líder mundial. El detergente biodegradable resultante mantendrá sus propiedades y desempeño, pero incluirá por primera vez en su fórmula alquilbenceno lineal (LAB) de origen renovable.

Del mismo modo, la compañía es pionera en la fabricación del fenol a partir de materias primas renovables y recicladas, lo que permite, en este último caso, la utilización de materiales que de otra forma terminarían en un vertedero, incorporándolos de nuevo en el circuito productivo, en el más puro concepto de la economía circular. El fenol es utilizado fundamentalmente en la industria automotriz, construcción o farmacéutica entre otras.

Este hito constituye la primera pieza de todo un plan global diseñado para se-

Ángel Víctor Torres señaló que la desinstalación de la refinería “supondrá una gran oportunidad para la transformación del municipio y podrá ser un emblema para las ciudades del futuro”.

Torres añadió que el uso público del espacio que ocupa ahora la refinería permitirá a los ciudadanos disponer de “una ciudad más amable, sostenible y saludable y acometer una transición energética que puede ser modélica”.

bp

Situada en el Polígono industrial El Serrallo en el municipio El Grao de Castellón, la refinería de bp, que centra su actividad en el refino y la comercialización de los productos petrolíferos terminados, es el primer suministrador para la Comunidad Valenciana y las Islas Baleares y el mayor punto de entrada de productos derivados del petróleo en la región.

El pasado mes de enero, el presidente de la Generalitat Valenciana, Ximo Puig, y el presidente de bp España, Andrés Guevara, firmaron un acuerdo para realizar actuaciones que contribuyan a reducir las emisiones de carbono en la Comunitat Valenciana. Mediante esta alianza se pondrán en marcha medidas dirigidas a descarbonizar la movilidad pública y privada, las operaciones portuarias y aeroportuarias y la industria, con el objetivo de “aumentar las posibilidades de negocio y de transformación económica de la Comunitat Valenciana”.

Puig destacó que a través del acuerdo se promoverán oportunidades de economía circular, como la producción de combustibles basados en residuos orgánicos, y se impulsarán propuestas para descarbonizar la movilidad pública y privada, las operaciones portuarias y aeroportuarias, así como la industria.

En este sentido, también se ha referido a la descarbonización de la refinería, que se transformará en un clean energy hub mediante el impulso de la producción de hidrógeno verde, biocombustibles y energías renovables.

Desinstalación de la refinería de Santa Cruz de Tenerife

Por otra parte, el gobierno de Canarias, a través de la Consejería de Transición Ecológica, Lucha contra el Cambio Climático y Planificación Territorial, ha autorizado en febrero el inicio de los trabajos de la primera fase de retirada de unidades de la refinería de Cepsa de Santa Cruz de Tenerife.

El presidente de Canarias, Ángel Víctor Torres, y el consejero delegado de Cepsa, Maarten Wetselaar, abordaron los pormenores del proceso, que se engloba dentro de su estrategia por impulsar la sostenibilidad y la transición energética.



Por su parte, Andrés Guevara manifestó este tipo de acuerdos “además de generar importantes oportunidades de negocio, nos permiten contar con el ecosistema necesario para desarrollar hubs energéticos integrados, así como soluciones integradas de energía y movilidad para nuestros clientes que les permitan reducir sus emisiones y llevar a cabo una transición justa”.

La Comunitat Valenciana es el tercer territorio con el que bp ha establecido un acuerdo en materia de descarbonización, tal y como ha realizado con ciudades como Houston o Aberdeen.

Este acuerdo también se suma a los alcanzados recientemente entre la compañía energética y la Asociación Española de Fabricantes de Azulejos y Pavimentos Cerámicos (Ascer), así como la Asociación Nacional de Fabricantes de Fritas, Esmaltes y Colores Cerámicos (Anffecc) para impulsar proyectos de descarbonización de la industria cerámica, como el suministro de hidrógeno verde y biometano a las empresas que forman parte de estas asociaciones, de manera que se contribuya así a la sustitución del gas natural en el *clúster* cerámico.

GALP

Después de verse obligada a un cierre temporal durante el pasado año de-

bido al desplome de la demanda como consecuencia del Covid-19, la petrolera portuguesa Galp anunciaba el pasado mes de diciembre la paralización definitiva de la actividad de refino en su planta de Matosinhos, cerca de la ciudad de Oporto.

La compañía anunciaba entonces su objetivo de concentrar sus inversiones en la refinería de Sines, convirtiéndose en la única planta que opera en Portugal. El complejo industrial de



Sines cuenta con una capacidad de procesamiento de crudo de 220 kb/d. Uno de sus objetivos pasa por mejorar la eficiencia de proceso y la integración de producción de biocombustibles avanzados y otros productos con bajo contenido en carbono.

El pasado mes de febrero el consejero delegado de la compañía, Andy Brown anunció nuevas inversiones en su planta de producción de hidrógeno Sines de 100 MW, planificadas para el primer trimestre de 2023, así como un proyecto piloto de electrolizadores de 2 MW también en el complejo de Sines.

El proyecto se centrará en la refinería, con el objetivo de reemplazar la producción de hidrógeno convencional existente, considerando Brown que “la refinería es un punto de control estratégico único para el hidrógeno”.

En una segunda fase, el objetivo sería alcanzar los 600 MW “para reemplazar todo nuestro hidrógeno gris con verde”, con la posibilidad de convertir el hidrógeno renovable en amoníaco.

Brown destacó que las refinerías como la de Galp en Sines están bien posicionadas para desarrollar infraestructura de hidrógeno renovable. •

Combustibles líquidos bajos en carbono Explorando vías potenciales para contribuir a los objetivos climáticos de la Unión Europea para 2050



Con la publicación del Pacto Verde Europeo y la reciente propuesta legislativa de la Comisión Europea a fin de reforzar los objetivos relacionados con el clima para 2030, Europa ha dejado clara su ambición de liderar la reducción de gases de efecto invernadero (GEI) en todo el mundo, avanzando hacia emisiones netas GEI cero y una economía circular para 2050. El transporte, que representa alrededor de una cuarta parte del total de emisiones de GEI en Europa, es uno de los sectores que deben realizar mayores esfuerzos. En 2017, el sector del transporte por carretera representó el 73 por 100 de la demanda total de energía del transporte [1] y, en contraste con otros sectores de la economía, las emisiones medias de CO₂ de los turismos nuevos aumentaron durante el período de 2017 a 2019. [2] La transformación de la flota ligera para conseguir una movilidad menos intensiva en GEI es una de las principales prioridades de la Comisión Europea para 2030 y en adelante. Además de los objetivos relacionados con el transporte por carretera y las propuestas de nuevos actos legislativos, como las iniciativas 'ReFuelEU Aviation' y 'FuelEU Maritime', se están desarrollando múltiples iniciativas con el objetivo de incentivar el despliegue de combustibles sosteni-

bles para reemplazar los combustibles de origen fósil en estos sectores.

En este contexto y motivado por su papel como principal proveedor de combustible, el sistema de refino de la UE está explorando diferentes caminos viables y realistas para su propia transformación como una forma de contribuir a este objetivo global de ambición climática. Sin embargo, aún quedan muchas preguntas por responder y existe un alto grado de incertidumbre, por ejemplo, sobre los tipos de energía y sistemas de propulsión/motores que se utilizarán en 2050 en los diferentes segmentos del transporte, así como las implicaciones en términos de desarrollo, ritmo de implementación y los costes asociados a las diferentes soluciones potenciales para cumplir con el objetivo de cero emisiones netas de GEI.

Concawe ha publicado un nuevo informe, como parte de la serie Low Carbon Pathways / Refinery 2050 que, a través de un ejercicio de análisis de escenarios, tiene como objetivo mejorar la comprensión del potencial teórico para la producción de combustibles líquidos bajos en carbono (LCF por sus siglas en inglés) en el sistema de refino de la UE, tanto en términos de volumen y capacidad, como en el número de plantas. El informe también abarca aspectos como la potencial contribución de los LCF a la reducción de las emisiones GEI en el transporte (siguiendo un enfoque ‘del pozo a la rueda’), así como el volumen de inversiones necesario para la transformación de la industria de refino, proporcionando una indicación cuantitativa

sobre un marco temporal de referencia en el horizonte 2050.

ESCENARIOS DE DEMANDA

Observando el sector del transporte en su conjunto, Concawe ha explorado tres escenarios en el marco de la ‘alternativa de 1,5 °C’, definiendo posibles reducciones en la demanda estimada de combustibles líquidos en los sectores terrestre, aéreo y marítimo, como resultado de la implementación de medidas de eficiencia energética, así como de la penetración de alternativas tecnológicas, como la electrificación o los combustibles gaseosos en cada segmento. Considerando la sustitución progresiva de combustibles fósiles, se han definido diferentes escenarios de arranque para evaluar el potencial despliegue de tecnologías relacionadas con los combustibles líquidos bajos en carbono para cada modo de transporte en el período 2030-2050. A continuación, se exponen los escenarios de demanda de LCF para 2050:

Escenario 1. Alta demanda (en todos los modelos de transporte)

El escenario más desafiante en términos de aumento de la producción de LCF sostenibles considera que estos combustibles penetrarán primero en los segmentos ligero y pesado para conseguir combustibles para el transporte terrestre climáticamente neutrales en 2050, factor que permitiría sentar las bases del despliegue masivo de LCF destinados al transporte marítimo y aéreo a partir de 2035.

Este escenario de alta demanda LCF considera que el segmento de au-

tomóviles de pasajeros no estará completamente electrificado en 2050. La flota estará formada por una mezcla equilibrada de vehículos electrificados, vehículos propulsados por hidrógeno y motores de combustión interna, modulando una demanda de combustibles para el transporte por carretera equivalente a la propuesta en el escenario de referencia de 2050 publicado en la estrategia a largo plazo de la Comisión Europea, ‘Un planeta limpio para todos’. En este caso, la demanda de LCF aumenta a partir de hoy, reemplazando progresivamente la demanda de combustibles fósiles, hasta la total desaparición del uso de gasolina fósil/diésel en el transporte por carretera para 2050.

Escenario 2: Demanda media (vehículos de para transporte pesado, aviación y marítima)

El segundo escenario considera la creación de un mercado de LCF incentivado inicialmente por el transporte terrestre (tanto ligero como pesado) que se movería progresivamente hacia los sectores aéreo y marítimo. La diferencia de este escenario con el número 1 es que estima una mayor penetración de los vehículos híbridos eléctricos en el segmento de transporte de personas (consistente escenario 1.5TECH climáticamente neutral presentado en la estrategia europea ‘Un planeta limpio para todos’). Como consecuencia el uso de combustibles bajos en carbono en el transporte pesado por carretera, aviación y marítimo sería posible en el marco temporal de 2050 (con una progresiva reducción del consumo de combustibles líquidos para el transporte ligero en el periodo 2040-2050).

Escenario 3: Baja demanda (aviación y marítimo)

Este escenario contempla una penetración más agresiva de sistemas de propulsión alternativos en los segmentos ligero y pesado, lo que lleva al caso en el que no hay demanda de combustibles líquidos en carretera para 2050. Como consecuencia de esta menor demanda de LCF en el transporte por carretera en la primera década del período

Aviation and maritime ^a	Scenario	2030	2040	2050
Total demand (liquid fuels)	1, 2	113	108	-100
	3		108	
Low-carbon liquid fuels — total *	1, 2	3	35	67
	3		31	
Aviation	1, 2, 3	3	20	37
Maritime	1, 2	-	15	30
	3		11	30
% LCF vs total liquid fuel demand (maritime and aviation)	1, 2	3%	-32%	68%
	3		30%	

Source: Concawe, based on A Clean Planet for all and RefuelEU data

Road transport ^a	Scenario	2030	2040	2050
Total demand ^b (liquid fuels)	1	223	135	93
	2		130	40
	3		100	0
Low-carbon liquid fuels	1	31	62	93
	2		40	
	3		0	
% LCF vs total liquid fuel demand	1	14%	46%	-100%
	2		-50% ^c	
	3		7%	

Source: Concawe, based on A Clean Planet for all and RefuelEU data

(2020-2030), hay menos incentivos tanto para el mercado de LCF como para la creación de la cadena de suministro y, por lo tanto, el desarrollo y la implementación de la tecnología LCF se retrasa en comparación con los anteriores escenarios. Para 2050, todo el LCF producido se utilizaría en los sectores marítimo y de aviación. En este escenario de baja demanda, no se han considerado volúmenes adicionales de combustible de aviación sostenible (SAF) más allá de los considerados en los escenarios ReFuelEU y 1.5TECH (es decir, aproximadamente un 40 por 100 restante de queroseno fósil en 2050).

Las tablas 1 y 2 presentan las etapas para todos los sectores de transporte de acuerdo a los escenarios descritos por Concawe.

En la tabla 1, los volúmenes proceden de las obligaciones de uso de SAF

para aviación (consistentes con el escenario 1.5TECH) y del escenario H2Mar70 establecido para el sector marítimo. Sin entrar en las tecnologías específicas de producción de LCF (ni calidades/tipos ni especificaciones) que podrían usarse en 2050, la estimación actual de Concawe se basa en una distribución equilibrada de combustibles sintéticos y biocombustibles (asumiendo los mismos ahorros de emisiones GEI para cada categoría y para el transporte por carretera). En el sector de aviación la obligación de combustibles sintéticos recogida por la estrategia ReFuelEU se cumple con el uso de combustibles sintéticos.

En la tabla 2 hay que tener en cuenta las siguientes anotaciones:

– a) Modelo de evaluación interno de Concawe (composición de la flota y disponibilidad de combustible). Los datos de 2030 están basados en el pa-

norama ‘Flotas y Combustibles’ de Concawe, mientras que los datos de 2050 se alinean con las cifras recogidas en la estrategia ‘Un planeta limpio para todos’. A modo de simplificación, las estimaciones para el punto medio en 2040 se han establecido considerando una aceleración de la caída a partir de 2035, en comparación con una evolución lineal.

– b) La reducción de la demanda es consecuencia de la combinación de más medidas de eficiencia, distintos niveles de electrificación (hibridación) y penetración de vehículos alternativos o combustibles gaseosos (hidrógeno, por ejemplo).

– c) El consumo de combustibles líquidos bajos en carbono se desvía al segmento de transporte pesado debido a la penetración acelerada de turismos eléctricos híbridos (reduciendo la demanda de combustibles líquidos en este segmento).

TECNOLOGÍAS BAJAS EN CARBONO

Al objeto de entender la potencial contribución de la industria europea de refino para alcanzar las meta climática de 1,5°C atendiendo a la demanda de combustibles líquidos para el sector de transporte descrita en los tres escenarios en un contexto de descarbonización intensiva, el estudio de Concawe evalúa el desarrollo potencial de algunas de las tecnologías de reducción de emisiones GEI más prometedoras desde hoy hasta 2050, centradas en combustibles líquidos bajos en carbono y tecnologías de reducción de CO₂.

Combustibles líquidos bajos en carbono

Considerando el enfoque ‘del pozo a la rueda’ aproximadamente el 80 por 100 de las emisiones de gases de efecto invernadero se originan en la combustión de carburantes en los vehículos (esto es, las conocidas con emisiones en el tubo de escape).

La producción de LCF tiene como objetivo la sustitución del CO₂ emitido durante la combustión de carburantes de origen fósil por CO₂ biogénico/neutro en carbono neto liberado cuando se

	2030 RED II / SGAB ^c / JEC ^d WTW v5 ^[6]	2050 Concawe ³
Food-crop biofuels (conventional, i.e. first generation (1G)) ^a	65%	70%
Advanced biofuels/ non-food-crop	75%	85%
e-fuels ^b	-95%	

utilizan biocombustibles sostenibles y/o combustibles sintéticos.

Para ilustrar la importancia de reemplazar combustibles de origen fósil por ambas alternativas es importante mencionar que en el caso de biocarburantes avanzados el volumen de CO₂ emitido cuando se queman en el motor es equivalente al que se origina en el residuo agrícola (por ejemplo, el CO₂ capturado de la atmósfera durante sus fases de crecimiento). Para combustibles sintéticos producidos utilizando tecnologías de captura, uso y almacenamiento (CCUS por sus siglas en inglés), el CO₂ se captura directamente y se convierte en carburante con las mismas características que los carburantes convencionales. Cuando se queman, estos combustibles sintéticos emiten una cantidad de CO₂ equivalente a la capturada inicialmente, cerrándose el ciclo de un potencial impacto neto cero siempre que se utilicen fuentes de energía renovables en su producción.

En esta evaluación, el concepto de combustibles líquidos bajos en carbono incluye como ejemplos seleccionados, biocombustibles basados en cultivos alimentarios sostenibles, biomasa (y residuos)-a-líquidos (BTL), hidrogenación de residuos de aceites/residuos vegetales procedentes de cultivos no alimentarios y tecnologías de producción de combustibles sintéticos (también conocidos como e-combustibles) que utilizan CO₂ biogénico o reciclado procedente de instalaciones industriales; es también posible considerar el potencial de la captura directa de aire, ya que posible acceder a esa tecnología con costes cada vez más competitivos.

Los ahorros de emisiones GEI que se muestran en la Tabla 3 se derivan de los umbrales de ahorro de GEI (valores mínimos) recogidos en la Directiva de Energía Renovable de la UE (RED II) y se consideraron en la evaluación de los diferentes tipos de LCF seleccionados.

En la tabla 3 hay que considerar que:

– a) En caso de no existir legislación aprobada mas allá de 2030 en esta evaluación se ha aplicado (y mantenido constante) un tope del 7 por 100 para biocombustibles procedentes de cultivos alimentarios (porcentaje sobre la energía total), limitándose progresivamente este tipo de LCF hasta 2050 dado que se reduce la demanda energética para el transporte.

– b) Se utiliza energía en la fase de producción.

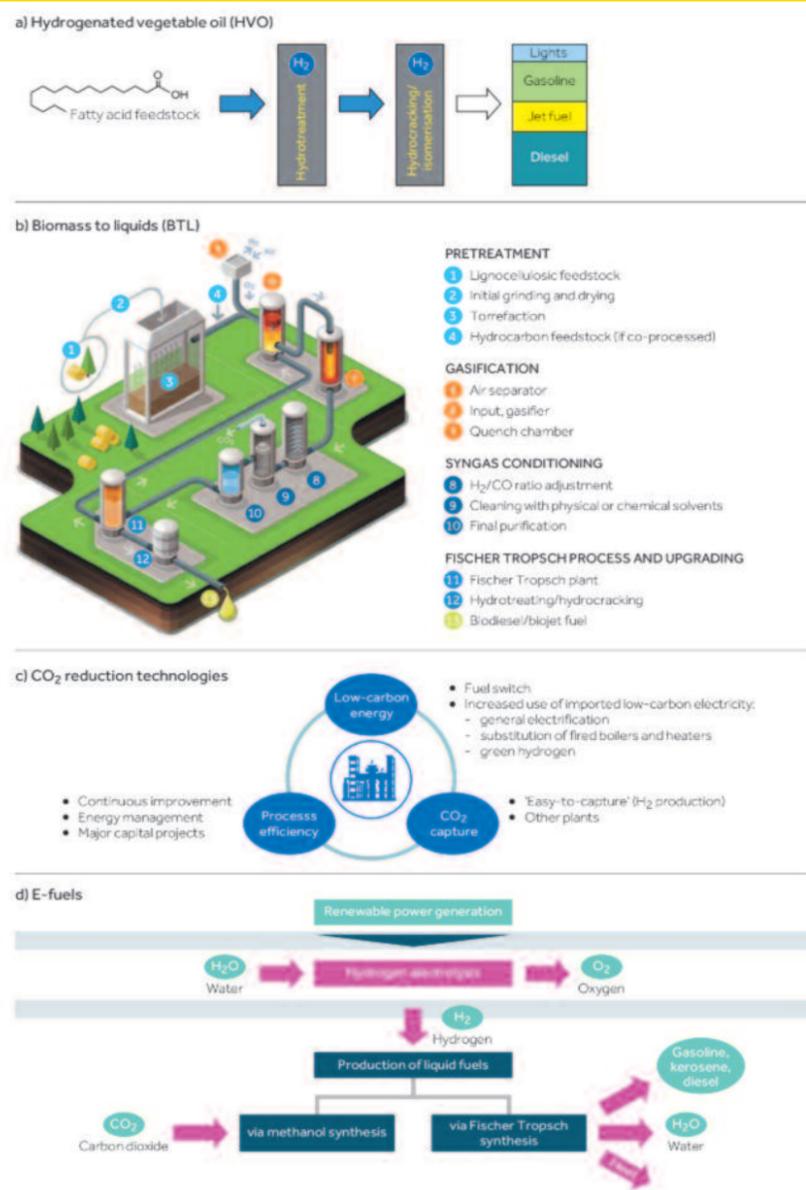
– c) SGAB–subgrupo sobre Biocombustibles Avanzados, Foro de la Comisión Europea para Transporte sostenible.

– d) JEC–Consortio del Centro de Investigación Conjunta de la Comisión Europea (JRC), EUCAR y CONCAWE.

TECNOLOGÍAS DE REDUCCIÓN DE CO₂

Integrar otras tecnologías de reducción de CO₂ como captura y almacenamiento de carbono (CCS) e hidrógeno verde en el sector de refino podría contribuir a la reducción de la huella de carbono de los combustibles producidos hoy (en su mayoría de origen fósil) y seguir avanzando, ya que ambos presentan claras sinergias con la producción de combustibles líquidos bajos en carbono. El hidrógeno verde y la techno-

Figura 1, Ejemplos de tecnologías bajas en carbono analizadas en el informe Concawe



logía CCS son facilitadores clave de los objetivos climáticos para 2050: el hidrógeno verde es una de las principales materias primas para fabricar combustibles sintéticos y su uso podría maximizar la conversión de biomasa en combustibles avanzados con bajas emisiones en un marco de progresiva descarbonización. Es más, aplicando la tecnología CCS a ciertos procesos de producción de biocombustible, es posible capturar y almacenar el CO₂ biogénico en el subsuelo, un proceso re-

conocido como una fórmula para eliminar el CO₂ de la atmósfera a fin de generar las llamadas 'emisiones negativas' (como por ejemplo en el caso de procesos producción de bioenergía con CCS (BECCS)).

La figura 1 muestra la gama de tecnologías bajas en carbono que analiza el informe de Concawe.

El informe de Concawe presenta una evaluación cuantitativa de la posible evolución viable, aunque ambiciosa, de estas tecnologías hasta 2050 basada

en el actual estado de desarrollo de cada una de las tecnologías, desde plantas piloto hasta instalaciones comerciales en operación para abastecer a la demanda descrita en los tres escenarios y ofrecer respuestas a las siguientes cuestiones:

– ¿Cuántas instalaciones de las mencionadas tecnologías y cuando serán necesarias para reemplazar progresivamente los combustibles de origen fósil en los sectores de transporte terrestre, marítimo y aéreo (con el objetivo último en todos los casos de conseguir un nivel similar de reducción de emisiones de CO₂ compatible con la ambición de 1,5° C propuesta para 2050 por la Comisión Europea)?

– ¿Cuál será el coste de la transición energética para la industria?

Para cada uno de los escenarios se presentan estimaciones sobre los niveles de inversión necesarios para el desarrollo e implementación de cada una de las tecnologías.

Dado que las tecnologías aún deben desarrollarse y desplegarse a escala industrial, las hipótesis de desarrollo se derivan de los actuales niveles de madurez de la tecnología (TRL por sus siglas en inglés) para BTL y combustibles sintéticos (suponiendo que las primeras plantas comiencen a operar a mediados de la década de 2020, según los anuncios y tendencias observadas actualmente) y se basan en la información actualmente disponible.

Se espera que los programas de la Unión Europea, como el nuevo Fondo de Innovación, impulsen el desarrollo y las inversiones en las tecnologías de descarbonización descritas, reduciendo los costes de producción en los próximos años. A efectos de simplificación, no se han considerado ni la potencial reducción de las inversiones derivada del desarrollo e implementación de las tecnologías, ni otros costes de operación importantes (como por ejemplo, materias primas).

La Tabla 4 recoge detalles de supuesto de capacidad e inversiones necesarias para la construcción de nuevas plantas hasta 2050.

Tabla 4. Supuestos de capacidad e inversiones necesarias para la construcción de nuevas plantas (ver notas)

Basis (per plant)	Capacity — industrial scale ^b	CAPEX (M€)	CAPEX intensity (M€/ktoe/year)
New-build HVO plant	0.5 Mtoe/year	275	0.55
BTL plants ^c (lignocellulosic)	0.15 Mtoe/year	610–900	4.0–6.0
e-fuels	0.2 Mtoe/year	400–650 ^d	2.0–3.3
Clean H ₂ (e.g. electrolyser) ^e	0.3 Mt CO ₂ /year	~150	-
CCS ^e	1.0 Mt CO ₂ /year	~500	-

Comentarios a la tabla 4

– a) Debido al límite en el uso de biocombustibles basados en cultivos alimentarios y en el uso de aceite de cocina usado y grasa animal, no se prevén inversiones en capacidad adicional hasta 2050, incrementándose la existente cuando sea necesario.

– b) Sin plantas comerciales, la futura capacidad de unidades industriales es incierta. Factores como la disponibilidad y accesibilidad a recursos locales de forma sostenible, así como la adopción de modelos descentralizados versus modelos centralizados (con o sin integración/colocalización en las refinerías) pueden tener un fuerte impacto en las economías de escala.

– c) Se ha elegido la tecnología BTL basada en la tecnología Fischer-Tropsch ya desarrollada a mayor escala comercial en procesos gas-a-líquidos (GTL) como ejemplo del potencial de tecnologías para pro-

cesar materias primas lignocelulósicas u otros residuos similares.

Otras tecnologías en desarrollo como pirólisis o procesos de licuefacción térmica requieren menores inversiones (~50 por 100) y se podrían implementar a la vez que la solución BTL (por razones de simplificación, no se han incluido estas tecnologías en este análisis debido a su bajo grado de madurez tecnológica). También podrían considerarse plantas de mayor capacidad para optimizar la inversión, pero pueden ser limitadas debido a la gran cantidad de biomasa que precisan. Para el propósito de esta valoración y debido a la incertidumbre existente en torno a estos supuestos, se ha optado por un enfoque más conservador (por ejemplo, en cuanto a capacidad de las plantas y CAPEX), con impacto en un mayor número de plantas y necesidades de inversión en 2050.

– d) En el caso del tamaño de las futuras plantas de combustibles sintéticos

(conectadas en red) se podría considerar que la construcción de algunas unidades de mayor tamaño integradas en las refinerías como parte de un hub industrial se beneficiarían de reducciones adicionales en las necesidades de inversión. Como estimación inicial, esta evaluación se basa en unidades de menor tamaño conectadas a la red y con suministro eléctrico de origen renovable realizado a través de acuerdos de compra u otros mecanismos de certificación (no se han incluido las inversiones necesarias para la instalación de capacidad eléctrica renovable y los gastos de consumo eléctrico se consideran como costes operativos).

e) El resumen de cálculos se basa en Concawe, 2019b.

RESULTADOS

Se han explorado diferentes rutas teóricas y sus calendarios asociados para cubrir la demanda de combustibles líquidos bajos en carbono estimada para 2050, en base a los supuestos descritos y considerando el grado de madurez tecnológica de las diferentes tecnologías y materias primas, así como el tiempo necesario para el desarrollo, construcción y puesta en marcha de nuevas plantas.

Los tres escenarios de Concawe en el marco de la 'Alternativa 1,5° C' se recogen en la tabla 5 en la que se representan ejemplos de la hipotética trayectoria de la contribución de la industria europea de refino en los objetivos climáticos de la Unión Europea para 2050.

Figura 2. Construcción de nuevas plantas y calendario de desarrollo comercial masivo (Seleccionado el Escenario 1 como ejemplo ilustrativo)

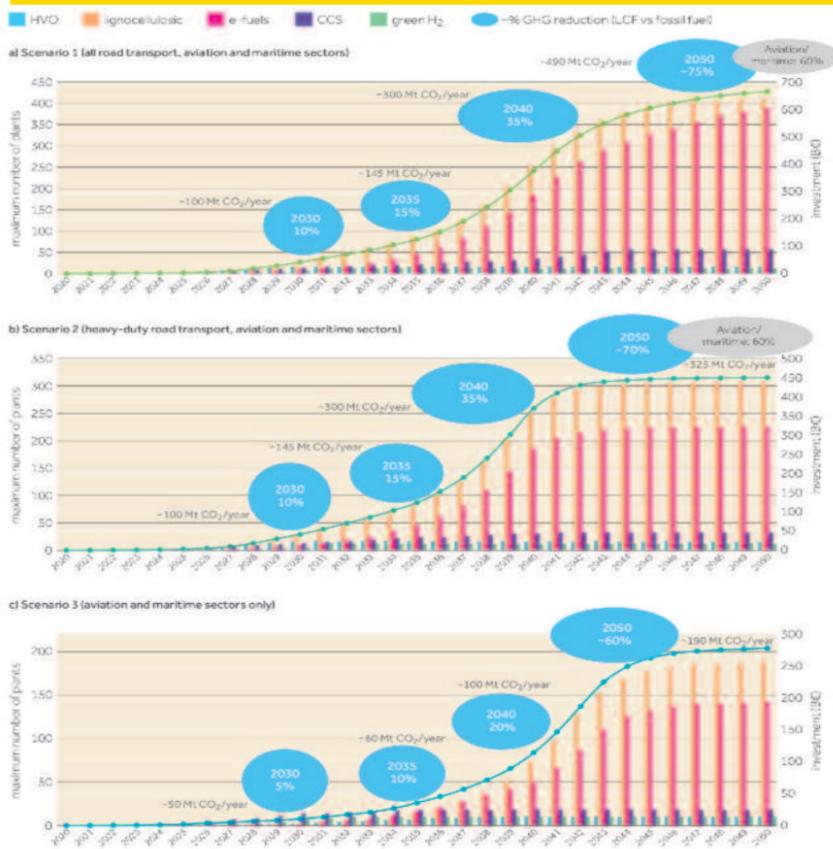


Tabla 5. Resumen de los tres escenarios para combustibles líquidos bajos en carbono analizados en el informe Concawe

	Year/period	Scenario 1 High demand	Scenario 2 Medium demand	Scenario 3 Low demand
Sector in which LCFs are used		All transport	Heavy-duty, aviation and maritime	Aviation and maritime
Total volume of LCF (Mtoe)		~ 160	~ 110	~ 70
Total new plants (bio + e-fuels)	2035:	~ 150	~ 150	~ 35
	2050:	~820	~550	~340
GHG reduction (Mt CO ₂ /year) / GHG reduction in transport, LCF vs fossil reference (%)	2030:	100 / 10%	100 / 10%	50 / 5%
	2040:	300 / 35%	300 / 35%	100 / 20%
	2050:	490 / 75%	325 / 70%	190 / 60%
Total investment range — cumulative (billion €)		~ 450-670	~ 300-450	~190-280
Rate of investment (billion €/year)	2020-2030:	~5	~5	~1
	2030-2040:	~35	~35	~10
	2040-2050:	~30	~10	~15

Nota: La demanda de combustibles líquidos varía dependiendo de cada escenario, por eso el porcentaje de reducción se refiere a cada base individual.

Figura 3. Evolución de nuevas planta e inversiones y potenciales ahorros de emisiones GEI ‘del pozo a la rueda’ (versus 100 por 100 de combustibles de origen fósil) 2020-2050



La figura 3 se basa en los datos recogidos en la tabla 5 e ilustra gráficamente los tres escenarios. Téngase en cuenta que el texto en color gris indica los ahorros de emisiones GEI ‘del pozo a la rueda’ en Mtep/año, mientras que las cifras de los óvalos azules indican el porcentaje de reducción de emisiones GEI comparado con una base 100 por 100 fósil.

La figura 3a (Escenario 1) ilustra el nivel de inversiones, nuevas plantas de biocombustibles y combustibles sintéticos y niveles adicionales de reducción de CO₂ que se pueden conseguir integrando los sectores de transporte terrestre, marítimo y aéreo, en un enfoque holístico.

La figura 3b (Escenario 2) contempla la introducción de los combustibles líquidos bajos en carbono únicamente en los sectores de transporte pesado por carretera, marítimo y aviación. El desarrollo masivo de las distintas tecnologías es más lento como consecuencia de un mercado más reducido.

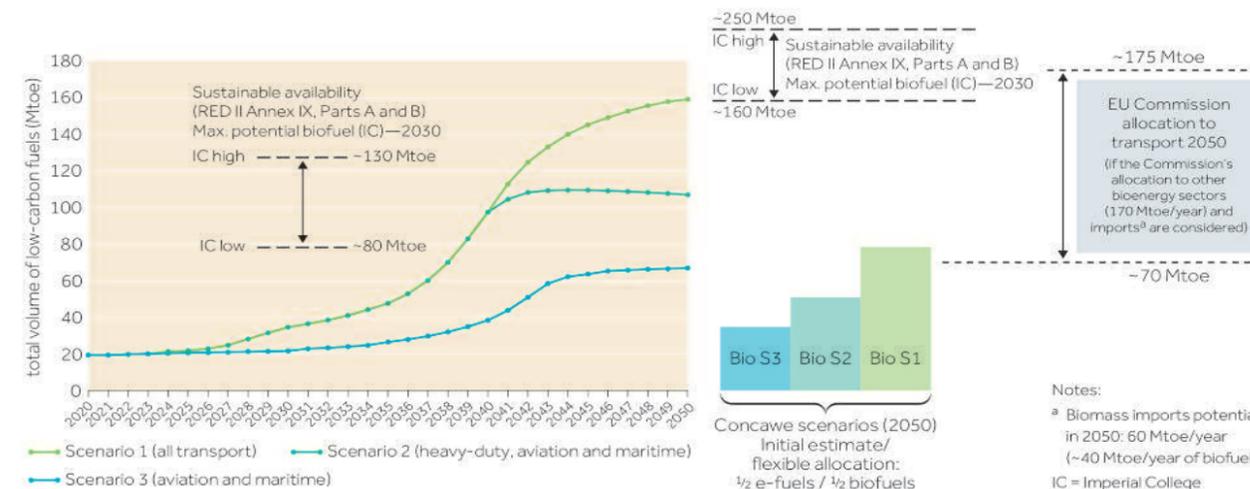
La figura 3c (Escenario 3) contempla la introducción de los combustibles líquidos bajos en carbono en los sectores marítimo y aviación. La implementación masiva de tecnologías es más lenta que la descrita en los escenarios 1 y 2.

CONSIDERACIONES SOBRE LA DISPONIBILIDAD DE MATERIA PRIMAS

Como complemento a este estudio, un informe publicado recientemente por el Imperial College London permite realizar una comparativa entre la demanda de combustibles líquidos bajos en carbono (evaluados en los tres escenarios descritos anteriormente) y la disponibilidad potencial de materias primas para el sector de bioenergía destinada al transporte.

Centrado en los residuos agrícolas y forestales y materiales de biorresiduos que podrían ser utilizados como materia prima para la producción de biocombustibles avanzados, según la lista de materias primas recogida en RED II Anexo IX Partes A y B, el estudio del Imperial College explora escenarios bajos, medios y altos, asumiendo una mayor disponibilidad derivada de acciones de investigación e innovación, así como una mayor movilización gracias a nuevas mejoras introducidas en las prácticas de cultivo y gestión forestal.

Figura 4. Escenarios de demanda total de combustibles bajos en carbono (biocombustible y combustible sintético)



La comparación entre la disponibilidad potencial de materias primas (y su conversión a biocarburantes avanzados) y las necesidades potenciales de producción de combustibles bajos en carbono (la parte de biocombustible) muestra las siguientes conclusiones:

Los escenarios de alto consumo de biomasa del estudio del Imperial College estiman que existe suficiente biomasa para producir biocombustibles avanzados destinados a cubrir todas las trayectorias de demanda presentadas entre 2030 y 2050, incluso si existe alta asignación de biomasa a sectores no relacionados con el transporte (especialmente al sector eléctrico), tal y como se considera en el estudio ‘Un planeta limpio para todos’.

Teniendo en cuenta la disponibilidad total de biomasa para bioenergía y un índice máximo de conversión, la disponibilidad potencial máxima destinada a la producción de biocombustibles avanzados es notablemente superior a la demanda total de biocombustibles prevista por Concawe en 2030 y 2050 (entre 70 y 75 Mtep/año de biocombustibles avanzados antes de 2050, como un enfoque conservador teniendo en cuenta la asignación antes mencionada a sectores no relacionadas con el transporte que recoge el informe ‘Un planeta limpio para todos’, así como los niveles de importación estimados a partir de estadísticas recientes y otras fuentes relevantes).

La conclusión general es que existe suficiente biomasa para cumplir los tres escenarios descritos por Concawe en 2030 y 2050. No obstante, existe una advertencia en torno al Escenario 1 (alta demanda) si se considera el escenario de

baja disponibilidad de biomasa en el marco temporal de 2050. En este caso, para satisfacer la demanda total estimada de combustibles líquidos bajos en carbono habría que realizar un pequeño ajuste en la producción de combustibles sintéticos de aproximadamente 10 Mtep/año frente a la distribución equitativa prevista con biocombustibles avanzados.

(texto original Concawe Review, Volumen 30, número 2, enero 2022)

También es importante destacar que el potencial de biomasa disponible considerado en este estudio está basado en un supuesto conservador según lo define el Imperial College. Es más, en los anteriores cálculos no se ha tenido en cuenta el potencial de los biocarburantes a base de algas ni otras materias primas de biomasa sostenible que no están registrados en RED II Anexo IX; si se incluyeran estas materias primas incluso se conseguiría más flexibilidad y mayores niveles de disponibilidad que los previstos en el estudio realizado por el Imperial College.

Es importante resaltar que el análisis descrito en este artículo debe ser considerado como una evaluación teórica del potencial de distintas trayectorias que podría recorrer la industria para contribuir a los objetivos climáticos de la Unión Europea. Asimismo, por simplificación, se ha tenido en cuenta un número limitado de materias primas bajas en carbono y se han seleccionado soluciones con distintos niveles de madurez tecnológica.

Este artículo no está, por lo tanto, destinado a proporcionar una hoja de ruta para la industria. Asimismo, es posible considerar diferentes trayectorias en función del marco de condiciones, de la situación específica de cada país y del éxito en el desarrollo e implementación de las diferentes tecnologías analizadas y de sus respectivas cadenas de valor.

La evaluación es un ejemplo del potencial que ofrece la aceleración de distintas opciones para contribuir a alcanzar neutralidad climática en el transporte para 2050.

Referencias

1. EEA (2017). ‘Indicator assessment: Final energy consumption in Europe by mode of transport’. Figure 2: Growth in energy consumption in transport.
2. EEA (2021). ‘Indicator assessment: CO₂ performance of new passenger cars in Europe’ (website).
3. Concawe (2021). ‘Transition towards Low Carbon Fuels by 2050: Scenario analysis for the European refining sector’. Concawe report 7/21.
4. European Commission (2018). A Clean Planet for all. A European strategic long-term vision for a prosperous, modern competitive and climate neutral economy’.
5. Concawe (2021). ‘Concawe’s Transport and Fuel Outlook towards EU 2030 Climate Targets’. Concawe report 2/21.
6. Prussi, M., Yugo, M., De Prada, L., Padella, M. and Edwards, R. (2020). JEC Well-to-Wheels report v5. EUR 30284 EN, Publications Office of the European Union, Luxembourg. ISBN 978-92-76-20109-0, doi:10.2760/100379, JRC121213.
7. Concawe (2019a). ‘Refinery 2050: Conceptual Assessment. Exploring opportunities and challenges for the EU refining industry to transition towards a low-CO₂ intensive economy’. Concawe Report 9/19.
8. Concawe (2019b). CO₂ reduction technologies. Opportunities within the EU refining system (2030/2050). Qualitative & Quantitative assessment for the production of conventional fossil fuels (Scope 1 & 2). Concawe Report 8/19.
9. Imperial College London Consultants (2021). ‘Sustainable biomass availability in the EU, to 2050’. •

Las prácticas y la tecnología de medición reducen el impacto ambiental de la producción de combustibles limpios

MEHA JHA
Gerente de marketing de refino para el negocio de soluciones de medición

JULIE VALENTINE
Directora de refino global para el negocio de soluciones de medición Emerson

Amidada que las refinerías adoptan materias primas de base biológica para expandir la producción de combustibles limpios es importante que el diseño de la planta y la tecnología de producción contribuyan a reducir el consumo de energía y las emisiones. En este artículo Julie Valentine y Meha Jha, de Emerson, examinan cómo las soluciones de automatización pueden ayudar a mejorar el rendimiento y el impacto ambiental de la producción de biocombustibles.

Todas las empresas están buscando formas de mejorar la sostenibilidad ambiental en todas sus operaciones. Para las refinerías esto a menudo incluye una inversión en el procesamiento de materias primas de base biológica. Otras organizaciones, como las empresas agrícolas, también están valorando la posibilidad de construir plantas de procesamiento de biocombustibles de base biológica. Esto requiere un gasto de capital significativo y, para garantizar un retorno de la inversión, las plantas y equipos deben ofrecer ciclos de vida largos e incorporar tecnologías que maximicen la eficiencia energética, la seguridad, la fiabilidad y la rentabilidad.

La variabilidad en el coste y disponibilidad de las materias primas de base biológica en el futuro significa que las plantas deben diseñarse teniendo en



Sistemas de monitorización continua de emisiones CEMS

cuenta la flexibilidad, con la capacidad de procesar una amplia variedad de materias primas. Al mismo tiempo, muchos productores buscan mejorar continuamente su indicador de intensidad de carbono (IIC), utilizado para determinar cuántos créditos recibirá un productor.

El IIC se calcula midiendo todas las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas con la producción, distribución y consumo de combustibles verdes. El IIC se puede mejorar mediante la selección de materias primas, pero también mediante la transformación digital de las operaciones, utilizando tecnologías avanzadas de medición y control para reducir las emisiones y el consumo de energía al convertir la materia prima en combus-

tible. Estas tecnologías se pueden aplicar en diferentes áreas de la producción de combustibles limpios para mejorar la rentabilidad y la sostenibilidad.

Ya es posible implementar una amplia gama de tecnologías digitales en las plantas de combustibles renovables para lograr estos objetivos. Ejemplos típicos se pueden encontrar en las áreas de transferencia de custodia, balance de masa, gestión de energía y emisiones. Otros ejemplos incluyen la sensorización generalizada y las tecnologías inalámbricas utilizadas para monitorear activos críticos, y también las mejoras tecnológicas para los sistemas instrumentados de seguridad y la monitorización de la corrosión.

Transferencia de custodia

Las operaciones de transferencia de custodia son obviamente críticas para la operación general de la planta, ya que requieren una medición precisa de las materias primas y los productos salientes. La transformación digital de estos procesos puede aportar una serie de beneficios. En primer lugar, los diagnósticos avanzados dentro de los dispositivos de medición inteligentes pueden verificar la calibración del sensor y el rendimiento de la electrónica, e incluso pueden proporcionar diagnósticos para el proceso, como cuando hay un flujo de dos fases. La verificación de la calibración en línea, junto con la generación de informes de las pruebas de diagnóstico, ha sido aprobada por varias agencias reguladoras como un método aceptable para cumplir y mantener los

« Ya es posible implementar una amplia gama de tecnologías digitales en las plantas de combustibles renovables para mejorar rentabilidad y sostenibilidad »



Sistema de carga de camiones

requisitos de precisión y calibración en los informes.

Otra forma de transformar digitalmente las operaciones de transferencia de custodia es mediante el uso de paneles de control de acceso remoto que muestran la salud de la instrumentación. El *software* de conciliación de datos se puede utilizar para marcar datos faltantes o inexactos, respaldar el análisis de la causa raíz y determinar la acción correctiva.

Balance de masa e índice de intensidad de carbono

Se requieren mediciones precisas del consumo de hidrógeno, gas natural, insumos químicos y servicios auxiliares, así como de los rendimientos de productos y subproductos. Estas mediciones se utilizan para la cuantificación del rendimiento, los cálculos de índice de intensidad de carbono y la presentación de informes para recibir créditos de carbono. Un buen balance de masa es vital para procesos complejos de la planta; lograr ese equilibrio requiere una medición precisa y fiable. Las propiedades de la materia prima pueden diferir significativamente, con una variación de gravedad específica de hasta el 10 por 100 y una viscosidad diez veces mayor. Las variaciones de la propie-

dad del fluido pueden afectar la precisión de las tecnologías de medición de caudal basadas en volumen e impactar el balance de masa de la unidad, el control del reactor y los planes de producción. Los medidores de caudal másico Coriolis ofrecen la flexibilidad necesaria para medir múltiples materias primas en diferentes condiciones de proceso sin necesidad de recalibración o compensación de temperatura y presión. Si la materia prima cambiara de sebo de carne de res a aceite de maíz o aceite de soja, no tendría ningún impacto en la precisión de la medición.

podrían ser diferentes de los utilizados por un operador. Estos pueden ayudar a identificar problemas e ineficiencias, permitiendo acciones específicas y ajustes de procesos. Por ejemplo, se establecerán objetivos dinámicos para el consumo de energía, donde se tendrá en cuenta la disponibilidad del equipo, los diversos modos de funcionamiento o incluso los eventos especiales, como una puesta en marcha. También se pueden incluir diferentes escenarios de procesamiento para cubrir los cambios de materia prima, que pueden ser frecuentes en algunas plantas de diésel verde. La mejor identificación del rendimiento y la modelización de la línea de base se realizarían para cada escenario.

Gestión de emisiones

La solución tradicional al desafío de la monitorización ambiental para el cumplimiento ha sido el uso de sistemas de monitorización continua de emisiones (CEMS, por sus siglas en inglés) basados en *hardware*. Estos sistemas siguen siendo importantes, pero pueden mejorarse mediante sistemas predictivos de monitorización de emisiones (PEMS), que se pueden usar para respaldar o incluso reemplazar los CEMS, dependiendo de las regulaciones locales. Los PEMS son sistemas de adquisición de datos basados en *software* para la monitorización en continuo de las emisiones por medio de datos de procesos de planta. La monitorización predictiva puede ser teórica o empírica. En la monitorización basada en la teoría, los niveles de emisión de contaminantes se calculan utilizando principios básicos. Alternativamente, las características del proceso pueden modelarse utilizando datos históricos de monitorización de emisiones.

Mediante el análisis de datos históricos de emisiones y datos de proceso seleccionados (por ejemplo, carga, composición del combustible, caudal, presión y temperatura) se puede generar un modelo. En este entorno de modelización, las herramientas gráficas permiten a los usuarios administrar conjuntos de datos históricos, clasificar, encon-

trar patrones y transformarlos en modelos predictivos o información de procesos. Los datos de proceso en tiempo real se pueden incorporar al modelo para predecir las emisiones futuras.

Sensorización generalizada

Aumentar la fiabilidad y el rendimiento de los activos esenciales puede contribuir a un aumento general en el rendimiento y la eficiencia de la planta. La sensorización generalizada admite la monitorización de los activos de la planta, como bombas, compresores, intercambiadores de calor y trampas de vapor utilizando una amplia gama de tecnología de sensores cableados, inalámbricos y no intrusivos. Estos sensores (monitorización de vibración, temperatura, presión, caudal, corrosión / erosión) son fáciles de instalar e implementar y se pueden usar con paquetes de análisis para permitir la monitorización de activos esenciales, una identificación más rápida de problemas, una mejor programación de mantenimiento, un incremento de la disponibilidad y rendimiento del equipo. La información sobre la salud de los activos producida puede ponerse a disposición de las partes interesadas relevantes a través de tabletas, teléfonos inteligentes y enviarse al historial de la planta y a los sistemas a nivel empresarial.

Estas aplicaciones proporcionan soluciones conocidas para problemas conocidos. Adecuadas para una amplia gama de activos, las aplicaciones se pueden implementar localmente o en la nube. Debido a que se ha desarrollado una plantilla estándar para cada aplicación esto proporciona una solución muy rentable para monitorizar activos esenciales. Una de las aplicaciones más importantes es para la monitorización de intercambiadores de calor. Con el foco en la reducción de CO₂ en todas las plantas, la eficiencia de los intercambiadores de calor para reducir el servicio en los equipos de combustión es crítica. Muy pocos intercambiadores de calor tienen suficientes sensores para monitorizar con precisión la eficiencia. Las tecnolo-

« Las tecnologías de sensorización generalizadas permiten la monitorización a un costo mucho menor »

gías de sensorización generalizadas permiten la monitorización a un costo mucho menor.

Integridad de las tuberías y los recipientes

Para las refinerías existentes la reutilización de hidrotatadores para la producción de diésel verde a menudo puede requerir una actualización metalúrgica para mitigar las preocupaciones de corrosión al procesar materias primas con un alto contenido de ácidos grasos libres. Además, las reacciones de conversión en unidades de diésel verde producen más agua y CO₂ en comparación con las unidades de refinación tradicionales. Esto resulta en una posible corrosión por ácido carbónico aguas abajo del reactor. Si bien las actualizaciones metalúrgicas son el primer paso para minimizar la corrosión, se recomienda un paso secundario de implementación de monitorización de corrosión en línea para comprender los posibles impactos en el proceso y la integridad de los activos, especialmente a medida que los productores diversifican la materia prima.

Los sensores inalámbricos de monitorización de corrosión basados en ultrasonidos, combinados con *software* de análisis, permiten la monitorización de corrosión en tiempo real. Estos sensores de abrazadera no intrusivos miden el grosor de la pared de la tubería y proporcionan una solución fácil y rentable para implementar la monitorización de la corrosión, sin necesidad de detener el proceso. El *software* se utiliza para analizar los datos del sensor de corrosión. Mientras que los mapas de calor de pérdida de metal permiten una correlación visual entre las altas tasas de corrosión y los cambios en el proceso, como un cambio de materia prima.

Conclusión

Existen numerosas formas en que se pueden utilizar aplicaciones avanzadas de medición, sensores inteligentes y *software* de análisis para mejorar el funcionamiento de una planta de procesamiento de combustible limpio. Al diseñar una nueva planta u optimizar las operaciones de una instalación existente, se debe considerar la utilización de las últimas tecnologías para garantizar una producción sostenible.

Bio de las autoras

Meha Jha es gerente de marketing de refino para el negocio de soluciones de medición de Emerson. Desde que se unió a Emerson, fue seleccionada para el Programa de Liderazgo de Emerson, donde amplió su experiencia en refinación trabajando en proyectos relacionados con el balance de masas y utilizando soluciones de medición para mejorar la eficiencia energética y la seguridad. Meha obtuvo una licenciatura en ingeniería química de la Universidad de Auburn.

Julie Valentine es la directora de refino global para el negocio de soluciones de medición de Emerson. Julie es autora de numerosos artículos técnicos sobre diversas aplicaciones de la tecnología de caudal en la industria de la refinación y es coinventora de dos patentes estadounidenses. Es miembro de varios comités de trabajo para el grupo de instrumentación y control del programa de Estándares de Refinación y Equipos de API. Julie tiene una licenciatura en ingeniería química y de refinación de petróleo de la Escuela de Minas de Colorado. •

La industria advierte de que la prohibición del motor de combustión provocará pérdida de empleo y exclusión social

Ante la propuesta de la Comisión Europea del “Reglamento de estándares de eficiencia de vehículos ligeros”, incluida en el paquete legislativo *Fit For 55*, quince asociaciones advierten de las consecuencias sociales y económicas que tendrá prohibir el motor de combustión, como la pérdida de empleo o la restricción del derecho a la movilidad, que afectará en especial a las rentas más bajas y los colectivos más vulnerables.

La propuesta de la Comisión Europea contempla el objetivo de reducir el 100 por 100 de emisiones de CO₂ de turismos y furgonetas para 2035, lo que, *de facto*, supone una prohibición de las ventas de vehículos con motor de combustión interna.

Ante esta situación, diferentes asociaciones, representantes de distintas industrias vinculadas al transporte y la movilidad han querido reivindicar su compromiso con la descarbonización de la economía, la reducción de emisiones en el transporte y la lucha contra el cambio climático, pero han demandado la necesidad de una transición energética más accesible, justa e inclusiva.

De esta forma, las quince asociaciones han trasladado su posición al Gobierno, remitiendo una carta y un manifiesto a los ministerios de transición energética, política industrial, trabajo y economía social, hacienda y función pública, política territorial, derechos sociales, ciencia y presidencia del Gobierno.

Las asociaciones firmantes (ACE, Aevercar, AOP, APPA Biocarburantes, ASTIC, ATliq, Bio-e, CEEES, CETM, Codigasoil, CONFEBUS, EWABA, FEDEPORT, SERNAUTO y UPI) advierten de las consecuencias sociales y económicas que tendrá esta medida. Por un lado, exponen que las restricciones



« Asociaciones de automoción, estaciones de servicio, transporte y distribución de carburantes advierten de que la exclusión de tecnologías para descarbonizar el transporte hará ineficiente e incompleta la transición energética »

contempladas para descarbonizar el transporte, apostando por una única opción tecnológica e impidiendo el desarrollo de otras opciones como los ecocombustibles –combustibles líquidos bajos o neutros en carbono–, agravarán la pérdida de puestos de trabajo en las cadenas de valor de la automoción y del suministro energético por carretera en toda la UE.

Además, en el ámbito social, subrayan la importancia de la movilidad para millones de empresas y ciudadanos, y la dificultad que supone asumir los costes de la renovación acelerada de infraestructuras y vehículos, sin ninguna opción que permita amortiguar este impacto, como la que significaría el desarrollo de los ecocombustibles para reducir las emisiones de los actuales motores de combustión. Señalan, en este sentido, las especiales dificultades que tendrán que afrontar las rentas bajas, los colectivos más vulnerables o las zonas rurales.

Por todo ello, recomiendan que la transición energética se aborde desde

una perspectiva más justa e inclusiva, que tenga en cuenta a todos los sectores y a todos los colectivos, y que incluya los combustibles líquidos y renovables de bajas o nulas emisiones.

Un alternativa tecnológicamente viable

Por último, señalan que los ecocombustibles son una alternativa que permite reducir las emisiones de CO₂ de forma inmediata y masiva gracias a su compatibilidad con el parque móvil y las infraestructuras existentes. En este sentido, este grupo de asociaciones –que abarcan desde las estaciones de servicio, hasta la automoción, pasando por el transporte y la distribución y producción de carburantes– concluyen que establecer restricciones tecnológicas deriva, también, en un retraso en la consecución de los objetivos climáticos, además de una pérdida de eficiencia en el proceso de la transición energética. •

Grupo Hafesa pone en marcha la ampliación de la terminal DBA Bilbao Port



Grupo Hafesa ha finalizado las obras de mejora de su terminal DBA Bilbao Port, en las que ha trabajado durante los últimos 8 meses con una inversión cercana a los 2,3 millones de euros.

Las mejoras llevadas a cabo en la terminal han consistido por un lado en la ampliación de la capacidad operativa y, por otro, en la actualización técnica para dotar a la terminal de mayor flexibilidad, eficiencia y capacidad de almacenamiento de una gama más amplia de productos.

Se ha habilitando uno de sus tanques para el almacenamiento y distribución de gasolina, en concreto gasolina 95. De este modo, se ha conectado el tanque a los cargaderos de producto mediante líneas independientes.

También se han incorporado dos nuevas isletas de carga, que permiten reducir los tiempos de carga y espera de los

« Grupo Hafesa ha invertido 2,3 millones de euros en la terminal DBA Bilbao Port »

transportistas, además de implementar la aditivación y mezcla de biodiesel en brazo de carga de gasoil. “Esto, en definitiva, va a servir también para implementar sistemas de mezcla de gasóleos con biocombustibles con el firme objetivo de seguir apostando por un combustible más limpio y ecológico”, explica Alfonso Rey, director de plantas de Grupo Hafesa.

Los trabajos realizados responden al reto de lograr una terminal más competitiva, incorporando un nuevo producto como es la gasolina 95, de gran demanda en el mercado actual, lo cual va a permitir la optimización de costes en el transporte del producto al permitir el transporte conjunto de gasolina y gasoil en un mismo vehículo.

En palabras de Diego Guardamino, Director General de Grupo Hafesa, “el objetivo principal de estas mejoras es poner a disposición de los clientes un mejor servicio, una mayor agilidad a la hora de cargar y transportarlo, y la opción de acceder a una mayor variedad de producto. Esta inversión es una muestra más de la firme intención del grupo de ampliar su capacidad operativa y de seguir apostando por un combustible más limpio y ecológico”.

Grupo Hafesa es un *holding* empresarial dedicado a la comercialización y distribución de productos petrolíferos. Desde la importación, pasando por su almacenamiento y distribución, hasta las gasolineras y el servicio de gasóleos a domicilio, cubre todas las fases



Instalaciones y vehículo de la flota del Grupo Hafesa

del producto. La compañía cuenta ya con tres terminales portuarias en el norte y en el sur de España, ubicadas en Bilbao, Motril y Gijón a las que pronto se sumará una planta en Ocaña, actualmente en fase de remodelación.

DBA Port Bilbao es una moderna terminal de almacenamiento ubicada estratégicamente en el Puerto de Bilbao. Es un depósito fiscal, condición que permite un alto estándar de actividad logística y de almacenamiento, que se lleva a cabo

mediante suministro continuo por vía marítima y tubería conectada con otras terminales, además de su expedición por vía terrestre y marítima.

Ubicada en una superficie de 22.375 metros cuadrados, la terminal cuenta con 54.750 metros cúbicos de capacidad distribuida en 12 tanques y en 2021 ha movido 335.000 toneladas de producto. Para 2022 y tras la puesta en marcha de la ampliación, la previsión de la compañía es incrementar su actividad hasta las 350.000 toneladas.

Ampliación de capacidad

Los trabajos realizados para la ampliación de actividad se han realizado en sucesivas fases de ejecución, tal y como se describen a continuación.

- Conexión del sistema de gasolina, actualmente en desuso mediante implantación de nueva bomba para el bombeo de gasolina al tanque T-112.
- Instalación Unidad de Recuperación de Vapores (URV).

MEDRANO

Obras y Servicios

OBRA CIVIL
REHABILITACIÓN
OBRAS SINGULARES
EDIFICACIÓN

Kareaga, 11
48903 Barakaldo
Bizkaia

Tel. 944302477 - 667793780
info@medrano.eus - www.medrano.eus



40 AÑOS
ANIVERSARIO
1977-2017





Unidad recuperación de vapores URV

- Trabajos de conexión a líneas de Tepsa.
- Incorporación de nuevos inyectores de aditivo en las 3 isletas de carga operativas actualmente.

- Conexión de bomba de diésel existente a los colectores de distribución.
- Ampliación de muelles de carga con la construcción de 2 nuevas isletas provistas de 3 brazos de carga.

- Instalación de sistema de mezcla (*blending*) de biodiesel en línea.

Los trabajos llevados a cabo para la ampliación de la actividad constan de las siguientes actuaciones:

Instalación de nuevos equipos:

- Bomba de Gasolina P-112, tipo centrífuga de Q=300 m³/h.
- Sistema de recuperación de vapores (URV).

- Incorporación de nuevos inyectores de aditivo en las 3 isletas de carga existentes.

- Ampliación de muelles de carga con la construcción de 2 nuevas isletas provistas de 3 brazos de carga.

Para la instalación de sistema de *blending* de biodiesel se han realizado los siguientes trabajos:

- Instalación de nuevas tuberías de impulsión, aspiración y conexión al tanque de gasolina existente, material acero al carbono A106GrB, válvulas, accesorios, etc.

- Limpieza interior del tanque T-112 existente de volumen 750 metros cúbicos, pintura exterior e inspección y reparación de soldaduras de escalera y plataforma de tanque.

- Conexión con líneas de Tepsa mediante línea de 8 pulgadas de acero al

carbono e instalación de válvulas automáticas y manuales.

- Conexión de la bomba diésel existente a colectores de distribución.

- Alimentación eléctrica de la nueva bomba de gasolina y bomba de diésel existente.

- Montaje de 3 brazos de carga para el sistema de gasolina en las isletas operativas actuales.

- Nueva línea y sistema de dosificación química, inyección a brazos de carga gasolina.

- Sistema de *blending* de biodiesel en línea en brazos de carga gasóleo.

- Instalación de instrumentación asociada a los nuevos equipos y comunicación de las señales de los mismos a través del PLC del sistema de control existente.

- Conexión de instrumentación existente de tanque T-112, a través de

un nuevo equipo *tank-hub* que se une a la red de comunicaciones de tanque de Emerson existente.

- Nueva bomba de gasolina para trasiego de gasolina del tanque T112 a los cargaderos de planta de tipo centrífuga horizontal y apta para su instalación en intemperie, cuyas condiciones de operación son:

- Caudal máximo 300 metros cúbicos/hora.

- Presión máxima 7,6 bar.

- Diseño de acuerdo API 610, con variador y válvula de seguridad.

- Las conexiones de aspiración y descarga de 10" 150# s/ANSI B16.5

- Motor Eex d apto para Zona 2, motor trifásico 400A 50Hz. (todos los motores y equipos eléctricos, adecuados para clasificación eléctrica Zona 2, IIC, T3).



Cargaderos de la planta DBA Bilbao Port

Unidad de recuperación de vapores URV

El sistema de recuperación de vapor se basa en un proceso de PSA (*Pressure Swing Adsorption*, Adsorción por oscilación de presión) con dos reactores de lecho de carbón activo, que funcionan en un ciclo de 15 minutos. La regeneración de los reactores de carbón se realiza inicialmente mediante la evacuación del depósito mediante una bomba de vacío, a un nivel de presión por debajo de 100 mbar y, en segundo lugar, con la entrada aire ambiente de purga al reactor manera controlada durante los últimos 3 minutos del ciclo.

Los compuestos orgánicos volátiles (VOC) desorbidos del carbono durante la regeneración del reactor, se recuperan eficazmente en el proceso de absorción en una torre empaquetada, absorbedor a contracorriente. La gasolina del tanque de suministro se bombea al absorbedor, para utilizarla como aceite absorbente mediante una bomba de suministro.

A través de la bomba de vacío, los COV se envían a la torre de absorción con un flujo de aceite absorbente a contracorriente suministrado desde el tanque de almacenamiento de gasolina a temperatura ambiente. El resto, que se mantiene en cabeza, se dirige al segundo reactor y se combina con los vapores que pasan a través del lecho de carbono. Todo el producto recuperado en el sistema se bombea de regreso al tanque de suministro de gasolina. Esto permite que la gasolina líquida enriquecida disperse todo el producto recuperado por el tanque de suministro y provoque cambios mínimos en las características del producto final.

Brazos de carga

En las tres isletas que están operativas actualmente se han instalado brazos de carga de gasolina y su sistema de aditivación. Adicionalmente se han instalado dos nuevos cargaderos completos, con dos brazos de carga para gasoil y uno para gasolina, ya que se incorporan dos isletas más en el cargadero.

Así mismo se han instalado los elementos y sistemas para mezclas de biodiesel (*blending*) en brazo de carga para las 5 isletas, con 2 brazos de gasoil por cada isleta.

El sistema informático de control de despacho de combustibles está ba-

sado en controladores de carga Accuload.

Los trabajos realizados en la planta están perfectamente alineados con los planes de crecimiento del Grupo Hafesa y permiten la incorporación de gasolinas en la oferta de productos a suministrar desde la terminal de DBA Bilbao. Por su parte, la implementación de una nueva conexión con la terminal de Tepsa hace posible el abastecimiento de gasolina por tubería a la terminal de DBA.

La dotación a la terminal de los mejores sistemas de aditivación y *blending* en línea ha conseguido optimizar la eficiencia operativa de la capacidad de almacenamiento existente y mejorar la calidad de los productos suministrados.

Por último, la ampliación de la capacidad de suministro de la planta permite dar respuesta al incremento de volumen demandado por los clientes de la compañía y reducir los tiempos de espera en el proceso de carga de cisternas.

Nuevos proyectos

En línea con su proyecto de crecimiento, el Grupo Hafesa ha firmado re-

cientemente el acuerdo de compraventa para adquirir una nueva planta de almacenamiento y distribución en Ocaña, en la provincia de Toledo. Localizada en la carretera de Ocaña a Yepes, y junto a los principales viales de la región, esta nueva planta –que anteriormente era utilizada para la producción de biocombustibles–, cuenta con 10 tanques de almacenamiento. Estos se suman a los 29 que Grupo Hafesa tiene en territorio español.

Esta nueva planta se convertirá en una importante terminal logística, y se denominará DBA Ocaña. Supone un hito clave dentro de la estrategia de expansión del grupo, y contribuirá de manera decisiva a consolidar su actividad con infraestructura propia, abriendo un importante mercado en el centro de la península ibérica y dotando de mayor capacidad operativa a todas sus operaciones.

Grupo Hafesa está invirtiendo 2,5 millones de euros en la adecuación de las instalaciones en las que, además, ha anunciado un nuevo proyecto autoconsumo energético con el objetivo de minimizar las emisiones producidas por la actividad de la compañía. •

Medrano responsable de la obra civil en el proyecto de DBA Bilbao Port

Para la obra civil del proyecto de ampliación de capacidad de la terminal DBA Bilbao Port, Grupo Hafesa ha contado con la experiencia de Contratas Medrano, empresa vasca con vocación industrial en el sector de la construcción, que este año cumple 45 años de actividad.



Con una dilatada experiencia, Medrano posee capacidad técnica y humana para afrontar proyectos de gran envergadura y complejidad técnica constructiva en los ámbitos de obra civil e industrial, edificación y rehabilitación. A una plantilla de más de 40 trabajadores altamente cualificados se suma una flota moderna y dimensionada a la medida de cada contrato.

En el ámbito industrial, Medrano realiza la planificación, gestión y construcción de plantas, naves y estructuras y es un actor de referencia con probada capacidad de ejecución en la modalidad 'llave en mano'. Además, Medrano realiza toda clase de obras de infraestructura industrial como cimentaciones de maquinaria industrial, cimentaciones especiales, balsas, fosos para almacenaje de materiales, pavimentaciones, etc.

Medrano opera bajo los niveles más exigentes de calidad acreditados por los Certificados de Calidad ISO 9001, medioambiente ISO 14001 y seguridad y salud con la ISO 45001 que posee la compañía.

I Foro IndesIA Impacto de la Inteligencia Artificial en la industria

La aplicación de los datos y la inteligencia artificial en la industria española tendrá un impacto estimado en el PIB de 16.500 millones de euros en el 2025



«La Inteligencia Artificial es clave para la competitividad de nuestra industria, y las empresas tenemos que aunar esfuerzos, aprender y enseñar, compartir experiencias y acelerar la traslación de esta tecnología a toda la cadena de valor, especialmente a las pymes» »

Josu Jon Imaz, CEO de Repsol

La inteligencia artificial (IA) es una de las mejores oportunidades para el crecimiento de la economía española. Solamente su aplicación en la industria tendrá un impacto estimado en el PIB español de 16.500 millones de euros en 2025,

según han avanzado los expertos que se han reunido en el "I Foro IndesIA: el impacto de la Inteligencia Artificial en la industria" el pasado mes de febrero.

El encuentro ha sido organizado por IndesIA, la asociación para la aplicación de la inteligencia artificial en la indus-

tria integrada por Repsol, Gestamp, Navantia, Técnicas Reunidas, Telefónica, Microsoft, Airbus y Ferrovial y que cuenta con el apoyo del Basque Artificial Intelligence Center (BAIC) y Accenture. En él, los principales directivos de las entidades asociadas, referen-

tes y expertos en este ámbito han compartido en la sede de Repsol sus reflexiones sobre el papel de la inteligencia artificial en el impulso económico, la mejora de la competitividad y el futuro de la industria española y europea.

Todos ellos han hablado sobre la transformación que necesita el país y han destacado la posición privilegiada con la que cuenta España para avanzar en ella, al tener ya disponible una infraestructura sólida y sofisticada para la conexión de banda ancha, fibra y 5G. Algo que permite que el impulso de la inteligencia artificial se lleve a cabo en mejores condiciones que en otros países de la Unión Europea. Además, han señalado que el país ya cuenta con empresas líderes en sectores muy relevantes, como la banca, las telecomunicaciones o la energía, que están ya utilizando la IA. Son organizaciones que actúan como tractores para el resto de las empresas. A ello se suma, según los expertos, la capacidad española para formar y atraer talento y la oportunidad que suponen los fondos europeos de recuperación, siempre que se utilicen de manera unificada con la colaboración entre las distintas administraciones y las empresas.

Otro de los puntos que han abordado es la necesidad de romper el miedo al uso de la tecnología por parte de las pymes y también la creación de tecnología propia para no depender solamente de la que se está desarrollando en otras naciones. La inteligencia artificial es una herramienta de poder y soberanía, por lo que su adaptación a la industria y al resto de las empresas no puede depender del desarrollo que se haga de ella en cada país.

Compartir casos de uso y espacios de datos

En el I Foro IndesIA se han expuesto los retos principales a los que debe enfrentarse la industria, que pasan principalmente por incrementar la competitividad. Para poder afrontarlos la solución en la que han coincidido los ponentes ha sido la identificación de los casos de uso en los que la aplicación de la inteligencia artificial suponga una ayuda sustancial. Así, en el encuentro

«En el I Foro IndesIA también se ha expuesto el impacto que la IA tiene en la sostenibilidad y cómo es posible crear "algoritmos verdes" para contribuir a la eficiencia energética» »

se ha explicado que la inteligencia artificial se puede usar, por ejemplo, para la creación de fábricas inteligentes, autónomas, flexibles sostenibles y virtualizadas; para el mantenimiento predictivo; para la mejorar la eficiencia o para evitar posibles incidencias en las plantas de producción, generando una cultura de prevención y anticipación que impulse la productividad y la eficiencia.

Compartir estos casos facilita el reto de convertir al país en un referente de la transformación del dato. Pero también hay que tener en cuenta la ética de los datos y su regulación, que hasta ahora depende de cada país. También es necesario la creación de espacios de datos bajo la premisa de conseguir su democratización y acceso. Es decir, fomentando que se compartan y que se traten para que no se queden almacenados en silos, conectándolos entre diferentes dominios y contextos, para poder interoperarlos y lograr darles valor real y aplicable a los negocios.

En este sentido los participantes en el Foro IndesIA han señalado la necesidad de captar datos de calidad, de construir estos espacios poco a poco y sobre todo, de establecer unos estándares necesarios que garanticen la confianza. Sobre este aspecto han advertido de que la dificultad no es tecnológica, sino organizativa, es decir, ser capaces de encontrar marcos de consenso y poder llevarlos a cabo teniendo en cuenta las necesidades concretas de cada empresa.

Impulso a la sostenibilidad

Al margen del crecimiento económico, en el I Foro IndesIA también se ha expuesto el impacto que la IA tiene en la sostenibilidad y cómo es posible crear "algoritmos verdes" para

contribuir a la eficiencia energética, al desarrollo de nuevos materiales o al refuerzo de la economía circular.

Sobre este punto los ponentes remarcaron que se está en un momento clave en lo que concierne a la sostenibilidad y la industria, algo en lo que se lleva tiempo trabajando. En la actualidad, existen desarrollos tecnológicos que se irán aplicando y usando poco a poco gracias a la aplicación de la macroeconomía, los algoritmos computacionales y los modelos de distribución en las empresas.

La inteligencia artificial y el uso de los datos ofrecen la posibilidad de conseguir la eficiencia energética en la industria, un aspecto de gran importancia en este momento, debido a la transición energética que se vive y a la apuesta por la sostenibilidad que beneficia al conjunto de la sociedad. En este sentido, han explicado que hay que trabajar también en la reducción del consumo energético que implica la inteligencia artificial en sí misma. Entre las soluciones estaría el uso de la supercomputación para abordar la gestión y las operaciones de un mayor número de datos con la misma energía y en menor tiempo.

Necesidad de formación

Para poner en marcha toda esta "revolución de los datos" hace falta talento y formación. Durante los próximos tres años solo las empresas del sector industrial necesitarán más de 90.000 profesionales expertos en datos e inteligencia artificial para poder llevar a cabo sus proyectos, impulsar la economía del país y poder competir con otras organizaciones internacionales. La falta de personal cualificado en datos e inteligencia artificial supone

un obstáculo para el crecimiento de las empresas y, por ello, para la recuperación económica.

Existe una demanda creciente de profesionales que tengan conocimientos de IA, prueba de ello es que en el día de hoy hay 300 puestos relacionados con la inteligencia artificial publicados en LinkedIn solo en Madrid que además no solo se refieren a la ciencia de datos o profesiones más puramente tecnológicas, también profesionales de cualquier ámbito que sepan contextualizar el uso de la IA en su sector y en su ámbito de trabajo, como los especializados en ética o humanismo de datos.

En este sentido han lamentado que frente a las cifras de paro juvenil que tiene España, hay 200.000 puestos STEM, que no se cubrirán en los próximos dos años. Por este motivo han advertido de la necesidad de adaptar los currículums académicos y programas formativos para introducir la Inteligencia Artificial en las nuevas titulaciones y en las ya existentes, para formar a todos esos profesionales que son tan escasos y tan demandados.

Señalaron que también es necesario capacitar a los empleados que ya forman parte de las organizaciones y a sus líderes y sobre todo impulsar que las mujeres, el 50 por 100 de la población y del talento, se sumen a esta transformación, ya que solo 1 de cada 5 profesionales en inteligencia artificial es mujer y solo el 10 por 100 de las graduadas en informática son mujeres, cifra que han apuntado es menor si hablamos de estudios de formación profesional.

I Foro IndesIA

La apertura del I Foro IndesIA ha estado a cargo del CEO de Repsol, Josu Jon Imaz, que ha valorado el momento único que se vive para favorecer el impulso de la transformación del tejido industrial. Ha señalado que en España el grado de madurez en el uso de estas tecnologías es muy variado, ya que hay compañías que iniciaron este camino hace varios años, pero también hay un entramado muy significativo de empresas, sobre todo pequeñas y medianas, que están comenzando sus proce-

dos de transformación digital. Por ello, ha advertido de que las empresas tenemos que aunar esfuerzos, aprender y enseñar, compartir experiencias y acelerar la traslación de esta tecnología a toda la cadena de valor, especialmente a las pymes.

Tras su intervención, el secretario general de Industria y de la Pequeña y Mediana Empresa, Raül Blanco Díaz, del Ministerio de Industria, Comercio y Turismo ha destacado que la industria es la base de la productividad y el crecimiento de la economía. Por ello ha valorado positivamente el gran trabajo que están haciendo las empresas del sector, avanzando en su recuperación tras la situación provocada por la pandemia, y que muchas de ellas ya han alcanzado índices previos a esta crisis. Así ha señalado la apuesta del Gobierno por los planes relacionados con el impulso a la Inteligencia Artificial y la digitalización y ha anunciado que se lanzará en torno a finales de marzo un plan de financiación por 150 millones de euros para Industria 4.0. También se ha referido a algunas iniciativas ya presentadas como el PERTE relacionado con la movilidad y el impulso al vehículo eléctrico, el relacionado con el sector agroalimentario y con el sector naval.

Por su parte el Chief Data Officer y vicepresidente corporativo de Microsoft, Hernán Asorey, ha destacado en su *keynote* que el objetivo es que las interacciones con la IA sean lo más humanas posibles, para que actúen de la forma que las personas necesiten y también que en ellas no se deje a nadie atrás. Definió los principios éticos que deberían primar cuando se trabaja con la inteligencia artificial, que según Asorey son: la justicia, la fiabilidad, la inclusividad, la privacidad y seguridad, la responsabilidad y la transparencia.

En el evento, además, han estado presentes todos los CEO de las empresas promotoras de IndesIA y han remarcado la necesidad de promover que España se convierta en un referente internacional en inteligencia artificial. También mostraron su firme convicción en cómo la integración en sus organizaciones de la inteligencia artifi-

cial puede contribuir al crecimiento, modernización y competitividad de la industria nacional.

Por su parte, el presidente de IndesIA, Valero Marín, ha explicado cómo se gestó IndesIA y su confianza en que se sumen a la asociación cada vez más empresas, especialmente PYMES, centros tecnológicos y de formación. Posteriormente ha dado paso a la clausura del acto por parte de la Secretaria de Estado de Digitalización e Inteligencia Artificial del Gobierno de España, Carme Artigas, que se ha referido a la apuesta que tiene el país por la innovación y la disrupción tecnológica, fomentando procesos de digitalización sectoriales decisivos para la integración de la IA en las cadenas de valor.

Artigas ha afirmado que, en el 2030, el 75 por 100 de las empresas deberán incorporar la inteligencia artificial y los datos a sus procesos, algo que solo se va a conseguir si facilitamos el acceso de las PYMES al cambio. En este sentido ha valorado que la Administración no puede conseguir la conversión a una industria más digital por sí sola, de ahí que haya valorado muy positivamente la unión de las empresas que conforman IndesIA y su intención de ser un tractor que sume a todas las organizaciones del sector para fomentar la competitividad del país. Sobre todo, en un momento que ha catalogado como la Reindustrialización del Siglo XXI y en el que España debe convertirse en un *hub* de innovación. •

IndesIA es una asociación española de inteligencia artificial para la industria, formada por ocho grandes empresas españolas, Repsol, Gestamp, Navantia, Técnicas Reunidas, Telefónica, Microsoft, Airbus y Ferrovial y que cuenta con el apoyo del Basque Artificial Intelligence Center (BAIC), y Accenture. Su objetivo es posicionar a España como referente en el uso de los datos y la inteligencia artificial en el ámbito industrial e impulsar el desarrollo de la economía y la recuperación del país.

La industria petroquímica de Tarragona alcanza su máximo histórico de consumo de agua regenerada

La industria *oil & gas* utiliza agua dulce y salada, incluida el agua del mar, para llevar a cabo numerosas actividades a lo largo de toda la cadena de valor: desde la exploración y producción a la actividad de comercialización a clientes finales, pasando por la actividad de refinación y proceso y producción química. Asimismo esta industria gestiona grandes volúmenes de aguas residuales y de proceso.

Con respecto a la extracción global de agua dulce cabe señalar que el uso en la industria *oil & gas* es relativamente bajo. Según estimaciones de la AIE el sector energético representa cerca del 10 por 100 de la extracción de agua de uso industrial y de éste un 3 por 100 va destinado a la producción de petróleo y gas.

En este contexto la industria española continúa invirtiendo en la mejora de indicadores y en la gestión de un bien escaso sometido a gran presión en una economía afectada además por sequías cíclicas como es la española.

Así, según las últimas cifras oficiales elaboradas por el INE, la industria destinó 2.792 millones de euros a la protección ambiental en 2019, un 6,3 por 100 más que el año anterior, de los que 736 millones fueron de inversiones y 2.055 a gasto corriente. La gestión de aguas residuales representa con 661 millones de euros el 23,7 por 100 del total, situándose por detrás de las cantidades destinadas a la gestión de residuos y protección del aire y clima. En este último segmento, 90,4 millones de euros fueron a inversión y 571,1 millones a gasto corriente.

EL sector de coquerías y refinación de petróleo alcanzó un gasto global en protección ambiental de 218,84 millones de euros, esto es, el 14 por 100 del total de industria. A gasto corriente destinó 115,6



Complejo industrial de Repsol en Tarragona

millones de euros y a inversiones destinó 103,2 millones de euros.

A destacar el desempeño récord de la petroquímica de Tarragona que está apostando por el reaprovechamiento de aguas residuales como estrategia hacia la circularidad de los recursos

Un año más, *OILGÁS* ofrece su informe anual sobre la evolución de los vertidos de contaminantes al medio acuático analizados por segmento: total de instalaciones energéticas, refinerías y plantas de fabricación de productos químicos orgánicos en las que se encuadra la actividad petroquímica.

Instalaciones de combustión/energéticas

Durante 2020 las emisiones totales (directas e indirectas) al agua procedentes de las instalaciones de combustión/energéticas recogidas en el PRTR España ascendieron a 56.335 toneladas anuales, de las que 41.745 fueron directas y 14.589 indirectas.

Los datos proceden de un total de 22 complejos y, un año más, el contaminante dominante en ambos casos son los cloruros, tal y como recogen los gráficos.

Refino de petróleo

El conjunto de las 10 plantas analizadas por el informe anual arroja un total de 9.951 toneladas de vertido directo en su mayoría los cloruros, con un 75 por 100, seguidos de los DQO con el 15 por 100. No hay vertidos de carácter indirecto ni accidental y esta industria acopia el 17,6 por 100 de los vertidos del capítulo de instalaciones de combustión, epígrafe en el que se encuadra la actividad de refinación en el Registro Estatal de Emisiones y Fuentes Contaminantes.

Comoquiera que en 2020 la producción bruta de refinería fue de 55.807.000 toneladas, cabe deducir una emisión al agua de 0,00018 toneladas de sustancias contaminantes por tonelada producida.

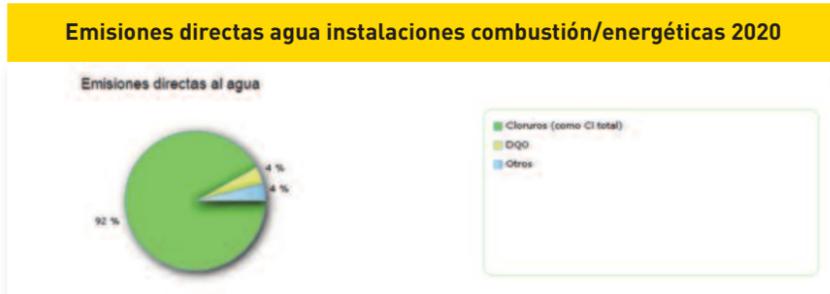
En términos absolutos, las emisiones al agua del conjunto del sector disminuyeron un 8,7 por 100 en el ejercicio.

Fabricación de productos químicos orgánicos

Para la actividad de fabricación de productos químicos orgánicos –hidrocarburos simples, oxigenados, sulfurados y nitrogenados– el vertido directo al agua fue de 16.817 toneladas anuales (el 82 por 100 cloruros), mientras que los vertidos indirectos ascendieron a 6.726 toneladas

Emisiones al agua por contaminante de instalaciones de combustión/energéticas 2020		
CONTAMINANTE	CANTIDAD TOTAL AGUA DIRECTO (T/AÑO)	CANTIDAD TOTAL AGUA INDIRECTO (T/AÑO)
CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT)	561,03	1.086,16
CIANUROS (COMO CN TOTAL)	0,08	0,00
CLORUROS (COMO CL TOTAL)	38.609,54	9.829,48
COBRE Y COMPUESTOS (COMO CU)	0,55	0,02
COMPUESTOS ORGÁNICOS HALOGENADOS (COMO AOX)	7,95	0,01
CROMO Y COMPUESTOS (COMO CR)	0,05	0,00
DICLOROMETANO (DCM)	0,01	0,00
DQO 1.695,76	2.968,40	
FENOLES (COMO C TOTAL)	0,66	0,02
FLUORANTENO	0,01	0,00
FLUORUROS (COMO F TOTAL)	50,04	0,09
FÓSFORO TOTAL	28,28	56,19
HIDROCARBUROS AROMÁTICOS POLICÍCLICOS TOTALES PRTR (HAP TOTALES PRTR)	0,02	0,00
NÍQUEL Y COMPUESTOS (COMO NI)	0,14	0,00
NITRÓGENO TOTAL	785,98	648,21
PLOMO Y COMPUESTOS (COMO PB)	0,02	0,00
XILENOS TOTALES	0,02	0,00
ZINC Y COMPUESTOS (COMO ZN)	5,23	0,82
TOTAL	41.745,43	14.589,40

Fuente: PRTR-España



Fuente: PRTR-España



Fuente: PRTR-España

anuales, con cloruros y DQO mayoritariamente tal y como recogen los gráficos.

Los complejos registrados ascienden a 78 de los que 41 están localizados en Cataluña como principal polo de producción en la península ibérica.

Este subsector acopia el 14,6 por 100 de los vertidos totales al agua de la indus-

tria química, que en 2020 fueron 114.912 toneladas repartidas en 382 complejos analizados en el informe.

La petroquímica de Tarragona en la vanguardia

En este informe cabe resaltar el desempeño del sector petroquímico de Tarrago-

na, que alcanzó en 2020 su máximo histórico de consumo de agua regenerada. En concreto, las empresas consumieron 5,4 hectómetros cúbicos de agua procedente de la planta de regeneración que opera Aitasa (Aguas Industriales de Tarragona), una cifra sin precedentes desde la puesta en marcha de la planta, en el año 2012.

Esta instalación recupera, para uso industrial, aguas residuales que proceden de las estaciones depuradoras de aguas residuales Urbanas de Tarragona y Vila-seca.

Los 5,4 hectómetros suponen un incremento del 5,26 por 100 respecto al año 2019, cuando el consumo de agua regenerada por parte de las empresas que forman parte de la AEQT había sido de 5,13 hectómetros cúbicos.

El consumo marca un hito sin precedentes también en términos relativos. En el año 2020, el consumo total de agua industrial de las empresas fue de 31,6 hectómetros cúbicos, por lo que los 5,4 de agua reciclada suponen un 17,09 por 100, una proporción que no se había logrado nunca antes. El máximo anterior se había registrado en 2019, con un 15 por 100.

Estos registros y el crecimiento constante forman parte de la apuesta del sector petroquímico de Tarragona por el reaprovechamiento de aguas residuales como estrategia hacia la circularidad de los recursos. Por eso el proyecto no se detendrá aquí. De entrada, se prevé que este 2021 el consumo de agua regenerada vuelva a crecer y a marcar un nuevo máximo histórico, llegando prácticamente al máximo de capacidad de la planta de regeneración de agua.

Paralelamente, Aitasa está construyendo ya una nueva planta de tratamiento de aguas residuales industriales. Esta nueva planta, que se prevé que pueda entrar en funcionamiento este mismo año, tendrá una capacidad de 1.800.000 litros/hora durante las 24 horas, con posibilidad de futuras ampliaciones.

Su puesta en funcionamiento permitirá cumplir con las nuevas exigencias europeas del BREF CWW (Common Waste Water) y del refino. De modo que, de entrada, esta instalación mejorará los valores de las aguas residuales depuradas y tratadas que el sector emite al mar a través del

Emisiones al agua por contaminante procedentes de refinерías 2020	
CONTAMINANTE	CANTIDAD TOTAL AGUA DIRECTO (T/AÑO)
ARSÉNICO Y COMPUESTOS (COMO AS)	0,05
CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT)	500,07
CIANUROS (COMO CN TOTAL)	0,08
CLORUROS (COMO CL TOTAL)	7631,43
COBRE Y COMPUESTOS (COMO CU)	0,04
COMPUESTOS ORGÁNICOS HALOGENADOS (COMO AOX)	3,59
CROMO Y COMPUESTOS (COMO CR)	0,05
DICLOROMETANO (DCM)	0,01
DQO	1489,50
FENOLES (COMO C TOTAL)	0,66
FLUORUROS (COMO F TOTAL)	14,69
FÓSFORO TOTAL	19,23
HIDROCARBUROS AROMÁTICOS POLICÍCLICOS TOTALES PRTR (HAP TOTALES PRTR)	0,01
NÍQUEL Y COMPUESTOS (COMO NI)	0,10
NITRÓGENO TOTAL	291,15
PLOMO Y COMPUESTOS (COMO PB)	0,01
XILENOS TOTALES	0,02
ZINC Y COMPUESTOS (COMO ZN)	1,15
TOTAL	9.951,84

Fuente: PRTR-España



Fuente: PRTR-España

emisario conjunto. Ahora bien, el tratamiento de esta planta depuradora será tan eficiente que las aguas resultantes podrán ser, a su vez, regeneradas para volver a incorporarlas al ciclo de aguas industriales.

Así pues, una vez el total del proyecto esté ejecutado y las dos nuevas plantas (la depuradora que se está construyendo y la de regeneración que se construirá a continuación) estén en funcionamiento, la industria química no estará regenerando y reutilizando sólo aguas residuales urbanas, como ya hace desde 2012, sino que comenzará a reaprovechar también sus propias aguas residuales industriales. El objetivo fijado por la industria pasa por aumentar el volumen de agua reutilizada del 17 por 100 actual hasta un mínimo del 25 por 100 en el año 2025.

Emisiones al agua por contaminante procedentes de fabricación de productos químicos orgánicos 2020		
CONTAMINANTE	CANTIDAD TOTAL AGUA DIRECTO (T/AÑO)	CANTIDAD TOTAL AGUA INDIRECTO (T/AÑO)
1,2,3-TRICLOROBENCENO	0,01	0,00
1,2,4-TRICLOROBENCENO	0,01	0,00
1,2-DICLOROETANO (DCE)	0,44	0,00
1,3,5-TRICLOROBENCENO	0,01	0,00
ARSÉNICO Y COMPUESTOS (COMO AS)	0,16	0,01
CADMIO Y COMPUESTOS (COMO CD)	0,15	0,00
CARBONO ORGÁNICO TOTAL (COT)	540,37	1.040,70
CIANUROS (COMO CN TOTAL)	0,13	0,00
CLORURO DE VINILO	0,50	0,00
CLORUROS (COMO CL TOTAL)	13.874,58	2.903,72
COBRE Y COMPUESTOS (COMO CU)	0,33	0,14
COMPUESTOS ORGÁNICOS HALOGENADOS (COMO AOX)	4,61	0,02
CROMO Y COMPUESTOS (COMO CR)	0,44	0,01
DICLOROMETANO (DCM)	0,01	0,00
DQO	2.040,08	2.678,89
FENOLES (COMO C TOTAL)	1,04	0,19
FLUORUROS (COMO F TOTAL)	1,98	3,41
FÓSFORO TOTAL	28,87	28,36
FTALATO DE BIS (2-ETILHEXILO) (DEHP)	0,01	0,00
HIDROCARBUROS AROMÁTICOS POLICÍCLICOS TOTALES PRTR (HAP TOTALES PRTR)	0,01	0,08
MERCURIO Y COMPUESTOS (COMO HG)	0,01	0,00
NÍQUEL Y COMPUESTOS (COMO NI)	0,30	0,04
NITRÓGENO TOTAL	319,62	70,57
ÓXIDO DE ETILENO	0,81	0,00
O-XILENO	0,00	0,00
PLOMO Y COMPUESTOS (COMO PB)	0,15	0,01
P-XILENO	0,01	0,00
TETRACLOROMETANO (TCM)	0,01	0,00
TRICLOROBENCENOS TOTALES (TCB)	0,02	0,00
TRICLOROETILENO	0,01	0,00
TRICLOROMETANO	0,50	0,00
ZINC Y COMPUESTOS (COMO ZN)	2,34	0,39
TOTAL	16.817,49	6.726,54

Fuente: PRTR-España



Fuente: PRTR-España



Fuente: PRTR-España

Adaptar la red europea de gas para el hidrógeno podría ahorrar 41.000 millones de euros

La adaptación de la red europea de gas para la distribución de hidrógeno podría representar unos ahorros de 41.000 millones de euros en infraestructura energética, según un informe realizado por Ready4H2, iniciativa de la que forman parte 90 distribuidoras gasistas de 17 países europeos, entre ellas las cinco españolas (Nedgia, Nortegas, Madrileña Red de Gas, Redexis y Gas Extremadura).

Según el estudio, en un escenario futuro de descarbonización que incluya volúmenes significativos de hidrógeno y metano verde, la inversión en una infraestructura combinada de electricidad y gas sería capaz de reducir en 41.000 millones de euros las inversiones anuales de 2031 a 2050 en infraestructura energética, si se compara con un escenario que dependa en gran medida de la electrificación.

El presidente de Ready4H2, Peter Kristensen, defendió la necesidad de buscar en el camino hacia la descarbonización en Europa «la forma más rentable» de alcanzarla descarbonización, a lo que puede contribuir la conversión de las redes de distribución de gas a hidrógeno.

Además, el informe destaca que la incorporación del hidrógeno en la infraestructura de gas permite la integración de la creciente producción de energía renovable «intermitente», ya que problema futuro para el sistema eléctrico europeo es «la vulnerabilidad frente a patrones climáticos inestables, ya que se conectan a la red grandes



volúmenes de fuentes de energía renovable, como la solar y la eólica».

De esta manera, el estudio subraya que para garan-

tizar el suministro continuo de energía durante los períodos nublados o sin viento, «se necesita una capacidad de almacenamiento duradera

y de acción rápida a gran escala».

«En las próximas décadas, el sistema energético europeo se volverá cada vez más dependiente de fuentes de energía no gestionables, con una previsión de capacidad eólica y solar que aumentará a casi 1.000 gigavatios (GW). Las condiciones climáticas cambiantes pueden conducir a una reducción sostenida de la generación de energía eólica y solar. Esto ocurre varias veces al año durante varios días consecutivos, mucho más tiempo del que las baterías pueden proporcionar como respaldo», añadió Kristensen. ●

El Gobierno lanza la convocatoria de ayudas por 150 millones para proyectos de hidrógeno renovable

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha lanzado la convocatoria de ayudas por 150 millones de euros para proyectos pioneros de hidrógeno renovable, con viabilidad comercial, para su producción y consumo local en sectores de difícil descarbonización, como la industria o el transporte pesado.

La convocatoria aborda una de las dos líneas de ayudas para el impulso del hidrógeno renovable aprobadas por el gabinete dirigido por Teresa Ribera dentro del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (PERTE ERHA).

El plazo de presentación de solicitudes permanecerá abierto

hasta el 6 de mayo y la ayuda máxima por proyecto será de 15 millones.

Entre los criterios de adjudicación se ponderará la participación de pymes, el impacto positivo en islas, zonas de Transición Justa y Reto Demográfico, la reducción de emisiones, la creación de empleo y la igualdad de género.

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) será el encargado de gestionar estas ayudas, que se otorgarán en régimen de concurrencia competitiva y apoyarán proyectos que combinen, de manera integrada, producción, distribución y uso del hidrógeno en una misma ubicación.

Los proyectos seleccionados deberán respetar el principio de «no causar un perjuicio signifi-

cativo» al medio ambiente y estar ejecutados antes de septiembre de 2025.

Estas ayudas promueven principalmente la instalación de electrolizadores para la producción de hidrógeno renovable con el fin de cumplir con los objetivos comprometidos en el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) y su adjudicación se realizará en base a diferentes criterios que van desde sus características técnicas, la eficacia de la ayuda pública: se valorarán positivamente aquellos proyectos con una menor necesidad de porcentaje de ayuda sobre la inversión prevista, las externalidades o la viabilidad del proyecto o la escalabilidad tecnológica y potencial de mercado. ●

Arcelor, Enagás, Fertiberia y DH2 impulsan el mayor hub de hidrógeno renovable del mundo



HyDeal España, iniciativa impulsada por Arcelor-Mittal, Enagás, Grupo Fertiberia y DH2 Energy, se convertirá en el mayor proyecto de hidrógeno renovable a escala mundial, según la clasificación hecha pública por la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena).

La primera implementación industrial de la plataforma HyDeal Ambition se constituyó oficialmente como *joint venture* industrial en noviembre de 2021 y ahora dará paso al desarrollo, financiación y construcción de un conjunto de infraestructuras para la producción y transporte de hidrógeno verde en España.

La primera etapa del proyecto permitirá abastecer a un importante complejo industrial situado en Asturias, produciendo el hidrógeno renovable mediante electrólisis gracias a plantas solares ubicadas en distintos puntos de la mitad norte de España.

El comienzo de la producción está previsto para 2025,

y espera contar con una capacidad instalada total de 9,5 GW que suministrará energía eléctrica a 7,4 GW de potencia de electrólisis para el 2030.

ArcelorMittal y Grupo Fertiberia prevén adquirir 6,6 millones de toneladas de hidrógeno durante los próximos 20 años, lo que supondría evitar el 4 por 100 de las actuales emisiones de CO₂ de España.

HyDeal España será una realidad gracias al desarrollo de un modelo industrial y financiero disruptivo, basado en la integración de cadenas de valor, captación de energía solar, instalación industrial de electrolizadores, despliegue de gasoductos exclusivos para el transporte de hidrógeno y agregación de la demanda energética, según los impulsores del proyecto.

De esta manera, se generará una conexión directa entre la producción de hidrógeno renovable a gran escala y su consumo rentable en un largo plazo, creando un sistema sostenible.

EEUU ya es el mayor proveedor de gas de España tras el cierre del gasoducto de Argelia

La decisión de Argelia de cerrar el mayor de los gasoductos que suministraba gas a España ha provocado un vuelco en la estructura de las importaciones del país. La clausura del tubo submarino del Estrecho, a finales de octubre, ha obligado a España a disparar el peso de las compras de gas que llegan por barco, trastocando significativamente el ranking de principales países proveedores.

Así, Argelia ha perdido su posición histórica de mayor suministrador de gas en beneficio de Estados Unidos. Según los últimos datos publicados por Enagás el país norteamericano concentró el mes pasado el 34,6 por 100 de las importaciones de gas en España, (con 13.103 gigavatios hora, GWh), mientras que Argelia redujo su peso al 25,4 por 100 del total de gas recibido (con 9.620 GWh). ●

Enagás, primera empresa del sector utilities en el Índice de Igualdad de Género de Bloomberg

Enagás ha sido incluida por cuarto año consecutivo en el Bloomberg Gender-Equality Index (GEI) de 2021. Este listado distingue a las 418 compañías más comprometidas con la transparencia en la información de género y con la promoción de la igualdad en todo el mundo.

Gracias a este proyecto, el hidrógeno renovable a gran escala reemplazará de forma sostenible a los combustibles fósiles en la industria, la energía y la movilidad, proporcionando una alternativa de producción energética segura, competitiva y sin emisiones de carbono.

La contribución a la independencia energética será otro de los grandes beneficios de

Enagás ha sido reconocida como líder del sector *utilities*, con una puntuación global de 84 sobre 100 puntos, por encima de la media de las compañías del sector y de la media del total de empresas incluidas en el Índice (71 puntos en ambos casos). Además, ha obtenido 100 puntos en reporte y transparencia. ●

esta iniciativa, ya que HyDeal planea suministrar el equivalente al 5 por 100 del gas natural importado por España.

Así pues, esta plataforma se suma a la transición energética de España generando nuevas oportunidades industriales y empleos sostenibles en colaboración con las distintas comunidades locales donde tendrá presencia. ●

Repsol, Iberdrola y Acciona urgen a intensificar las ayudas para promover el hidrógeno



Los responsables de innovación e hidrógeno verde de Repsol, Iberdrola y Acciona han manifestado la necesidad de que las ayudas enmarcadas en el Perte de energías renovables, hidrógeno renovable y almacenamiento, lanzado recientemente por el Gobierno, sean más intensas y cuenten con más tiempo y más fondos.

Los tres directivos participaron en el Encuentro Informativo Deloitte Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento, organizado por Deloitte en colaboración con Europa Press.

Para el director de Hidrógeno Verde de Iberdrola, Millán García-Tola, la llegada de las ayudas encaminadas a sustituir los combustibles fósiles “no han sido todo lo rápidas que se esperaba”.

García-Tola ha explicado que, bajo el entorno actual, todo apunta a que no se va a poder conseguir abaratar los costes, ya que las iniciativas proyectadas para 2026 tienen un coste poco menor al que cuestan los proyectos actuales, por lo que se necesitarán ayudas a la inversión y otros formatos como contratos por diferencia o que se ayude a la parte de la demanda a tomar

decisiones encaminadas a una transición verde, como por ejemplo a sectores como el siderúrgico, cerámico o cementero.

Certidumbre regulatoria

La directora de Innovación de Acciona, Belén Linares, destacó la convocatoria del Perte por aterrizar la posibilidad de incentivar proyectos singulares de innovación en el campo del hidrógeno verde, pero precisó que aún queda por delante el reto de abordar y ser capaces de diseñar los proyectos.

Linares apuntó a la colaboración público-privada para crear unas reglas de juego que permitan escalar el negocio del hidrógeno, crear volumen y crear valor.

Sobre este aspecto legislativo el director de Hidrógeno de Repsol, Tomas Malango, subrayó la “necesaria certidumbre regulatoria”, tanto en el plano europeo como en el nacional, demandando agilidad en la trasposición de todas las normas ya creadas: “Es esencial que todas estas reglas de juego estén claras y podamos activar estos proyectos con unas expectativas de costes razonable”.

Copenhagen Infrastructure Partners lidera un proyecto de hidrógeno y amoniaco verde

Copenhagen Infrastructure Partners está desarrollando la primera fase del Proyecto Catalina junto a Enagás, Naturgy, Fertiberia y Vestas. Catalina es un proyecto pionero a nivel global para la producción de hidrógeno y amoníaco verde que conectará los excelentes recursos renovables de Aragón con los centros de consumo industrial en la costa este de España mediante una infraestructura sostenible. Una vez esté completamente implementado, el proyecto alcanzará los 5GW de energía eólica y solar fotovoltaica en Aragón que abastecerán un electrolizador de 2GW. El proyecto podría producir suficiente hidrógeno para cubrir el 30 por 100 de la demanda actual de hidrógeno en España.

La primera fase, Catalina I, se encuentra en una fase avanzada de desarrollo y la construcción podría iniciarse a finales de 2023. Catalina I contará con 1,7 GW de energía eólica y solar fotovoltaica conectados a un electrolizador de 500 MW que producirá 40.000 toneladas de hidrógeno verde al año. El proyecto conectará Aragón y Valencia a través de un hidroduto que transportará este hidrógeno a una planta de amoníaco de nueva construcción, que producirá 200.000 toneladas al año.

El amoníaco verde se utilizará para la producción de fertilizantes sostenibles en

la planta que Fertiberia tiene en Sagunto (Valencia). El hidrógeno verde también se utilizará para descarbonizar otros procesos industriales y para inyectarlo en la red de gas natural.

Catalina I reducirá las emisiones de CO₂ en un millón de toneladas al año y hasta 2,5 millones cuando el proyecto esté completamente construido, el equivalente al consumo anual de electricidad de casi 2 millones de hogares.

La colaboración con agentes locales y el desarrollo socioeconómico local son prioridades para este proyecto y los miembros del consorcio creen firmemente en el valor de Catalina como motor de empleo, desarrollo de programas de I+D+i y creación de nuevas cadenas de valor asociadas a la reactivación de la economía en la zona. Así, durante la construcción e instalación de la primera fase del proyecto, Catalina I contribuirá a la creación de más de 5.000 puestos de trabajo en Aragón y Valencia.

El Proyecto Catalina constituirá una gran aportación al Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (PERTE) de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA), que pretende posicionar España como referente en la producción de hidrógeno verde a nivel mundial. ●

Petronor y Talgo impulsan la economía del hidrógeno renovable en Álava



La Diputación Foral de Álava, Talgo y Petronor han suscrito una alianza que favorecerá el desarrollo industrial y tecnológico en torno al hidrógeno renovable, dando a las empresas alavesas la oportunidad de crecer de forma sostenible y permitiendo al territorio avanzar en la transición energética.

La alianza, abierta a la incorporación de nuevas entidades que deseen sumarse, responde a la apuesta de la Diputación Foral de Álava de impulsar la descarbonización de la industria y el transporte, facilitando la actualización tecnológica para posibilitar una movilidad sostenible basada en el hidrógeno renovable como combustible. Un escenario hacia el que, a partir

de hoy, avanzará de la mano de Petronor y Talgo.

Petronor desarrollará las infraestructuras necesarias para el suministro de hidrógeno renovable que pueda abastecer a la industria y a las empresas del sector del transporte en Álava. El objetivo es ir introduciendo hidrógeno bajo en carbono de forma progresiva, hasta alcanzar la totalidad del consumo de hidrógeno renovable.

En cuanto a la contribución de Talgo, la compañía llevará a cabo en su planta alavesa de Ribabellosa el proyecto de desarrollo del tren Vittal One, cercanías-regional e impulsado por hidrógeno, incluido en el Corredor Vasco del Hidrógeno. ●

Repsol adquiere la cartera de clientes residenciales y pymes de electricidad de Capital Energy

Repsol ha adquirido la cartera de 25.000 clientes eléctricos residenciales y pymes de Capital Energy, según han informado ambas compañías. Con la operación, Repsol refuerza su crecimiento en este negocio y suma ya 1,35 millones de clientes de electricidad y gas. De hecho, esta opera-

ción supone un paso más para lograr los compromisos establecidos en su estrategia, que prevé contar con 2 millones de clientes de electricidad, gas y movilidad eléctrica en 2025.

“Con esta compra, aprovechamos una oportunidad de mercado para avanzar en el cumplimiento de nuestro

Proyecto de aprovechamiento del frío en la planta de regasificación de Cartagena



Enagás, Repsol y la Autoridad Portuaria de Cartagena (APC), han firmado un protocolo para el estudio de un nuevo proyecto de economía circular que aprovecha el frío industrial residual de la planta de regasificación de Enagás en Cartagena.

El proyecto plantea recuperar la energía del frío disponible en el proceso de regasificación de gas natural licuado de la planta de Enagás en Cartagena y utilizar esta energía en diferentes instalaciones industriales de la refinería de Repsol en el Valle de Escombreras, a unos tres kilómetros de distancia. También se podrá utilizar esta energía limpia en otras instalaciones que se conecten al “fríoducto”.

Al ahorrar la energía eléctrica, los usuarios del frío ecológico y el entorno portuario obtendrán mayor eficiencia energética, contribuyendo a descarbonizar sus procesos y reducir su huella de carbono.

Plan Estratégico 2021-2025 y reforzamos nuestra apuesta por un enfoque multienergético centrado en el cliente, con una oferta para todos los

La iniciativa, presentada a la convocatoria de expresión de interés Next Generation de la Unión Europea, es la continuación de dos acuerdos previos.

En diciembre 2020, Enagás y la APC firmaron un protocolo para realizar estudios de viabilidad técnico-económica de proyectos de frío ecológico en la zona portuaria y del Valle de Escombreras. En abril de 2021, la filial de Enagás Emprende, e4efficiency, firmó con Repsol un memorando de entendimiento para colaborar en proyectos de eficiencia energética, en la refinería de Cartagena, basados en el uso de la energía de frío ecológico de Enagás.

Este año se realizarán los estudios de ingeniería para desarrollar las infraestructuras de la cadena de frío ecológico y se solicitarán ayudas para el desarrollo de este proyecto de relevante aportación a la transición energética en la región. ●

hogares y empresas”, ha asegurado la directora general de Cliente y Generación Baja en Carbono de Repsol, María Victoria Zingoni. ●

Reganosa testará nuevas tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno verde



Reganosa testará nuevas tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno verde en España. Junto al Instituto Tecnológico de Matemática Industrial (Itmat) y dentro de un consorcio de grandes empresas del sector, la multinacional gallega de la energía desarrollará una herramienta digital de apoyo a la fabricación de H2 mediante la valorización de residuos. Así lo ha anunciado esta mañana la responsable del departamento de Digitalización de Reganosa, Rocío Vega, durante una jornada técnica sobre transición energética organizada por el Instituto Enerxético de Galicia (Inega) en el marco de la feria Enerxética 2022, la cual está teniendo lugar en Silleda (Pontevedra).

Con un presupuesto de 7,89 millones de euros, el consorcio Zeppelin buscará hasta finales de 2024 soluciones tecnológicas innovadoras, eficientes y circulares para la producción y almacenamiento de hidrógeno verde. Además de Reganosa, este grupo lo conforman firmas líderes de

los diferentes eslabones de la cadena de valor del H2: Naturgy, Norvento, Perseo, Redexis, Técnicas Reunidas, Repsol y Aqualia, que ejerce el rol de líder. También se integran en esta alianza el Centro Tecnológico de Investigación Multisectorial (Cetim), coordinador de la oficina técnica del proyecto, y otros siete organismos de investigación altamente especializados Cidaut, Ciemat, EnergyLab, Imdea Energía, ITQ, el equipo de ingeniería química y tecnología del medio ambiente de la Universidad de Valladolid y el Itmat, integrado en el Centro de Investigación e Tecnoloxía Matemática de Galicia (Citmaga).

El consorcio se ha fijado los objetivos de investigar un conjunto de nuevas tecnologías de producción de hidrógeno verde alternativas a la electrólisis y que fomenten la valorización de residuos y subproductos de diferentes sectores: agroalimentarios, textiles, de refinerías, de estaciones de depuración de aguas... También se desarro-

Axpo comienza a inyectar en la red de gas biometano procedente de residuos ganaderos



Axpo ha comenzado a inyectar el biometano procedente de los residuos ganaderos de la granja Torre Santamaría en la red gasística de Nedgia, en una iniciativa pionera en Cataluña que pretende ser el germen de muchas otras instalaciones que pueden valorizar el estiércol y purines con fines energéticos, reduciendo así su impacto medioambiental.

Con una inversión cercana a los 4 millones de euros, este proyecto ha situado a la granja Torre Santamaría como ejemplo práctico de economía circular al convertir la totalidad de sus residuos agroalimentarios en biometano, que se inyecta directamente en la red. Este hito ha sido posible gracias al primer acuerdo de compraventa de biometano

llarán nuevos materiales de almacenamiento de H2 y herramientas de modelización de las diferentes tecnologías desarrolladas. Todo ello alineado con el objetivo de reducir

a largo plazo en España, firmado por Axpo Iberia en una firme apuesta por un combustible de origen 100 por 100 renovable que contribuirá al cumplimiento de los objetivos de sostenibilidad marcados por Europa para 2030.

En Cataluña, hay aproximadamente ocho millones de cerdos, 700.000 piezas de ganado bovino y 38 millones de aves que generan, entre todas, unos 17 millones de toneladas de purines. La Comisión Europea ya dio un ultimátum hace casi dos años a España para que afrontara la problemática de los suelos contaminados y alertó de la situación especialmente preocupante de zonas vulnerables de gran producción agraria en Cataluña. •

los costes energéticos, económicos y ambientales asociados a la producción actual de hidrógeno, e impulsar una energía segura, eficiente y limpia. •

Shell y GTT desarrollarán tecnologías para el transporte de hidrógeno líquido



La empresa francesa GTT, especializada en el desarrollo de sistemas para el transporte y almacenamiento de gases licuados, ha firmado un acuerdo de colaboración con la petrolera Shell para el desarrollo de tecnologías para el transporte de hidrógeno líquido.

Este acuerdo incluye el proyecto preliminar de un buque tanque de porte medio para el transporte de hidrógeno líquido, así como para su sistema de contención de carga. Según fuentes de GTT, “la capacidad para transportar volúmenes muy grandes de hidrógeno en forma licuada, a -250 °C, es uno de los desafíos tecnológicos que se deben superar para establecer una cadena de suministro de hidrógeno fiable, eficiente y competitiva”.

Desde Shell opinan que el hidrógeno y sus tecnologías van a desempeñar un papel fundamental en la consecución del objetivo de la empresa de ser un proveedor de energía con cero emisiones netas de carbono para 2050. “El transporte seguro y eficiente de hidrógeno líquido será fundamental y creemos que GTT aportará una experiencia clave a este proyecto que, en última instancia, ayudará a acelerar y desbloquear esta futura fuente de energía”, declaran.

El pasado mes de enero el Suso Frontier, un buque tanque para el transporte de hidrógeno líquido desarrollado dentro de un proyecto japonés, inició su viaje pionero entre Australia y Japón con una primera carga. •

Estados Unidos aumentará en 2022 y 2023 su producción de gas

La Administración de Información Energética de Estados Unidos (EIA) pronostica que la producción de gas natural comercializada en aquel país aumentará a una

media de 104.400 millones de pies cúbicos al día (Bcf/d) en 2022 y seguirá creciendo a un récord de 106.600 Bcf/d en 2023, según el último informe del Panorama energético a

TotalEnergies y Veolia unen fuerzas para acelerar el desarrollo del biometano



TotalEnergies y Veolia han firmado un acuerdo para producir biometano a partir de las instalaciones de tratamiento de aguas y residuos de Veolia, que operan, a día de hoy, en más de 15 países.

Los socios desarrollarán e invertirán conjuntamente en una cartera de proyectos internacionales con el objetivo de producir hasta 1,5 TWh de biometano al año para 2025. Esta producción de gas renovable a partir de residuos orgánicos equivaldrá al consumo medio anual de gas natural de 500.000 habitantes y evitará unas 200.000 toneladas de CO2 al año. TotalEnergies comercializará el biometano resultante como combustible renovable para la movilidad o como sustituto del gas natural para otros usos.

Además, los socios pondrán en común su conocimiento industrial en la producción de biometano.

Veolia contribuirá con su experiencia en la producción y procesamiento de biogás desde sus instalaciones, mientras que TotalEnergies aportará sus conocimientos de toda la cadena de valor del biometano.

“Nos complace asociarnos con Veolia para promover la recuperación de residuos a través de la producción de biometano y, con ello, contribuir a la economía circular, uno de los pilares del desarrollo sostenible”, declara Stéphane Michel, presidente de Gas, Renovables y Energía en TotalEnergies.

Por su parte, Estelle Brachlianoff, directora de operaciones de Veolia señala que “nuestra asociación con TotalEnergies está alineada con la estrategia de Veolia de desarrollar soluciones para descarbonizar la combinación energética, especialmente con biogás, como parte de la transición ecológica a la que aspiramos”. •

corto plazo (STEO). Alrededor del 97 por 100 de la producción durante los próximos dos años provendrá de los 48 estados inferiores (L48), excluyendo el Golfo de México (GOM) en alta mar federal. El otro 3 por 100 provendrá de Alaska y el GOM.

El crecimiento de la producción de gas natural de Estados Unidos provendrá principalmente de la región de los Apalaches en el noreste, la región de Permian en el oeste de Texas y el sureste de Nuevo México, y la región de Haynesville en Texas y Louisiana. •

Barcelona, sede del Congreso Europeo de GLP 2022



El Congreso anual de Liquid Gas Europe es una cita imprescindible en la que se encuentran los máximos representantes europeos del sector con el objetivo de representar al GLP como una energía versátil, eficiente, disponible y respetuosa con el medio ambiente.

Este encuentro celebra de forma paralela una feria de negocios y un programa de conferencias para ofrecer una experiencia exclusiva donde hacer negocios y fomentar el diálogo en el sector: un congreso donde se dan cita empresas y administraciones comprometidas con el uso y el desarrollo de este combustible excepcional.

Liquid Gas Europe

La asociación organizadora del congreso Liquid Gas Europe está integrada por asociaciones nacionales de GLP, compañías energéticas, principales proveedores y distribuidores y fabricantes de equipos de GLP y GLP renovable y otros gases complementarios y de sustitución directa. Con el apoyo de sus grupos de trabajo de expertos de la industria, Liquid Gas Europe participa activamente en iniciativas y programas concretos para garantizar el desarrollo sostenible, seguro

y eficiente del GLP en Europa.

La misión de Liquid Gas Europe es garantizar que la comunidad política de la UE adopte nuestra visión de establecer el GLP y el GLP renovable como la energía alternativa de elección que respalda la agenda política de la UE.

En España la representación la ostenta la Asociación Gas Licuado, cuya misión es presentar y promover, de manera didáctica y veraz, esta fuente de energía como parte de la solución para lo-



gar una economía neutra en carbono en el horizonte 2050 al ser energéticamente coste-eficiente y estar comprometida con el proceso de transición energética y descarbonización de la economía. Sus miembros son Disa, Primagás y Repsol. •

En 2022, el Congreso Europeo se celebrará en España por primera vez desde 2010, bajo el lema Energy in an Era of Disruption. En una época en plena transición energética y marcada por los desafíos medioambientales y tecnológicos, esta cita internacional permitirá conocer cómo el GLP presenta soluciones innovadoras que combinan el ahorro de costes con el suministro de energía respetuosa con el medio ambiente y la calidad del aire.

El Congreso europeo de GLP 2022 tendrá lugar del 29 al 30 de junio en Fira Barcelona en el pabellón 2 del histórico recinto de Montjuïc, que tiene una ubicación privilegiada, en el centro de la ciudad, de fácil acceso desde el aeropuerto y conectada a la red de transporte público. •

Emerson, destacada como "Empresa IoT industrial del año" en los premios IoT Breakthrough



IoT Breakthrough nombró al líder global de *software* y tecnología industrial Emerson como "Empresa IoT industrial del año", una distinción que la empresa logró cuatro de los cinco últimos años. IoT Breakthrough, que recibió casi 4000 nominaciones para la competencia del 2022, reconoce la innovación en *software* y tecnología de Emerson que ayuda a los clientes de industrias esenciales a llevar a cabo operaciones más seguras, eficientes y sostenibles.

Plantweb de Emerson es el ecosistema más integral de sensores, dispositivos inteligentes, *software* industrial y analítica de la industria. Además, Emerson diseña y ofrece más dispositivos de detección inteligentes que ninguna otra empresa en el mundo.

"Las tecnologías digitales, el *software* y la analítica avanzados han proporcionado mejoras operacionales medibles en instalaciones de fabricación durante años, y ahora, esas mismas tecnologías están muy enfocadas en la sostenibilidad", expresó Mark Bulanda, presidente ejecutivo de Emerson Automation Solutions. "Ayudamos a los clientes de los sec-

tores de la electricidad, los productos químicos, las ciencias biológicas, alimentos y bebidas y muchos otros a impulsar sus objetivos de sostenibilidad de manera tangible y escalable".

Con su cartera de tecnologías digitales, *software* y analítica del Internet industrial de las cosas (IIoT), Emerson ayuda a algunas de las empresas más grandes del mundo a lograr un rendimiento del cuartil superior en áreas clave, incluidas la confiabilidad, la seguridad incrementada y la reducción de las emisiones de energía. Estas tecnologías del IIoT están transformando los modelos de operación y permiten operaciones remotas y autónomas, además de hacer que los equipos de fabricación sean más ágiles y colaborativos.

El director ejecutivo de IoT Breakthrough, James Johnson, señaló que "las tecnologías digitales y de automatización avanzadas de Emerson son fundamentales para ayudar a los clientes a optimizar sus operaciones y a alcanzar objetivos sólidos de sostenibilidad ambiental".

IoT Breakthrough distingue a las mejores empresas,

Covestro y Genomatica desarrollan una materia prima química sostenible mediante biotecnología

Covestro y la empresa de biotecnología Genomatica han desarrollado una versión de origen vegetal de la materia prima química HMDA (hexametileno diamina). Este desarrollo supone un hito en sostenibilidad para la industria, y permite dar un importante paso hacia la circularidad, ya que, por sus características, la HMDA es una materia prima muy presente en multitud de ámbitos.

La HMDA es un ingrediente clave para un tipo de nylon muy utilizado (nylon-6,6), que se aplica en sectores como el de la automoción, el textil o el de la construcción. Asimismo, también es un componente clave para las materias primas de los revestimientos y adhesivos de Covestro. Hasta ahora, la HMDA, que cuenta con un mercado mundial de 2 millones de toneladas al año, se fabricaba mediante materias primas de origen fósil. No obstante, gracias a la investigación de Covestro y Genomatica, se ha podido desarrollar una versión de esta materia prima con una base biológica, constituida por biomasa. Gracias a este logro, se allana el camino



hacia una producción de ropa, adhesivos, revestimientos o plásticos mucho más sostenible.

Los equipos de Covestro y Genomatica han trabajado para desarrollar una tecnología de proceso comercial para esta HMDA de base biológica, y se espera poder producir toneladas de material de alta calidad a lo largo de múltiples campañas de producción. Ambos socios ya están procesando y probando el material de sus campañas de producción iniciales, y la HMDA de origen vegetal resultante cuenta con grandes niveles de pureza y calidad. En este sentido, ambas compañías tienen previsto avanzar en el programa hasta alcanzar una escala comercial completa, y Covestro se ha asegurado una opción para licenciar la tecnología de proceso GENO HMD resultante integrada para la producción comercial. •

líderes, tecnologías y productos del mundo en una variedad de categorías del IoT, desde industrias y empresas a consumidores y hogares conectados. Los ganadores son

seleccionados por un panel de profesionales de máximo nivel con experiencia en el área del IoT, que incluyen periodistas, analistas y ejecutivos de tecnología. •

ABB eleva un 17 por 100 sus ventas en España con una facturación de casi 500 millones en 2021

ABB ha presentado los resultados económicos del 2021 en España, registrando 5.641 millones de euros en ventas, lo que supone un crecimiento del 17 por 100 con respecto a 2020. En esta línea, la facturación subió hasta los 495 millones (+18 por 100).

La empresa, que cuenta en España con cuatro centros principales de producción e ingeniería (Madrid, Cataluña y País Vasco), 18 delegaciones comerciales y emplea a alrededor de 1.400 personas, ha logrado mejorar los ingresos en 2021. Las áreas de negocio (Electrification, Robotics & Discrete Automation, Motion y Process Automation) han conseguido mitigar el impacto de la inflación y los problemas de suministro, alcanzando los objetivos establecidos. Además, en 2021 se llevó a cabo en España una de las mayores adquisiciones con ASTI Mobile Robotics, con el propósito de completar su portafolio de robótica industrial y expandirse en robótica móvil.

Antonio Freije, Country Holding Officer de ABB en España, señala que "hemos apostado por la sostenibilidad como eje estratégico para reducir la huella de carbono, abogar por la economía circular y con proyectos de im-



pacto social. Además, de la mano de la tecnología, la digitalización y la eficiencia energética, hemos logrado ofrecer un claro valor añadido a nuestros clientes".

Entre los proyectos clave de 2021 destaca la actualización de una planta de laminación de acero en España para Global Steel Wire (Grupo Celsa). Por otro lado, el Grupo Segura ha confiado en la robótica de ABB para automatizar el proceso de fabricación de las bandejas metálicas donde se ubican las baterías dentro del vehículo eléctrico.

En el sector transportes, la compañía ha conseguido a finales de 2021 pedidos por un valor aproximado de 80 millones de dólares por parte de Stadler para el suministro de equipos de tracción de alta eficiencia energética y sistemas de almacenamiento de energía para trenes de pasajeros de gran capacidad.

En 2021, ABB también ha trabajado en el ámbito de las infraestructuras públicas y la mejora de la eficiencia energética de edificios. •

Covestro renueva el acuerdo con la URV para fomentar la química entre los más jóvenes

Un año más, Covestro colabora con la Universidad Rovira i Virgili de Tarragona para despertar el in-

terés por las disciplinas STEM entre los más jóvenes y, más concretamente, la química.

Siemens y Lacor Formación fomentarán las competencias digitales de la industria 4.0

El gigante tecnológico Siemens y el grupo especializado en formación para profesionales Lacor han firmado un acuerdo para la colaboración en tecnología Si-



numerik de Control Numérico Computarizado (CNC).

Lacor Formación podrá ofrecer una amplia gama de titulaciones y formación dentro del campo de mecanizado de metales. El personal de las empresas con las que colabora el grupo que asista a los cursos obtendrá un diploma que les acredita como capacitados para manejo y programación de los sistemas de CNC de Siemens. Para garantizar el éxito de esta formación Siemens dotará de sistemas Sinumerik y CAD/CAM para poder aprender en un entorno virtual lo más cercano a la realidad posible.

A través de Train-The Trainer, Siemens formará a profesionales de Lacor para que después impartan estos conocimientos a los alum-

En el marco de este acuerdo, se desarrollarán 10 sesiones sobre química y sostenibilidad dentro del Programa Extractivo STEM URV, dirigidas a los alumnos de ESO del INS Camp Clar de Tarragona. Covestro quiere fomentar un acceso igualitario a la formación en química, promoviendo la igualdad de oportunidades,

nos de terceras empresas con el objetivo de poder transformarse digitalmente y aplicar las tecnologías que impulsan la Industria 4.0.

Borja Zarate, director de Motion Control de Siemens España, recaló la importancia de este tipo de partenariados "que ofrecen una formación de calidad que reduce la brecha entre las necesidades reales de las empresas y el conocimiento de los empleados". Por su parte, Ignacio Pamplona, director de Lacor Formación, destacó que, gracias a este acuerdo, "podemos impartir presencialmente unas formaciones muy específicas y demandadas, ampliando así nuestro abanico de itinerarios formativos con los que pretendemos dotar de competencias a los profesionales". •

especialmente entre el alumnado femenino. Las sesiones serán eminentemente prácticas, y estarán conducidas por tres investigadoras en activo. Covestro también participará de la mano de sus expertos, explicando cómo los productos que fabrica en Tarragona están muy presentes en la vida diaria. •

Carbueros Metálicos cumple 125 años de liderazgo en el sector gasista

Carbueros Metálicos, compañía líder en el sector de gases industriales y medicinales en España que forma parte del Grupo Air Products, conmemorará a lo largo de 2022 los 125 años de su constitución. Este aniversario tiene una especial trascendencia ya que son menos de 50 las empresas españolas activas en la actualidad que fueron creadas en el siglo XIX.

Carbueros Metálicos cubre todo el territorio español con sus productos y soluciones, contando con 12 plantas de producción y 14 de envasado, así como dos laboratorios de gases de alta pureza y un centro de I+D que dan servicio a más de 100.000 clientes en una treintena de sectores económicos, como los de la alimentación y bebidas, automoción y soldadura, energía y petroquímica y sanidad.

A lo largo de su extensa trayectoria, Carbueros Metálicos ha mantenido la innovación y la sostenibilidad en el centro de su estrategia empresarial, manteniéndose siempre a la vanguardia. Entre otras líneas de acción estratégicas, la compañía impulsa la adopción del hidrógeno renovable en el sector del transporte, tanto de personas como de mercancías, contribuyendo a avanzar hacia modelos de movilidad más sostenibles. Concretamente, la compañía viene demostrando su experiencia en toda la cadena de valor del hidrógeno a través de la Ruta del hidrógeno, una serie de pruebas de repostaje y suministro de hidrógeno renovable para autobuses de transporte



urbano que demuestran que la movilidad cero emisiones es una realidad. Esta iniciativa, que se ha desarrollado ya en seis comunidades autónomas, sitúa a la compañía a la cabeza también en este ámbito.

Captura de emisiones

Otra de sus líneas de actuación son los sistemas de captura de emisiones de dióxido de carbono (CO₂) como el de su planta de Telde (Gran Canaria), en la que se depuran los humos producidos por los hornos de Vidrieras Canarias. El dióxido de carbono recuperado puede emplearse posteriormente en sectores como los de la alimentación y bebidas. La compañía cuenta con una instalación similar que reutiliza el CO₂ generado, en este caso, por la combustión de biomasa en la central bioeléctrica de Garray (Soria). Se crea así un esquema de economía circular que anualmente evitará la emisión de miles de toneladas de CO₂ a la atmósfera.

Esta estrategia empresarial presidida por la sostenibilidad se enmarca a su vez en el compromiso 'Third by '30' que implica reducir un tercio la intensidad de las emisiones globales

Gran resultado de los sellos sin soldadura Roxtec en GBS Group



GBS Group, con sede en Virginia Beach, EE. UU. lleva a cabo instalaciones eléctricas en todo el mundo. Trabajando en el USNS Bob Hope en un astillero de la costa oeste de EE. UU. tuvieron que hacer pasar nueve cables de alimentación, de red y de datos a través de la cubierta para un nuevo sistema de información. El American Bureau of Shipping (ABS) rechazó la sugerencia inicial de usar masilla ignífuga para sellar la entrada. Cuando GBS propuso utilizar Roxtec, ABS estuvo de acuerdo en que Roxtec cumpliría los requisitos necesarios para el proyecto.

La sugerencia de usar Roxtec se traduciría en un ahorro de tiempo y costes desconocido para GBS. En lugar de utilizar una solución de masilla ignífuga que requería la soldadura de una tubería de 4 pulgadas, GBS selló la entrada con un sello Roxtec R con clasificación A60 en un manguito Roxtec. "Hemos ahorrado miles de

dólares en una sola entrada", explica Bobby Conrad. "Y la instalación fue pan comido. Nos llevó menos de una hora perforar un agujero a través de la cubierta de 1/4", luego instalamos la junta en cinco minutos y dedicamos otros 20 minutos a apretar los pernos".

Una soldadura conlleva muchas etapas y costes añadidos, como la contratación de un químico marino, personal de vigilancia de incendios y un soldador durante varias horas, incluso si el trabajo real solo lleva diez minutos. Programar que todos estén disponibles al mismo tiempo puede suponer un reto, así como el cumplimiento de todos los requisitos asociados al permiso de trabajo en caliente y asegurarse de que todos los pasos estén autorizados. Los sellos Roxtec cumplen con la clasificación de resistencia contra incendios, protegen contra el agua y simplifican los cambios ahorrando costes y tiempos de instalación. •

de CO₂ para 2030 dentro del Grupo Air Products, uno de los líderes mundiales en el sector de gases industriales y el primer productor mundial de hidrógeno y helio. Asimismo, el Grupo Air Products participa en diver-

sos megaproyectos mundiales para acelerar la transición hacia un futuro energético más limpio y sostenible, gracias a su liderazgo y sus capacidades demostradas en la ejecución y excelencia operacional. •

Mercado a plazo de Londres del crudo Brent (en dólares/barril)

	FEBRERO 2022	MARZO 2022	ABRIL 2022	MAYO 2022	JUNIO 2022	JULIO 2022	AGOSTO 2022	SEPTIEMBRE 2022	OCTUBRE 2022
31 ENERO	-	88,15	86,49	85,11	83,85	82,70	81,66	80,71	79,83
1 FEBRERO	-	88,20	86,46	85,02	83,72	82,56	81,52	80,58	79,71
2 FEBRERO	-	88,26	86,69	85,32	84,07	82,94	81,91	80,99	80,14
3 FEBRERO	-	90,27	88,45	87,00	85,67	84,47	83,38	82,40	81,50
4 FEBRERO	-	92,31	90,33	88,78	87,36	86,06	84,47	83,79	82,80

Mercado a plazo de Nueva York del crudo WTI (en dólares/barril)

	FEBRERO 2022	MARZO 2022	ABRIL 2022	MAYO 2022	JUNIO 2022	JULIO 2022	AGOSTO 2022	SEPTIEMBRE 2022	OCTUBRE 2022
31 ENERO	-	91,21	89,26	87,85	86,64	85,57	84,68	83,85	83,05
1 FEBRERO	-	-	89,16	87,77	86,55	85,48	84,60	83,77	82,98
2 FEBRERO	-	-	89,47	88,12	86,91	85,87	85,00	84,18	83,40
3 FEBRERO	-	-	91,11	89,69	88,42	87,36	86,43	85,57	84,75
4 FEBRERO	-	-	93,27	91,65	90,22	89,02	88,00	87,05	86,15

Mercado a plazo de Londres del gasóleo (en dólares/tonelada)

	FEBRERO 2022	MARZO 2022	ABRIL 2022	MAYO 2022	JUNIO 2022	JULIO 2022	AGOSTO 2022	SEPTIEMBRE 2022	OCTUBRE 2022
31 ENERO	696,25	782,75	765,25	751,75	742,25	734,75	730,00	727,50	725,50
1 FEBRERO	802,00	788,25	770,25	745,75	745,75	737,75	733,00	730,25	728,50
2 FEBRERO	800,50	685,75	766,50	752,25	741,75	733,75	733,75	729,25	726,75
3 FEBRERO	818,75	801,00	778,75	763,00	751,75	743,75	739,00	736,25	734,00
4 FEBRERO	851,50	829,00	804,25	786,75	774,00	764,50	758,50	754,75	752,00

Evolución y estimación de la oferta/demanda mundiales de petróleo

(En millones de barriles/día)

	2020	4T. 2021	2021	1T. 2022	2T. 2022	3T. 2022	4T. 2022	2022
DEMANDA								
AMÉRICA DEL NORTE	22,4	24,9	24,2	24,5	25,2	25,6	25,1	25,1
EUROPA	12,4	13,4	12,9	13,2	13,5	13,9	13,5	13,5
PACÍFICO	7,1	7,8	7,4	7,9	7,1	7,4	7,8	7,6
TOTAL OCDE	42,0	46,0	44,5	45,5	45,8	46,8	46,4	46,2
TOTAL NO-OCDE	48,8	52,9	51,8	53,0	53,4	53,8	53,8	53,5
DEMANDA TOTAL	90,8	98,9	96,3	98,5	99,2	100,6	100,2	99,7
OFERTA								
TOTAL NO-OPEP	63,0	65,3	63,7	65,6	66,6	67,5	67,4	66,8
CRUDO OPEP	25,7	-	-	-	-	-	-	-
GNL OPEP	5,2	5,3	5,3	5,4	5,4	5,5	5,5	5,5
TOTAL OPEP	30,8	-	-	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	93,8	-	-	-	-	-	-	-



Una oportunidad única para exponer sus innovaciones

El congreso más grande de la industria del gas licuado de Europa

El Congreso Europeo del Gas Licuado ofrece una plataforma para discutir el futuro de la energía en Europa y cómo el GLP, el Bio GLP y otros combustibles gaseosos están perfectamente posicionados para ayudar a alcanzar los objetivos energéticos y climáticos, facilitando el camino para un futuro más sostenible para todos.

- 6 sesiones** con los representantes más prominentes del área de la energía
- 57 países** representados
- 80%** del espacio de exhibición vendido
- Más de 1000 visitantes** especializados de la industria del gas licuado
- Una oportunidad para **relacionarse y conectar** con profesionales de la industria

Congreso Europeo del Gas Licuado BARCELONA 29-30 JUNIO

RESERVE SU ESTAND HOY

www.europeanlpgcongress2022.com



MADRID LNG & SHIPPING FORUM

6-7 October 2022



www.madridlng.com