

oilgas

Petróleo, Petroquímica y Gas • Julio-Agosto 2022 • año 55



DESCARBONIZACIÓN: LA INDUSTRIA *DOWNSTREAM* ACELERA SU PROGRAMA DE INVERSIONES
AOP DEFIENDE EL REALISMO COMO PRINCIPAL INGREDIENTE PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA
SIGAUS CELEBRA 15 AÑOS COMPROMETIDA CON LA ECONOMÍA CIRCULAR



Contigo, somos Economía Circular



100%
aceite usado
recogido

100%
aprovechamiento
del residuo

82.000
toneladas de CO₂
evitadas

63.500
toneladas de nuevos
lubricantes generados

Detrás de un residuo invisible, hay una gestión eficaz

Detrás de la gestión del aceite usado en la industria, hay un sistema de gestión que lleva 15 años convirtiendo un residuo muy contaminante en materias primas y energía, evitando su impacto ambiental con eficiencia y sostenibilidad.

Y trabajando, además, en prevención, en comunicación, en control y trazabilidad...

Gracias a empresas, Administración y ciudadanos, el aceite usado es un ejemplo de la economía del futuro.



SIGAUS. El futuro es circular

f @HacesMasconSIGAUS t @hacesmas i @hacesmas w www.sigaus.es



II Sal3n del gas_renovaBle

2022

VALLADOLID

5 Y 6
OCTUBRE

Segunda edici3n del evento exclusivo para profesionales orientado a promover las oportunidades de negocio entre empresas vinculadas al BIOG3S, BIOMETANO y GAS_RENOVABLE en Espa1a, Portugal y Am3rica Latina

www.salondelgasrenovable.com

www.congresobioenergia.org

BIOG3S Y BIOMETANO:
producci3n, tecnolog3as y
situaci3n del mercado en Espa1a y Europa

CONGRESO INTERNACIONAL
BIOENERG3A

ORGANIZA

aveBiom
Asociaci3n Espa1ola de la Biomasa

PARTNER T3CNICO

AEBIG
ASOCIACION ESPA1OLA DE BIOG3S

COLABORAN



Bioenergy
EUROPE



Traceado El3ctrico para la Industria

eltherm 

eltherm Spain, S.L.U., filial del grupo multinacional Alem3n ELTHERM, fue creada en Espa1a en 2015 para atender la demanda del Sector del Traceado El3ctrico nacional, no solo aportando productos de fabricaci3n propia, sino soluciones "llave en mano", desde el estudio b3sico preliminar hasta la puesta en marcha del proyecto.

En la actualidad, con m3s de 30 empleados (80% focalizado en Ingenier3a y Proyectos) es la empresa l3der y de referencia en Espa1a en Soluciones de Traceado El3ctrico.

- **Industria Qu3mica y Petroqu3mica**
- **Renovables; CSP, Biodiesel, Bioetanol**
- **Refiner3as y Plataformas OFF/ON Shore**
- **Terminales de Almacenamiento**
- **Industria Alimentaria**



Suministro

- Fabricaci3n
- Suministro
- Compras
- Log3stica

Dise1o

- Dise1o conceptual
- Ingenier3a b3sica
- Ingenier3a de detalle

Documentaci3n

- Pruebas y protocolos de funcionamiento
- As-Built

Gesti3n de Proyecto

- Direcci3n de Proyecto
- Supervisi3n de Obra
- Prevenci3n

Mantenimiento

- Peri3dico y preventivo
- Intervenciones



M3s de 30 a1os de experiencia aportando soluciones de **Calentamiento El3ctrico** en la industria convierten a eltherm en **l3der global de Traceado El3ctrico.**

www.eltherm.com

**RESERVE AHORA
SU EDICIÓN 2022**

+ precio reducido

+ envío gratuito

OFERTA LIMITADA

52 EDICIÓN

EL ESTUDIO DE ANÁLISIS DE REFERENCIA PARA LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

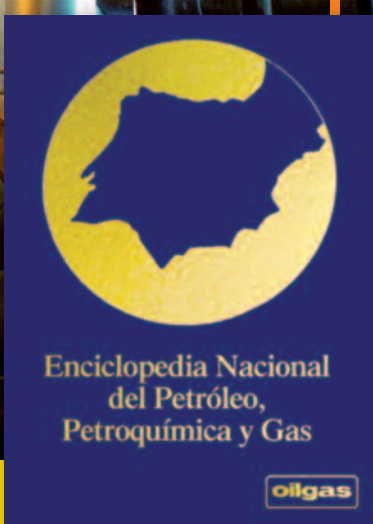
**E&P
TRANSPORTE
ALMACENAMIENTO
REFINO
PETROQUÍMICA
GAS
PRODUCTOS PETROLÍFEROS
Y BIOCARBURANTES
EE. SS.
CONSUMO DE ENERGÍA
INGENIERÍAS
LEGISLACIÓN COMUNITARIA
MEDIO AMBIENTE**

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

La **ENCICLOPEDIA 2022** 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

INFORMACIÓN
91 556 5004



Enciclopedia Nacional
del Petróleo,
Petroquímica y Gas

oilgas

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA LIDERAR EL NEGOCIO
www.oilgas.es

oilgas

Petróleo, Petroquímica y Gas

AÑO 55

NÚMERO 623

JULIO - AGOSTO 2022

Edita
SEDE TÉCNICA S.A.

Dirección editorial Almodena Martín Cubillo
Redacción Pablo Carrero

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

LATINOAMÉRICA Digital 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 por 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 cederán 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

- 04 ▶ nacional > actualidad
- 10 ▶ proyectos > actualidad
- 13 ▶ nacional > estadísticas
transición energética > tribuna
- 15 ▶ Realismo, el ingrediente principal para la transición energética
Andreu Puñet | Director General | AOP
- refino > inversiones
- 18 ▶ La producción de las refinerías se dispara un 16,5 por 100
refino > informe 2022
- 25 ▶ Informe Refino 2022
biorrefino > actualidad
- 39 ▶ En la UE el biorrefino de cultivos produce más alimento que combustible
- aceites & lubricantes > informe 2022
- 40 ▶ El mercado de lubricantes creció un 10,7 por 100 en 2021
aceites & lubricantes > economía circular
- 42 ▶ El compromiso con la economía circular articula la labor de SIGAUS tras 15 años
protagonistas > entrevista
- 44 ▶ "Estamos en pleno proceso de expansión para convertirnos en uno de los principales referentes de nuestro mercado"
Diego Guardamino | Director General
Grupo Hafesa
- red ee.ss > informe 2022
- 47 ▶ En 2021 la red incorporó 210 nuevas estaciones y volvió a batir su récord
- 51 ▶ gas > noticias
- 54 ▶ empresas & equipos
- 56 ▶ precios y estadísticas internacionales

en nuestro próximo número

INVERSIONES EN INFRAESTRUCTURAS GASISTAS

Potencial del gas renovable
Hidrógeno | Biometano

En la edición de septiembre 2022, **OILGÁS** publicará un nuevo informe sobre el sector del gas natural en España, centrado en el desarrollo del sistema gasista: red nacional de gasoductos, instalaciones de almacenamiento subterráneo y plantas de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL. Además, abordará el potencial del gas renovable, el desarrollo de inversiones que se llevan a cabo para el uso del gas natural en movilidad terrestre y marítima y la inyección de hidrógeno en las infraestructuras de gas natural.

Portada: *Cepsa celebra el XX Aniversario de la restauración de la Laguna Primera de Palos junto a su complejo industrial de Palos de la Frontera (Huelva)*

**RESERVE EDICIÓN 2022 DEL ANUARIO
ENCICLOPEDIA DEL PETRÓLEO, PETROQUÍMICA Y GAS
SOLICITE SU EJEMPLAR POR TELÉFONO 91 556 5004**

El Plan Nacional de Contingencia de AOP propone apostar por la eficiencia energética, los ecocombustibles y la cogeneración

En respuesta a la petición de la vicepresidenta tercera y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera de realizar un conjunto de propuestas para el desarrollo del Plan Nacional de Contingencia, AOP ha remitido un documento con una serie de medidas para el ahorro energético en la industria del refino y el transporte.

La asociación ha puesto a disposición de la Administración y de otras industrias su conocimiento y experiencia en el ámbito de la gestión energética, que, según destaca, ha permitido una reducción de emisiones de CO₂ en las refinerías de casi el 20 por 100 entre 2005 y 2020. AOP explica que este hecho es especialmente destacable teniendo en cuenta el cambio de estructura en la demanda de hidrocarburos líquidos en los últimos años, que ha requerido procesos mucho más intensivos en consumo energético.

La asociación señala también a la cogeneración como una medida de efecto inmediato que se encuentra en manos de la Administración y solicita un mecanismo de actualización eficaz y flexible de la retribución a la operación, que responda a la volatilidad de los costes, permitiendo que la cogeneración pueda competir en igualdad de condiciones con los ciclos combinados lo que permitiría tener en marcha las cogeneraciones existentes en todas las refinerías. Esta medida podría generar un ahorro mensual en el sector del refino equivalente al gas que se consume para la generación dia-



El presidente de AOP, Juan Antonio Carrillo de Albornoz

ria de electricidad en toda España.

En última instancia, para el ahorro de gas natural, la asociación afirma que, desde el inicio de la invasión de Ucrania por Rusia, el sector ya ha implementado medidas que han permitido reducir entre el 30 y el 40 por 100 de su consumo. Aun así, remarca que el refino ha de considerarse un sector crítico al que garantizar el suministro de gas natural, ya que un eventual problema de suministro de productos refinados afectaría a numerosos sectores: aviación, transporte marítimo, de mercancías, ambulancias, climatización en hospitales, etc. En este sentido, aplaude la postura que ha tomado el gobierno de España para defender los intereses de la industria española respecto al anuncio de la Comisión Europea de restringir el consumo de gas, sin tener en

cuenta las circunstancias de cada país.

Asegurar el suministro

En cuanto a la seguridad de suministro, AOP subraya el papel de los ecocombustibles, que pueden contribuir a esta seguridad en la medida en que se pueden fabricar con materias primas autóctonas, como residuos agrarios, urbanos y forestales, o CO₂ capturado e hidrógeno renovable.

AOP ha remarcado que en España solo se han establecido objetivos de incorporación de ecocombustibles hasta 2026. Para liderar la transición energética es necesaria una transposición completa de la Directiva de Energías Renovables, estableciendo una senda de objetivos hasta 2030. De no hacerse, señalan, España sería dependiente de las importaciones de combustibles tradicionales y

renovables, con la consiguiente merma de competitividad y la pérdida de oportunidades para nuestra economía.

Como medida para el ahorro de energía final en el ámbito de la movilidad, la asociación propone la aprobación urgente de un plan de renovación acelerada del parque de vehículos, incentivando la compra de coches más eficientes —incluyendo los nuevos diésel y gasolina Euro 6d—.

Para AOP, “la decisión de incentivar solo la compra de vehículos electrificados va a ser un escollo para los planes de ahorro de consumos”.

Con un plan de renovación de 2,5 millones de vehículos de más de 10 años por otros nuevos —de cualquier tecnología—, se ahorrarían 1.479 millones de litros al año, es decir, un 45 por 100 del combustible consumido por los vehículos sustituidos. •

Las petroleras afirman, ante el impuesto del Gobierno, que “no se puede hablar de beneficios extraordinarios”



El sector petrolero ha asegurado, en referencia al nuevo impuesto que el Gobierno pretende aplicar a energéticas y banca en 2023 y 2024 para recaudar alrededor de 7.000 millones de euros, que “no se puede hablar de beneficios extraordinarios” y ha recordado que en este negocio “los márgenes son cíclicos y no hay que olvidar las pérdidas que se produjeron en 2020 de miles de millones de euros entre las compañías que operan en el país”.

Fuentes de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP) recordaron el compromiso de las empresas del sector con la actual coyuntura a través de la bonificación a los carburantes aprobada por el Gobierno tras la invasión de Ucrania a Rusia.

Asimismo, destacaron que en este sector las inversiones “se hacen a riesgo, no hay una tarifa regulada que asegure su rentabilidad, y gracias a estas inversiones gozamos de una alta seguridad de suministro en un contexto

muy complicado para otros países europeos que no hicieron la apuesta por el refino”.

Reinvertir beneficios

Además, subrayaron que gracias a estos beneficios van a poder acometer “las inversiones que son necesarias para alcanzar la neutralidad climática”.

Como el lector recordará, el presidente del Gobierno, Pedro Sánchez, anunció a finales de julio la aprobación de sendos impuestos temporales a las entidades financieras y a las grandes compañías energéticas para recaudar aproximadamente 7.000 millones de euros en dos años.

Durante su intervención en el debate sobre el estado de la nación, Sánchez indicó que el impuesto a “los grupos dominantes” del sector eléctrico, gasista y petrolero estará en vigor durante 2023 y 2024 y buscará recaudar 2.000 millones de euros al año de los beneficios extraordinarios de estas empresas en 2022 y 2023. •

La CNMC concluye que las gasolineras no se apropian de la bonificación al combustible



La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) ha informado de que, de forma general, las estaciones de servicio no se están apropiando de la bonificación de 20 céntimos por litro a los combustibles aprobada por el Gobierno y en vigor desde el pasado 1 de abril, por lo que concluye que el descuento se está trasladando al consumidor.

No obstante, la CNMC, que realiza de “forma habitual y continua” un seguimiento de la distribución minorista de carburantes en las estaciones de servicio, no descarta que algunos establecimientos hayan absorbido puntualmente una parte de la bonificación y “hayan incrementado los márgenes”.

El organismo también ha destacado que el encarecimiento de los precios en las gasolineras está ligado al alza de la cotización de los productos refinados en los mercados internacionales, “que ha aumentado de forma sostenida y con gran volatilidad” desde el comienzo de la invasión rusa de Ucrania y “registrando in-

crementos muy superiores” a la cotización del barril de Brent (de referencia en Europa).

Según la información analizada por la CNMC, el precio de venta al público de los carburantes se encareció en mayo por quinto mes consecutivo, situándose el promedio en la Península y Baleares en 1,929 euros por litro en el caso de la gasolina 95 y en 1,888 euros por litro en el del gasóleo.

En el caso de la gasolina, esas cifras suponen un incremento del 6,4 por 100 frente al mes anterior (+11,56 céntimos por litro) y en el del diésel un avance del 2,7 por 100 (+4,92 céntimos por litro).

Asimismo, en cuanto al margen bruto de las estaciones de servicio (que incluye el comercial y los costes logísticos, entre otros), se situó en 21,8 céntimos por litro en el caso de la gasolina y en 26,8 céntimos en el diésel.

Sobre ello, fuentes de la CNMC apuntan que los márgenes brutos de los cinco primeros meses del año son similares y no se alejan de forma significativa de los del promedio de 2021. •

Las salidas de productos petrolíferos desde Exolum aumentaron un 12,4 por 100 en junio

Las salidas de productos petrolíferos desde las instalaciones de Exolum al mercado español en junio alcanzaron los 3,33 millones de metros cúbicos, un 12,4 por 100 más que en el mismo mes del año pasado, una vez corregido el efecto calendario.

Por productos, las salidas de gasolinas han sido un 4,5 por 100 superiores respecto a junio de 2021, y las de gasóleo de automoción un 1,5 por 100 por encima del mismo periodo de 2021. En conjunto, las salidas de los carbu-

rantes de automoción alcanzaron los 2,32 millones de metros cúbicos, situándose un 2,2 por 100 por encima de su nivel en 2021.

En cuanto al total de gasóleos (A+B+C), las salidas se situaron en 2,23 millones de metros cúbicos, un 1,6 por 100 más que en junio de 2021.

Por su parte, las salidas de querosenos ascendieron a más de 577.600 metros cúbicos, lo que representa una subida de un 112,3 por 100 respecto a junio del año pasado. •

Fallece el secretario general de la OPEP, el nigeriano Mohammad Sanusi Barkindo



El secretario general de la Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), el nigeriano Mohammad Sanusi Barkindo, falleció el pasado mes de julio a los 63 años.

El presidente de la Corporación Petrolera de Ni-

geria (NNPC), Mele Kyari, señaló que “ciertamente, se trata de una gran pérdida para su familia inmediata, la NNPC, nuestro país, Nigeria, la OPEP y la comunidad energética mundial. •

Repsol triplica su margen de refino en el segundo trimestre



El margen de refino de Repsol se incrementó en 3,4 veces en el segundo trimestre del año frente al primero, pasando de 6,8 a 23,3 dólares por barril, según las cifras avanzadas por la compañía a la Comisión Nacional del Mercado de Valores (CNMV).

Repsol indica que en 2021 e incluso durante los primeros meses de 2022 el margen de refino se hundió hasta mínimos históricos” por el efecto de la reducción de la demanda de carburantes ante las restricciones a la movilidad derivadas de la Covid 19.

No obstante, en el segundo trimestre de 2022 las limitaciones de la oferta para cubrir la demanda de gasóleos, gasolinas y queroseno de avión han elevado significativamente los márgenes de refino en todo el mundo, sobre todo “tras la disrupción causada en las cadenas de suministro por la guerra de Ucrania”.

En Europa, además, se ha producido una reducción

continuada de la capacidad de refino desde 2010, con una competencia creciente de otras regiones, factores que han planteado un “extraordinario reto para el sector, que ha incrementado su actividad para atender la demanda en estas difíciles circunstancias”.

Por otro lado, la producción de la energética en el segundo trimestre se situó en 540.000 barriles equivalentes de petróleo al día, lo que supone una reducción del 3,2 por 100 frente a los tres meses anteriores y del 3,7 por 100 en términos interanuales.

Destaca la caída de la producción en la región Europa, África y resto del mundo, donde se ha experimentado una bajada del 25 por 100 frente al primer trimestre de 2021.

El grupo cifra en 113,9 dólares el precio medio del barril del crudo Brent en el segundo trimestre de 2022, un 65,1 por 100 más que los 69 dólares del mismo periodo del año pasado. •

Elementos para Caudal

Elementos para Temperatura

Elementos para Nivel

ISO 9001:2015

Ex ATEX

Diseño, Cálculo y Fabricación de Instrumentación Primaria para la producción de Hidrógeno Verde

EIPSA ESPAÑOLA DE INSTRUMENTACIÓN PRIMARIA, S.A.

www.eipsa.es

Polig. Ind. IGARSA. Naves 4, 5, 6, 7 y 8
28860 Paracuellos del Jarama. Madrid (España)
Tel.: (+34) 916 582 118/79 - Fax: (+34) 916 582 229
E-mail: info@eipsa.es

Siglo XXI

Hecho en España

IECEx IEC EAC LOM

Cepsa reorganiza su Centro de Investigación para liderar la transición energética



Cepsa apuesta por la innovación para impulsar su nueva estrategia “Positive Motion”, con el objetivo de liderar la transición energética y convertirse en la compañía líder en movilidad sostenible, hidrógeno verde y biocombustibles en España y Portugal. Para ello, la compañía ha reorganizado su Centro de Investigación en cuatro grandes divisiones que pondrán su foco no solo en avanzar en la creación de nuevos combustibles más sostenibles, sino también en detectar necesidades y tendencias del mercado para incrementar la eficiencia y la descarbonización de su negocio.

Las nuevas áreas creadas son: Transición Energética, para investigar proyectos relacionados con hidrógeno verde, biocombustibles avanzados, descarbonización y economía circular; Ciencias, como área transversal que incluye digitalización, química y catálisis; Análisis Avanzados, para el desarrollo de métodos analíti-

cos de última generación; y Excelencia Operacional, que engloba los proyectos orientados a los negocios para la mejora de la eficacia en los procesos.

Equipos especializados

Dentro del área de Transición Energética, se ha desarrollado un equipo específico de descarbonización enfocado en impulsar la reducción de emisiones de CO₂, así como un equipo centrado en el estudio y valorización de residuos para producir biocombustibles avanzados, asfaltos y productos químicos, mediante el reciclado de plásticos, residuos sólidos urbanos, aceites usados o grasas animales de uso no alimenticio, entre otros. Este equipo potenciará la investigación en materia de biocombustible avanzados para descarbonizar el transporte aéreo.

Para impulsar estos cambios Cepsa acaba de fichar también como asesor científico al profesor Avelino Corma. El prestigioso investigador es fundador del

La Fundación Repsol y Sernauto se alían para impulsar la movilidad sostenible



La Fundación Repsol y Sernauto (Asociación Española de Proveedores de Automoción), han firmado un acuerdo para desarrollar de forma conjunta acciones de promoción, divulgación e impulso de la transición energética y la movilidad sostenible.

La energética explica que el objetivo es abordar los grandes retos a los que se enfrenta la movilidad en las próximas décadas, mediante la organización conjunta de eventos de carácter nacional o local, estudios e informes y otras acciones formativas”.

Además, se generarán propuestas para hacer frente a esos retos y los asociados de Sernauto podrán partici-

par de ellas con el objetivo de conseguir la implicación del conjunto de la sociedad”.

El presidente de Repsol, Antonio Brufau, subrayó que no se deben poner barreras a la capacidad de la industria para desarrollarse y destacó que “prohibir no es el camino a seguir para tener una industria potente”.

“Ambas entidades estamos firmemente comprometidas con la descarbonización y este acuerdo representa una muestra más de la contribución que desde ambos sectores estamos realizando para alcanzar los objetivos europeos de neutralidad climática en 2050”, ha subrayado por su parte el presidente de Sernauto, Francisco Riberas. •

Instituto de Tecnología Química, centro de investigación de excelencia mixto entre la Universidad Politécnica de Valencia (UPV) y el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC). Este científico es reconocido internacionalmente, especialmente por

su desempeño en catalizadores sólidos ácidos y bifuncionales aplicados al refinado del petróleo, procesos sostenibles, biocombustibles y química fina. Este trabajo le llevó a alzarse con el Premio Príncipe de Asturias de Investigación en 2014. •

Cepsa se compromete a reducir un 20 por 100 la captación de agua dulce en zonas de estrés hídrico en 2025



Cepsa se ha fijado el objetivo de reducir en un 20 por 100 la captación de agua dulce en zonas de estrés hídrico en 2025 respecto a su utilización en 2019, lo que supondrá un ahorro de más de 3 millones de metros cúbicos de agua dulce al año.

El objetivo ha sido fijado por la Mesa del Agua, grupo de trabajo de la compañía que analiza la gestión del agua en sus actividades para identificar y evaluar iniciativas y proyectos que ayuden a hacer un uso más eficiente de este recurso. Con este comité interdisciplinar interno, Cepsa pretende dar impulso a sus esfuerzos para incrementar la eficiencia en el uso del

agua en todos sus negocios, especialmente en zonas de estrés hídrico, y mejorar en el conocimiento sobre el ciclo del agua en sus grandes instalaciones productivas, para seguir incrementando los porcentajes de agua reciclada y reutilizada.

La compañía acometerá diferentes iniciativas para reducir su consumo de agua dulce.

Entre otras, destaca el proyecto de reutilización en la planta de aguas residuales de su Energy Park de San Roque (Cádiz), que reducirá un 20 por 100 el consumo de agua de esta instalación gracias a una importante mejora en el tratamiento de aguas residuales. •

Plenoil prevé facturar alrededor de 750 millones de euros en 2022 y abrir 40 nuevas gasolineras

Plenoil prevé facturar en torno a 750 millones de euros en 2022 y abrir 40 nuevas gasolineras en lo que queda de año.

En el primer semestre del año ha vendido 300 millones de litros de combusti-

ble, una cifra similar a la registrada en todo 2021, año en el que la empresa cerró el ejercicio con 327 millones de litros dispensados.

La compañía destaca que en el primer semestre ha re-

Repsol empieza a comercializar luz y gas en Portugal

Repsol ha comenzado a vender en Portugal electricidad 100% renovable y gas a clientes residenciales, así como luz a empresas. La compañía avanza así en su objetivo de ser la principal comercializadora de multienergía de la península ibérica, en cumplimiento de su Plan Estratégico 2021-2025.

Los clientes que contraten la luz y gas con Repsol podrán disfrutar de descuentos inmediatos en carburantes en el medio millar de estaciones de servicio de la compañía en el país luso a través de su programa de fidelización en Portugal (Repsol Move), además de reembolsos en sus facturas de luz y gas por ser clientes multienergía de Repsol.

Tras contar con cerca de 1,5 millones de clientes de electricidad y gas en España, Repsol aspira a ser también un actor relevante en este mercado en Portugal. La entrada en este segmento nuevo en este país refleja la capacidad de diversificar negocios de la compañía, presente en toda la cadena de valor de la energía.

En los últimos años, Repsol ha sido uno de los mayores inversores en Portugal, lo que le ha permitido consolidar su posición en un país donde emplea directamente a 1.300 personas, tiene 150.000 clientes diarios y una cuota de mercado que, en algunos negocios, supera el 20 por 100. •



registrado 13 millones de operaciones en toda su red y estima que superará los 600 millones de litros en todo el ejercicio, lo que supondrá una facturación de más de 750 millones de euros.

Plenoil ha abierto 14 estaciones de servicio en la primera mitad del año, por lo que cuenta con 118 gasolineras operativas, mientras que en el primer semestre de 2021 contaba con 76 gasolineras (+55 por 100 interanual). •

Contrato de Técnicas Reunidas para una central eléctrica con captura de carbono en el Reino Unido

SSE Thermal (SSE), una división de SSE plc. y Equinor, han adjudicado un contrato para el desarrollo de su nueva central eléctrica de bajas emisiones de carbono situada en Peterhead (Escocia).

El contrato ha sido adjudicado a un consorcio formado por Worley, Mitsubishi Heavy Industries Engineering, Mitsubishi Power y Técnicas Reunidas.

El proyecto consistirá en la aplicación comercial de la más moderna tecnología de generación de energía a partir de gas natural integrada con captura de carbono. De esta forma, se eliminarán hasta 1,5 millones de toneladas de emisiones de CO₂ al año.



Además de generar 910 MWe de electricidad, la planta proporcionará el respaldo necesario para cubrir la intermitencia de las energías renovables y maximizar así su penetración. El carbono capturado se almacenará en pozos del Mar del Norte.

La nueva central será la primera de este tipo en Escocia y se conectará a la infraestructura de transporte y almacena-

miento de CO₂ del “clúster” industrial escocés, lo que apoya el objetivo del Reino Unido de alcanzar las emisiones netas cero en 2050.

Técnicas Reunidas, que ha sido seleccionada como Contratista FEED (Front-end Engineering Design), formará parte de un consorcio empresarial denominado MWT, integrado también por Mitsubishi Heavy

Industries Eng., Mitsubishi Power y Worley.

La instalación contribuirá a cumplir los objetivos de descarbonización del Reino Unido, al neutralizar las emisiones de un ciclo alimentado por gas natural, un combustible esencial en el proceso de transición energética. También es uno de los proyectos más importantes destinados a promover el desarrollo sostenible de los “clusters” industriales de Escocia.

En su desarrollo participarán ingenieros especializados de Técnicas Reunidas, que trabajarán desde el centro avanzado de ingeniería y tecnología en la industria energética que la empresa tiene en Madrid. •

Acor y Enso crean el mayor proyecto de cogeneración con biomasa de España

Enso y Acor han firmado un acuerdo que representa un hito a nivel nacional dentro de los modelos de empresa de servicios energéticos con fuentes de energías renovables. La inversión, que se llevará a cabo en Olmedo (Valladolid), girará en torno a los 70 millones de euros y cuenta con la colaboración de la Junta de Castilla y León.

El proyecto, el más grande hasta la fecha a nivel de cogeneración con biomasa para uso industrial de Enso, se iniciará el primer trimestre de 2023 y prevé culminarse el último



trimestre del año. Generará anualmente más de 346.000 toneladas de vapor y más de 45.000 MWe que cubrirán la mayoría de las necesidades térmicas y eléctricas de Acor, lo que permitirá a la firma seguir ejecutando con éxito la actividad de producción y refinado de azúcar en Olmedo de manera sostenible.

Enso, a través de esta nueva planta, proporcionará a Acor cerca de la totalidad de la demanda de calor y de electricidad que requiere para mantener su actividad. El consumo aproximado de biomasa se prevé que sea de alrededor de 90.000 toneladas al año, con una producción de energía térmica de casi 300.000 MWh/a (megavatio térmico anual) y

una producción de energía eléctrica de más de 45.000 MWh (megavatio hora electricidad) al año.

Se trata de la primera central de cogeneración con biomasa para la producción de energía eléctrica y calor útil, en forma de vapor sobrecalentado, por parte de una empresa de servicios energéticos para un gran industrial mediante el uso y gestión de biomasa. Toda la biomasa empleada en el proyecto estará certificada bajo el esquema de certificación SURE, conforme a la Directiva (UE) 2018/2001 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables, en donde Enso fue la segunda empresa a nivel nacional en certificarse. •

H2Site desarrolla la primera planta descentralizada del mundo para convertir amoníaco en hidrógeno



El transporte de hidrógeno a largas distancias es una barrera para su adopción generalizada. El amoníaco es una molécula con una densidad de hidrógeno muy elevada y fácil de transportar y almacenar *in situ*. Precisamente, la tecnología de H2Site, la *startup* de TecNALIA, permite transformar este amoníaco en hidrógeno en las propias instalaciones del usuario final con niveles de eficiencia elevados.

En este contexto nace en Birmingham, Reino Unido, la iniciativa Tyseley Ammonia to Green Hydrogen, cuyo objetivo es la creación y puesta en marcha de la unidad de conversión de amoníaco en hidrógeno más eficiente del mundo. Con ella, se alimentará la flota de autobuses de la ciudad de Birmingham.

La planta de demostración, que actualmente se encuentra en fase de desarrollo, se ubicará en

Tyseley Energy Park, el centro estratégico y de recursos de la región inglesa de West Midlands y producirá 200 kg diarios de hidrógeno que alimentarán la estación de reabastecimiento de hidrógeno existente, ubicada en el mismo parque. La estación estará equipada para dar servicio a la flota de autobuses de la ciudad de Birmingham y supondrá la primera y más eficiente en el mundo que transforma amoníaco en hidrógeno puro para alimentar directamente pilas de combustible.

Tal y como señala el director general de H2SITE, Andrés Galnares, “el amoníaco es una de las alternativas para el transporte de hidrógeno más prometedoras y crecientes. La tecnología de reactores avanzados de membrana de H2SITE genera hidrógeno *in situ* con pureza suficiente para alimentar pilas de combustible y sin partes móviles”. •

Naturgy pondrá en operación su tercera planta de biometano en España

Naturgy ha puesto en marcha el proyecto de adaptación de la planta de biometano instalada en la explotación ganadera de Porgapores, en el municipio leridano de Vila-Sana, para inyectar gas renovable en la

red de distribución del grupo en 2023. La compañía invertirá 1,5 millones de euros en este proyecto para avanzar en su objetivo de que en 2050 todo el gas que circule por sus redes de distribución sea de origen renovable.

Sener firma con Gate terminal el contrato EPCM para la ampliación de la capacidad de emisión de gas



Sener ha sido contratado de nuevo por Gate terminal BV. Por este nuevo contrato Sener, una de las empresas responsables de la construcción llave en mano de esta terminal en 2011, participará en el proyecto denominado Extra Send-Out (ESO), que consiste en el incremento de la capacidad de emisión de gas natural de la planta con 1,5 BCMA (miles de millones de metros cúbicos por año) adicionales, con lo que la capacidad total pasará de 12 BCMA a 13,5 BCMA.

Para ello, Sener llevará a cabo los servicios de ingeniería, así como la dirección de compras y construcción (EPCM) de los trabajos de ampliación de la capacidad de emisión, que consisten en la instalación de un vaporizador y una bomba de alta presión de gas natural licuado

(GNL) junto con todas sus instalaciones asociadas, tales como cimentaciones de equipos, interconexión de tuberías y racks, alimentación eléctrica y control del proceso. Adicionalmente, también se suministrará una nueva bomba de agua de mar. Como parte de los servicios EPCM, Sener desarrollará la ingeniería de detalle requerida, junto con la gestión de compras de todos los suministros, en nombre de Gate terminal, y se encargará de la supervisión de la construcción.

Este nuevo contrato se suma al anterior, suscrito en 2020, para llevar a cabo los servicios de ingeniería, así como la dirección de compras y construcción (EPCM) en actividades de mantenimiento y mejoras (proyecto denominado “Turn Around”), completadas con éxito en 2021. •

La planta de biometano de Vila-sana será la tercera que Naturgy ponga en operación comercial en España y la segunda de la compañía ubicada en Cataluña. A partir del próximo verano, esta instalación inyectará 11,8 GWh/año de

biometano en la red de distribución de gas, equivalente al consumo anual de 3.150 hogares. La generación y consumo de este gas renovable evitará la emisión a la atmósfera de más de 2.450 toneladas equivalentes de CO₂/año. •

Naturgy invertirá más de 1.300 millones de euros hasta 2025 en digitalización e infraestructuras



UFD, la distribuidora eléctrica del grupo Naturgy, invertirá 1.320 millones de euros hasta 2025 para digitalizar la red, reforzar sus infraestructuras y elevar su calidad de suministro en España. Las inversiones previstas se destinarán principalmente a innovación y aplicación de nuevas tecnologías, para avanzar en la telemedida y telegestión de los puntos de suministro, en el telecontrol y sensorización, así como en el robustecimiento de las infraestructuras. El objetivo final de las actuaciones previstas es optimizar el servicio a los clientes e integrar en la red eléctrica el incremento de la generación renovable.

Solo en 2022, la compañía invertirá 335 millones de euros en proyectos de supervisión avanzada en baja tensión, actuaciones en media y alta tensión, ciberseguridad y gestión avanzada de activos, entre otros.

Las inversiones en sensorización y digitalización de sus infraestructuras le permitirán seguir incrementando la calidad del suministro eléctrico, que actualmente ya supera en un 35 por 100 la media de calidad en España. El indicador de calidad, el

tiempo de interrupción equivalente a la potencia instalada (TIEPI), señala que la interrupción media del servicio de UFD fue de 35,9 minutos durante el año pasado, frente a los 55 minutos de media nacional.

Proyectos

Entre otras actuaciones de mejora de sus instalaciones, UFD tiene previsto construir una nueva subestación eléctrica y una nueva línea de alta tensión en Fuentepelayo (Segovia); instalar un nuevo transformador en la subestación de Norte, en Madrid, y repotenciar la subestación Alcalá I, en Alcalá de Henares.

En Galicia, construirá un nuevo parque en la subestación de Triacastela (Lugo) y soterrará diversas líneas eléctricas aéreas en los alrededores de la subestación de Carballo (Coruña), conectándolas con un nuevo parque que se construirá en dicha subestación.

Además, construirá un nuevo parque y un nuevo transformador en la subestación de Lalín (Pontevedra) e instalará una nueva línea de alta tensión, con un tramo soterrado, entre dicha subestación y la de Irixe, en Ourense. •

Endesa inicia la construcción de su primer proyecto solar en el perímetro de su central de Andorra



Endesa, a través de su filial de energías renovables Enel Green Power España (EGPE), ha comenzado la construcción de su primer proyecto solar situado en el perímetro de la central térmica de Andorra. Se trata de la planta fotovoltaica denominada Sedéis V, que tendrá una potencia de 49,71 MWp y una inversión asociada de 37,6 millones de euros.

El proyecto, ubicado en los terrenos del antiguo vertedero, ya clausurado, de Valdeserrana, en la central térmica de Andorra, contará con módulos fotovoltaicos de tecnología cristalina y estructura fija que generará más de 79,95 GWh anuales año, equivalentes al consumo de 20.000 hogares, lo que evitará la emisión a la atmósfera de aproximadamente 32.623 toneladas anuales de CO₂.

En la construcción de este proyecto se generarán más de 280 empleos de las que al menos el 30 por 100 será este operativo se crearán otros ocho puestos de trabajo fijos para la operación y mantenimiento de la instala-

ción que tiene una media de vida de 30 años.

La construcción de este proyecto se basa en el modelo de "Sitio de Construcción Sostenible" de Enel Green Power, incluyendo la instalación de paneles solares fotovoltaicos para cubrir parte de las necesidades energéticas durante la obra y medidas de ahorro de agua mediante la instalación de depósitos y sistemas de recogida de lluvia.

Para la construcción de este parque, Enel Green Power España va a emplear diversas herramientas y técnicas innovadoras, como drones para el levantamiento topográfico, rastreo inteligente, plataformas digitales avanzadas y soluciones de software para monitorizar y apoyar de manera remota las actividades. Estas herramientas y soluciones permitirán una recopilación de datos más rápida, precisa y fiable en las actividades de la obra, lo que aumenta la calidad general de la construcción y facilita la comunicación entre los equipos que se encuentran dentro y fuera de zona de obra. •

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

	MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)	ENERO-MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)
CANADÁ	318	-	892	55,0
ESTADOS UNIDOS	962	233,1	3.311	128,6
MÉXICO	363	-39,3	2.230	-30,8
AMÉRICA DEL NORTE	1.642	85,3	6.434	22,6
BRASIL	544	97,5	2.041	206,4
COLOMBIA	149	195,1	292	102,2
TRINIDAD Y TOBAGO	-	-100,0	-	-100,0
VENEZUELA	-	-	-	-
OTROS	-	-	-	-
A. CENTRAL Y DEL SUR	694	83,1	2.333	170,2
ALBANIA	42	-1,8	234	-5,9
AZERBAIYÁN	85	-11,7	525	-22,8
ITALIA	30	-	290	-6,8
KAZAJASTÁN	233	-52,5	1.427	-28,3
NORUEGA	-	-	408	142,4
REINO UNIDO	63	28,6	750	233,7
RUSIA	-	-100,0	698	-45,1
EUROPA Y EUROASIA	454	-57,1	4.332	-11,5
ARABIA SAUDÍ	364	0,2	1.963	27,2
IRAK	749	123,3	1.978	38,1
ORIENTE MEDIO	1.113	59,3	3.941	32,5
ANGOLA	138	-4,4	282	6,5
ARGELIA	399	-	1.549	587,7
CAMERÚN	-	-	422	-
EGIPTO	-	-	-	-
GABÓN	144	-	144	-
GHANA	80	-	80	-
GUINEA	143	-	818	105,0
LIBIA	400	-52,5	2.394	-21,2
NIGERIA	773	-0,4	3.800	-6,8
TÚNEZ	22	-	22	-
OTROS ÁFRICA	-	-	-	-100,0
ÁFRICA	2.099	19,1	9.510	16,8
TOTAL	6.001	25,5	26.550	20,0
TOTAL OPEP	3.110	26,4	12.927	17,8
TOTAL NO-OPEP	2.892	24,5	13.624	22,2

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

Procedencia del gas natural importado por España (en GWh)

	MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)	ENERO-MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)
PERÚ	1.080	-	1.080	-
TRINIDAD Y TOBAGO	-	-100,0	3.838	-52,9
AM. CENTRAL Y DEL SUR	1.080	27,4	4.917	-39,7
ESTADOS UNIDOS	12.987	182,2	67.538	262,3
AMÉRICA DEL NORTE	12.987	182,2	67.538	262,3
BÉLGICA	-	-	-	-
GN	-	-	-	-
GNL	-	-	-	-
FRANCIA	144	-46,7	3.797	-38,7
GN	144	-46,7	3.792	-38,8
GNL	-	-	-	-
GIBRALTAR	8	-54,1	93	23,9
NORUEGA	186	-76,9	1.470	-67,8
GN	186	-76,9	1.470	-67,8
GNL	-	-	-	-
PAÍSES BAJOS	-	-	0	-
PORTUGAL	881	554,1	3.055	56,5
GN	881	554,1	3.055	56,6
GNL	-	-	-	-100,0
RUSIA	4.357	101,5	15.245	3,0
EUROPA Y EUROASIA	5.577	64,5	23.680	-14,2
OMÁN	-	-	2.885	-
QATAR	878	-51,9	4.420	-50,9
ORIENTE MEDIO	878	-51,9	7.305	-18,9
ANGOLA	-	-	-	-
ARGELIA	9.194	-49,3	48.200	-38,5
GN	7.003	-55,2	44.139	-37,7
GNL	2.192	-11,9	4.160	-14,2
CAMERÚN	-	-	1.127	-
EGIPTO	1.989	-	7.193	296,2
GUINEA ECUATORIAL	-	-100,0	2.855	-26,9
NIGERIA	4.942	144,8	27.628	61,5
ÁFRICA	16.125	-26,9	87.104	-14,1
AUSTRALIA	-	-	-	-
COREA DEL SUR	-	-	167	-
PAPÚA NUEVA GUINEA	-	-	-	-
ASIA PACÍFICO	-	-	167	-
TOTAL	36.846	11,9	190.711	15,7
TOTAL GN	8.214	-51,2	52.457	-37,2
TOTAL GNL	28.431	78,9	138.254	70,1

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

Producción nacional de crudo (en miles de toneladas)

YACIMIENTO	MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)
BOQUERÓN	-	-100,0
CASABLANCA	-	-100,0
RODABALLO	-	-100,0
VIURA	#	-28,3
TOTAL	#	-92,6

Producción nacional de gas natural (en GWh)

YACIMIENTO	MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)
EL ROMERAL	5	136,7
POSEIDÓN	-	-100,0
VIURA	26	-24,1
BIOGÁS	10	7,1
TOTAL	41	-24,2

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		
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
20/02 a 26/02	1,607	1,492
27/02 a 05/03	1,668	1,559
06/03 a 12/03	1,812	1,767
13/03 a 19/03	1,844	1,817
20/03 a 26/03	1,833	1,859
27/03 a 02/04	1,814	1,842
03/04 a 09/04	1,793	1,810
10/04 a 16/04	1,802	1,816
17/04 a 23/04	1,829	1,888
24/04 a 30/04	1,858	1,908
01/05 a 06/05	1,886	1,918
07/05 a 13/05	1,899	1,886
14/05 a 20/05	1,952	1,868
21/05 a 27/05	1,964	1,848
28/05 a 03/06	2,065	1,928
04/06 a 10/06	2,125	2,011
11/06 a 17/06	2,152	2,090
18/06 a 24/06	2,134	2,105
25/06 a 01/07	2,121	2,078
02/07 a 08/07	2,068	2,016

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

PRODUCTOS	MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)	ENERO-MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)
GLPS	133	23,8	861	8,2
GASOLINAS	479	10,6	2.195	21,3
QUEROSENO	530	200,5	2.114	214,7
GASÓLEOS	2.679	6,3	13.130	5,9
FUELÓLEOS	708	46,3	3.095	26,9
OTROS PRODUCTOS (*)	495	-3,2	2.182	-14,0
TOTAL	5.024	18,7	23.577	14,2

Fuente: CORES

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

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

PRODUCTOS	MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)	ENERO-MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)
95 OCTANOS	453	13,1	2.073	24,2
98 OCTANOS	25	-21,0	121	-13,2
BIOETANOL	0	0,0	0	-
MEZCLA	0	0,0	0	-
TOTAL GASOLINAS	478	10,6	2.194	21,3
GASÓLEO A	1.940	5,5	9.040	8,1
BIODIÉSEL	0	-81,4	3	-55,6
BIODIÉSEL MEZCLA	0	-62,5	0	-65,7
TOTAL GASÓLEOS A	1.940	5,4	9.043	8,1
GASÓLEO B	334	3,3	1.893	-4,1
GASÓLEO C	28	-40,7	500	-10,1
OTROS GASÓLEOS	377	21,4	1.694	12,6
TOTAL GASÓLEOS	2.679	6,3	13.130	5,9

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

Comercio exterior de productos petrolíferos (en miles de toneladas)

PRODUCTOS	MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)	ENERO-MAYO 2022	VARIACIÓN 22/21 (%)
IMPORTACIONES				
GLPS	76	431,9	364	23,8
GASOLINAS	44	217,5	357	21,9
QUEROSENO	125	-	520	280,3
GASÓLEOS	582	-16,9	2.726	-22,5
FUELÓLEOS	487	1,4	2.185	34,3
OTROS PRODUCTOS	181	-34,5	1.051	-25,9
TOTAL	1.494	0,7	7.203	-1,2
EXPORTACIONES				
GLPS	44	-22,5	223	34,4
GASOLINAS	412	-1,1	1.841	-8,5
QUEROSENO	25	82,7	116	-33,7
GASÓLEOS	426	-23,4	2.928	-4,1
FUELÓLEOS	163	-45,5	1.136	40,8
OTROS PRODUCTOS	491	51,7	2.473	34,1
TOTAL	1.562	-6,3	8.717	8,2

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

Realismo, el ingrediente principal para la transición energética



Mires donde mires, es difícil no ver productos derivados del petróleo. Desde los plásticos que protegen los alimentos hasta los productos sanitarios o el ordenador con el que escribo esta tribuna. Y, pese a la abundancia y cotidianeidad de estos productos, poco se piensa en la industria que contribuye a su producción: el refino. Es más frecuente, con diferencia, asimilar el refino con el combustible, al que en los últimos tiempos se ha tendido a demonizar pese a que lo usa más del 95 por 100 del parque de vehículos español.

Si nos remontamos a dos años atrás, en 2020, nuestra industria y nuestra cadena de valor fueron una de las actividades esenciales. Mantener operativas las refinerías y abiertas las estaciones de servicio permitió suministrar a los transportistas que trasladaban alimentos, bebidas, equipamiento sanitario, medicamentos, etc. Mantuvimos la actividad pese a las pérdidas económicas que supuso porque en momentos difíciles es cuando se demuestra el verdadero compromiso con la sociedad y el país.

Un compromiso que se manifiesta también en nuestras inversiones, en contraste con la tendencia europea. En la última década, en la UE se han cerrado 25 refinerías, es decir, la Unión ha experimentado un descenso del 10 por 100 en su capacidad de refino. Por contra, en España, nuestra industria siguió el camino contrario. Entre 2008 y 2012 realizó inversiones millonarias que hoy están dando sus frutos. Mientras



que países de la UE ven amenazado su suministro energético y muy tensionada su capacidad de refino por la desinversión y haber optado por importar productos ya refinados o semirrefinados de Rusia, en España somos capaces de procesar calidades de crudo muy distintas y con procedencia de diferentes países, lo que nos permite más posibilidades garantizando el suministro.

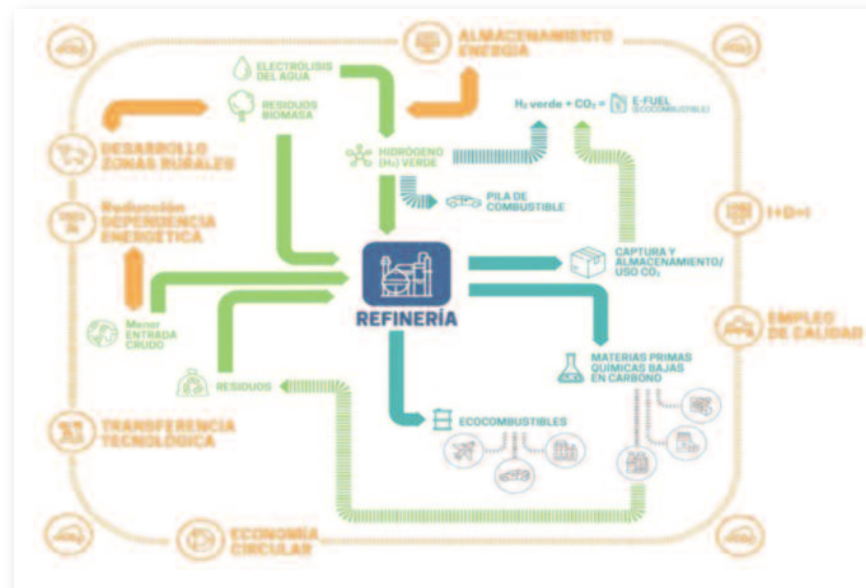
La inestabilidad sobre la que camina la sociedad desde 2020 no ha dejado indiferente a nuestra industria. Con las restricciones de movilidad, tuvimos un exceso de oferta que hizo caer los precios, que, con la recuperación de la normalidad, se invirtió: la oferta no se recuperó y, hasta hoy, no se ha adaptado a la demanda, lo que ha producido un importante incremento

de los precios. A esto debemos sumar la invasión que Rusia realizó en Ucrania en febrero de este año, que ha sumido a los mercados en una extraordinaria volatilidad.

La apuesta del refino: los ecocombustibles

El nuevo entorno internacional parece empujarnos a una aceleración de la transición energética, aunque el sector tiene su estrategia diseñada desde casi tres años. La nuestra es una apuesta decidida por la economía circular y los ecocombustibles, es decir, todos aquellos combustibles líquidos bajos o neutros en carbono.

Debemos insistir en que descarbonización no es sinónimo de electrificación. Las emisiones de CO₂ pueden y



«La nuestra es una apuesta decidida por la economía circular y los ecocombustibles, es decir, todos aquellos combustibles líquidos bajos o neutros en carbono, la economía circular y los ecocombustibles» »

deben reducirse, pero no solo hay una opción para ello. De hecho, poner todos los huevos en la misma cesta no es la mejor solución cuando tienes más entre las que repartirlos, de forma que puedan satisfacerse demandas y necesidades distintas. Por eso defendemos que para que la transición sea justa, la neutralidad tecnológica es un principio inquebrantable.

Lo interesante de los ecocombustibles es su compatibilidad con el parque móvil actual y las infraestructuras de suministro y distribución actuales. En otras palabras, su implantación no requiere importantes inversiones para los usuarios, que no tendrían que comprar un vehículo nuevo, ni para las estaciones de servicio, ya que se suministran igual que los combustibles tradicionales. Los carburantes que hoy utilizamos ya contienen un 10 por 100 de ecocombustibles, lo que significa que ya están reduciendo emisiones (8 millones de toneladas/año). Este porcentaje, que lo va marcando la ley, irá incrementándose hasta que en 2050 cada

litro de combustible sea neutro en emisiones de CO₂.

Por otra parte, son una oportunidad para aumentar la seguridad de suministro y para la creación de empleo y riqueza. El uso de residuos autóctonos –agrícolas, urbanos y forestales– como materia prima para su producción favorecerá, por un lado, nuestra independencia energética y, por otro, la integración de la agricultura y la ganadería en la actividad industrial. Al mismo tiempo, usar residuos impulsa la economía circular y favorece la gestión de aquellos. En 2019, solo se recicló el 19,7 por 100 del total de residuos, y el 51,1 por 100 se depositó en vertederos. Por tanto, podemos concluir, hasta ahora, que los ecocombustibles: reducen emisiones de forma inmediata y progresiva, aumentan la seguridad de suministro, integran a una parte del sector primario en su cadena de valor y contribuyen a impulsar la economía circular mejorando la gestión de residuos urbanos al utilizarlos como materia prima. Todo ello, además, permiti-

ría conservar el empleo y crear nuevo, dinamizando simultáneamente las áreas rurales y más afectadas por la despoblación.

Cambiar la energía sin cambiar el vehículo

Si bien es cierto que en la movilidad ligera sí existen otras alternativas al motor de combustión, no todas satisfacen las mismas necesidades. El coche eléctrico está pensado para una movilidad urbana, no para los trayectos que se suelen realizar en la España rural. Los puntos de recarga no están equitativamente distribuidos en el territorio ni tampoco son suficientes para que todo el parque móvil se electrifique. Y, además, deben prepararse las infraestructuras para que soporten la demanda. Todo este proceso requiere tiempo, mientras que los ecocombustibles pueden implementarse de forma inmediata. No se trata de sustituir una opción por otra, sino facilitar que convivan y se complementen. En eso consiste, realmente, la neutralidad tecnológica.

Hay en otros modos de transporte para los que aún no hay otra tecnología con la suficiente madurez. Es, por ejemplo, el caso del transporte pesado por carretera. Para la aviación y el transporte marítimo tampoco hay otras opciones tan desarrolladas como para implantarlas de inmediato, por lo que los ecocombustibles son, actualmente, su única solución para iniciar su descarbonización. De nuevo, la compatibilidad con las flotas y las infraestructuras de suministro y distribución es lo que hace de los ecocombustibles la opción más viable para reducir emisiones de CO₂ de forma inmediata.

Una demanda: certidumbre regulatoria

Es posible incorporar los ecocombustibles a la movilidad porque en España, y también en Europa, hay proyectos que ya están puestos en marcha. En las 9 refinerías distribuidas por el territorio español, hay más de doce proyectos que abarcan desde la producción de ecocombustibles –como en Puertollano, Huelva, Cartagena, A Coruña–, hasta electrolizadores y produc-

ción de hidrógeno verde –como en Castellón, Tarragona, Bilbao–.

Los ecocombustibles son ya una realidad. No hace falta irse muy lejos en el tiempo, este año se ha celebrado la primera competición de Fórmula 4 en la que se ha utilizado un 100 por 100 de ecocombustibles. Y, como decía antes, las mezclas actuales ya llevan incorporado un 10 por 100 de ellos, tal y como estipula la ley española.

Lo que se necesita para que los ecocombustibles terminen de despegar es certidumbre regulatoria, esto es, un marco legal que brinde la seguridad suficiente como para realizar las inversiones que requiere la producción a escala de los ecocombustibles. Hasta ahora, la industria del refino ha hecho sus inversiones a riesgo, contribuyendo simultáneamente al I+D+i español, desarrollando una nueva tecnología capaz de alcanzar la neutralidad en emisiones y compatible con las tres modalidades principales de transporte: terrestre, marítimo y aéreo.

Un marco legal seguro y estable, que ampare la inversión, no es solo una demanda que dirigimos a las administraciones españolas, sino también a las europeas, lo que nos conduce a Bruselas. El pasado mes de junio, el Consejo Europeo decidió dejar abierta una puerta para los ecocombustibles. Se decidía si prohibir la venta de vehículos con motores de combustión para 2035, y, finalmente, se acordó estudiar el potencial de los vehículos híbridos enchufables y de los ecocombustibles, que se revisará en 2026.

Desde el sector celebramos esta decisión del Consejo, mucho más realista con las demandas de la ciudadanía europea y con la evidencia que tenemos hasta hoy. Concawe, junto con el Imperial College, han concluido que existe la suficiente biomasa en la zona europea como para satisfacer la demanda del transporte aéreo, marítimo y parte del terrestre, sin dañar la biodiversidad. Por este motivo, insistimos e instamos a las administraciones a escuchar la propuesta de nuestro sector.

En este período que nos han dado, hasta 2026, para demostrar el potencial de los ecocombustibles para la descarbonización, también queremos seguir

«Debemos ser conscientes de las capacidades de cada solución energética y de su alcance» »

proporcionando a las administraciones la información que necesitan en relación con los ecocombustibles y nuestra estrategia de descarbonización. Como ya pusimos de manifiesto en nuestra II Jornada sobre Ecocombustibles “Complementarios e imprescindibles”, se trata de que las diferentes energías compitan entre sí, abriendo posibilidades a los consumidores y que puedan elegir la que mejor se adapte a sus necesidades.

Una transición realista

Debemos ser conscientes de las capacidades de cada solución energética y de su alcance. La electricidad renovable es intermitente, ya que depende de energías como la solar o la eólica y, por tanto, debe respaldarse con soluciones de almacenamiento energético. Asimismo, las infraestructuras han de prepararse para soportar el aumento de demanda que implicará la electrificación del parque móvil. Son retos que aún no están resueltos, y obsecarse en la electrificación como única vía solo consigue lo contrario al objetivo que se persigue: retrasar la reducción de emisiones.

La realidad es que sigue existiendo una mayor demanda de los vehículos diésel y gasolina, es decir, de motor de combustión. Las razones pueden ser desde que cerca de la vivienda no hay infraestructura de recarga o que el coste de un vehículo eléctrico supera la capacidad adquisitiva de las familias españolas. Que las administraciones ignoren que los coches de motor de combustión actuales son mucho más eficientes que los que se comercializaban hace una década, fomentando solo la compra de vehículos eléctricos, no está haciendo otra cosa que retrasar la renovación del parque, que, en el caso de España, se trata de uno de los más antiguos de Europa. Un hecho que no solo afecta a la reducción de emisiones o a una conducción más eficiente, sino también a la seguridad vial ya que los

vehículos más nuevos cuentan con un mayor grado de seguridad gracias a las innovaciones tecnológicas.

Mandar señales en un solo sentido, al que las rentas medias y bajas tienen difícil acceso, no favorece la renovación del parque de vehículos, ni la reducción de emisiones ni la mejora de la seguridad vial. De hecho, en el mercado del automóvil se ha instalado una creciente confusión sobre qué coche es mejor comprar, lo que al final deriva en un retraso de la renovación o en la opción de adquirir un vehículo de ocasión, lo que sigue sin contribuir a los objetivos.

No quisiera pasar por alto el sistema de medición de las emisiones de CO₂. La principal razón por la que se promueve el coche eléctrico es porque no emite CO₂ por el tubo de escape. Sin embargo, si consultamos los informes de Red Eléctrica, en 2021 las fuentes de energía no renovables constituyeron 54 por 100 de la demanda para la producción de electricidad, es decir, aunque el vehículo no emita CO₂, la energía que lo propulsa sí lo ha hecho. La conclusión es clara: el vehículo cero emisiones no existe. Pero el objetivo no son las cero emisiones directas, sino la neutralidad climática. Por eso deben tenerse en cuenta los ecocombustibles como una alternativa más, porque con su uso se logran las emisiones netas cero, ya que el CO₂ expulsado por el tubo de escape se captura del aire para la producción de combustible sintético, a partir del CO₂ reutilizado y el hidrógeno renovable, por lo que el balance final de emisiones es cero.

Por todas estas razones, nuestro sector seguirá apostando y defendiendo una transición energética justa, accesible, inclusiva y eficiente, para lo que es indispensable respetar la neutralidad tecnológica. El enemigo no es el motor de combustión, son las emisiones de CO₂, y lograr las emisiones netas cero solo será posible si se permite que todos contribuyamos a ello. •

La producción de las refinerías se dispara un 16,5 por 100

En el transcurso del año 2021 se produjo el ansiado regreso a la normalidad, después de casi dos años de enormes dificultades ocasionadas por la expansión del Covid-19. Como destaca el presidente de la Asociación Española de Operadores de productos Petrolíferos (AOP), Juan Antonio Carrillo de Albornoz, en la presentación de la memoria de la asociación correspondiente al pasado ejercicio, con la llegada de la vacunación y, con ella, la reactivación económica y la movilidad, el sector del refino comenzó a retomar su actividad, “aunque todavía no hayamos recuperado los niveles previos a la crisis sanitaria”.

Carrillo de Albornoz destaca que “hemos sabido sobreponernos a las circunstancias. Pero, no solo eso, sino que, pese a que la coyuntura no era del todo favorable, el sector ha continuado trabajando para lograr una de sus metas más importantes: luchar contra el cambio climático promoviendo una transición energética justa”.

Para los operadores españoles, “nuestra convicción de que la descarbonización es una meta común y de que nuestra industria debe formar parte activa de la transición energética es lo que ha dirigido y está marcando nuestra actividad”.

La memoria de AOP subraya la influencia del encarecimiento de las materias primas producido a nivel global, y acompañado, además, de un aumento de la demanda. Asimismo, las cadenas de suministro han experimentado cuellos de botella derivados de la crisis sanitaria que provocaron, entre otras consecuencias, escasez de contenedores marítimos para el transporte de productos y materias primas, falta de transportis-



Refinería de Cepsa en La Rábida

tas en Europa, el encarecimiento de las materias primas, y la escasez de microchips. Todos estos factores causaron problemas en las cadenas de suministro.

No obstante, la competitividad del sector en España y las inversiones que se realizaron entre 2008 y 2012 han permitido satisfacer la mitad de la demanda energética del país. Además, se ha batido un récord histórico en el saldo neto exportador, lo que demuestra que el suministro interior está asegurado.

AOP también destaca que el parque automovilístico español sigue siendo uno de los más antiguos de Europa, con lo que ello supone en términos de emisiones de CO₂. Por esta razón –además de su firme compromiso con una transición energética justa, accesible e inclusiva–, AOP sigue “trabajando para que las administraciones, a nivel europeo y nacional, tengan en cuenta los ecombustibles como una opción para descarbonizar la movilidad aérea, marítima y terrestre”. Los operadores consideran

que “son la solución para empezar de una forma inmediata a reducir emisiones de CO₂ hasta que se complete la renovación de este parque envejecido y que funciona, en más del 95 por 100 de los casos, a base de gasolina o gasóleo.

La producción bruta se dispara un 16,5 por 100

Con cifras oficiales al cierre de mayo 2022 cabe destacar que la producción bruta en las refinerías españolas acumula un crecimiento del 16,5 por 100 anual marcado por el positivo comportamiento de todos los grupos de productos. Los cinco primeros meses se saldan con 25,95 millones de toneladas de las que 4,1 millones son de gasolinas, 4,1 millones son de querosenos, 10,8 millones son gasóleos, 5 millones son otros productos, 1,4 millones son fuelóleos y 0,5 millones de toneladas de GLP.

En este contexto de sólido repunte las compañías consolidan sus planes

Bomberos Profesionales

Líder Nacional en Seguridad Activa

Sectores de actuación

- Nuclear
- Químico Petroquímico
- Gasista
- Siderometalúrgico
- Aeronáutico y Aeroportuario
- Automoción
- Acero
- Industria Termosolar
- Administraciones



FALCK

Servicios de Emergencias y Lucha Contra Incendios

- Formación y Entrenamiento en Lucha Contra Incendios
- Brigadas de Bomberos Profesionales
- Mantenimiento de instalaciones de P.C.I.
- Servicios de consultoría y estudios técnicos de seguridad



SEDE SOCIAL: Falck SCI, S.A.

Calle Botiguers, 3 Ed. Onofre, 1, 1K • 46980 - Paterna - Valencia (España)
TEL. +34 963 540 301 • info@falck-sci.com - www.falck-sci.com

de transformación de la industria de refino nacional en un avanzado parque de complejos energéticos de última generación capaz de integrar nuevas unidades de producción adaptadas a las exigencias de neutralidad de emisiones comprometidas por todos los operadores. A continuación se hace un repaso de los proyectos que las compañías tiene en distinta fase de estudio y/o construcción.

REPSOL

Refinería de Cartagena Proyecto C43: Planta de Biocombustibles Avanzados

En 2023 se pondrá en marcha la nueva planta para producir 250.000 toneladas al año de biodiésel, *biojet*, bio-nafta y biopropano a partir de materias primas avanzadas 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 98 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 ejecución, dispone de un presupuesto de 15



Construcción de la planta de biocombustibles avanzados de Repsol



Trabajos de construcción de la planta de biocombustibles avanzados de Repsol

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



Detalle de la planta de biocombustibles avanzados de Repsol

2020. Realizadas satisfactoriamente durante el primer trimestre de 2022 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.



Esquema del proyecto del puerto exterior en la terminal Punta Langosteira de Repsol



Proyecto del puerto exterior en la terminal Punta Langosteira en la refinería de A Coruña de Repsol

PETRONOR

Petronor continúa desarrollando su potente apuesta tecnológica en el horizonte 2040 para convertirse en una empresa energética de cero emisiones netas, donde van a convivir una refinería altamente competitiva junto al Hub de descarbonización que agrupa proyectos relativos a los combustibles bajos en carbono: hidrógeno, combustibles sintéticos y biocombustibles avanzados. Todas estas actividades se han agrupado societariamente en una empresa denominada Alba, 100 por 100 titularidad Petronor.

El proyecto del Hub de Descarbonización sigue avanzando y se encuen-

tra en fase de ingeniería básica de las plantas que lo configuran (planta de combustibles sintéticos, electrolizador y planta de residuos urbanos) cuya puesta en marcha se estima en 2024.

En este contexto, a finales de mayo, Petronor/Repsol ha iniciado las obras del Hub en el Puerto de Bilbao. Las instalaciones contarán con una planta destinada a la producción de combustibles sintéticos, cuyos trabajos de construcción se prolongarán durante los próximos dos años y supondrán una inversión de 103 millones de euros. Y un proyecto de valorización de residuos urbanos. En este megaproyecto, que forma parte de las iniciativas del Corredor Vasco del Hidrógeno, Petronor/Repsol cuenta con socios naciona-

les e internacionales como Enagas, el Ente Vasco de la Energía (EVE) y Aramco.

La planta de combustibles sintéticos estará alimentada por hidrógeno verde producido por un electrolizador de 10 megavatios que utilizará electricidad procedente de fuentes de energía 100 por 100 renovables.

Por otro lado, el dióxido de carbono necesario para producir los combustibles sintéticos se obtendrá directamente de la propia refinería de Petronor. En este sentido, cabe destacar que esta compañía es la única en la península ibérica y una de las pocas en Europa que ha integrado los procesos de captura, almacenamiento y uso de CO₂.

El hidrógeno renovable y el CO₂ serán tratados de forma conjunta en la planta vizcaína para obtener carburantes con cero emisiones netas.

El proyecto se está desarrollando Repsol Technology Lab, donde un equipo de científicos de ambas compañías está desarrollando la ruta tecnológica necesaria para transformar el hidrógeno renovable y el CO₂ en combustibles sintéticos. El proceso consta de varias etapas que se encuentran en distintos grados de madurez y que es necesario integrar y escalar para poder implementarlas en la planta demo. Para conseguirlo de forma rápida y eficiente, Repsol y Saudi Aramco han sumado como socios tecnológicos a la compañía británica Johnson Matthey y a la francesa Axens. Así, esta nueva solución tecnológica se aplicará por primera vez en la planta de combustibles sintéticos de Bilbao, situándola a la vanguardia.

Las capacidad de producción de combustible sintético prevista en la fase inicial de la planta supera los 18.000 los barriles al año.

Generación de gas a partir de residuos urbanos

El segundo de los proyectos se orienta a la valorización a partir de residuos urbanos como papel, cartón, plásticos o telas, etc. que ya han finalizado su vida útil y pueden ser aprovechados para producir energía y nuevos materiales, minimizando así su huella ambien-



Refinería de Cepsa en San Roque (Cádiz)

tal y contribuyendo a la economía circular. En este caso, el aceite o gas obtenido se utilizará para sustituir de manera parcial el consumo de combustibles tradicionales que Petronor necesita para sus procesos productivos.

En el momento de su puesta en marcha, las citadas instalaciones contarán con una capacidad de procesamiento de residuos de unas 10.000 toneladas anuales, aunque esta cifra podría ir ampliándose progresivamente en etapas posteriores hasta alcanzar las 100.000 toneladas/año, lo que equivaldría, aproximadamente, a la reutilización de todos los residuos urbanos generados en el entorno del País Vasco.

CEPSA

Cepsa, primera empresa en Andalucía por volumen de facturación, invertirá en esta década hasta 5.000 millones de euros en esta Comunidad. Esta inversión supone cerca del 60 por 100 del montante total (8.000 millones de euros) que la compañía invertirá para liderar la generación de energías sostenibles en España y Portugal y ser un referente en la transición energética. De esta forma, Cepsa coloca a Andalucía como el eje central de su nuevo plan estratégico, 'Positive Motion', y la situará a la vanguardia de Europa en las últimas tecnologías para la generación de hidrógeno verde y biocombustibles.

Como consecuencia de esta inversión, Cepsa generará 17.000 puestos de trabajo, entre empleos directos, indirectos e inducidos, durante la construcción y vida útil de los proyectos. De estos, 13.000 serán empleos directos o indirectos y 4.000, inducidos.

El consejero delegado de Cepsa, Maarten Wetselaar, ha presentado las líneas estratégicas de este plan durante

un encuentro informativo celebrado en Sevilla, organizado por Nueva Economía Forum, en el que ha destacado el carácter estratégico e histórico de esta apuesta.

Cepsa, que actualmente es uno de los principales productores de hidrógeno en España, instalará plantas para la producción de hidrógeno verde en sus centros industriales andaluces, que le permitirán liderar en 2030 la producción de esta energía en España y Portugal, con una capacidad de 2 GW. Las instalaciones de Cepsa (Huelva y Campo de Gibraltar) cuentan con una ubicación favorable y muy competitiva para desarrollar el negocio de importación de hidrógeno y exportación de Europa.

Para 2030, el 70 por 100 del hidrógeno verde que produzca la compañía se destinará a la descarbonización de sus clientes: las industrias adyacentes, el transporte por carretera y el transporte marítimo.

Paralelamente, Cepsa aspira a liderar la producción de biocombustibles de segunda generación, con una producción de 2,5 millones de toneladas al año en 2030, fomentando así la economía circular. En este ámbito, Cepsa se convertirá en un proveedor de referencia de combustible sostenible para la aviación (SAF), con una producción anual de 800.000 de toneladas. Todo ello se producirá en sus centros industriales de Andalucía, que se están transformando en biorrefinerías y en las que instalará nuevas unidades para procesar estos productos.

Asimismo, la compañía implementará en sus parques energéticos andaluces tecnologías basadas en la inteligencia artificial y analítica avanzada para optimizar sus procesos y reducir el impacto ambiental de la actividad de sus centros industriales.

En el ámbito de las energías renovables, Cepsa desarrollará una cartera de proyectos de energía solar y eólica para su propio consumo, con una capacidad

de 7 GW. En Andalucía, la compañía ya tiene 1 GW con conexión a la red.

En la nueva estrategia de Cepsa, la descarbonización del transporte por carretera y la movilidad del cliente final tendrán un papel fundamental. La compañía desarrollará, tanto en Andalucía como en el resto de España, el mayor ecosistema de movilidad eléctrica, junto a Endesa, desarrollando la más amplia red de recarga ultrarrápida en carretera, que alcanzará una ratio mínima de un cargador de 150 kW cada 200 kilómetros en las principales carreteras y vías interurbanas. Asimismo, impulsará la demanda de hidrógeno verde en el transporte por carretera, para lo que se ha fijado la meta de establecer en 2030 una estación de repostaje cada 300 kilómetros, en los corredores que conectan España con Europa.

Las estaciones de servicio de Cepsa, con 280 establecimientos en Andalucía, se transformarán en espacios digitalizados que ofrecerán una amplia variedad de servicios de ultraconveniencia y restauración, que incluirán alimentos frescos, parafarmacia, comercio electrónico, puntos de recogida de paquetería y servicio de lavado sostenible de vehículos, así como soluciones multienergía para el repostaje en carretera. Además, mediante herramientas de analítica avanzada se transformará la experiencia de cliente y se impulsará su programa de fidelización, líder en esta Comunidad. Asimismo, a través de la toma de decisiones basada en la inteligencia artificial, la compañía será capaz de ofrecer servicios integrales en tiempo real.

La división de Química de Cepsa, que cuenta con dos plantas referentes a nivel global en Palos de la Frontera (Huelva) y San Roque (Cádiz), impulsará el desarrollo y producción de productos químicos a partir de materias primas renovables y recicladas. De esta forma, reforzará su liderazgo global en los mercados de LAB (materia prima para la fabricación de detergentes biodegradables) y fenol (utilizado para la producción de plásticos de alta tecnología).

Positive Motion, la nueva estrategia para 2030

A través de su nueva Estrategia 2030, 'Positive Motion', Cepsa busca convertirse en líder de la movilidad y la energía sostenibles en España y Portugal, y ser un referente de la transición energética. Para ello, se transformará en una empresa más enfocada a las necesidades de sus clientes,

que también afrontan sus propios desafíos en la descarbonización de sus actividades.

Cepsa invertirá en esta década entre 7.000 y 8.000 millones de euros, de los cuales, un 60 por 100 se destinará a negocios sostenibles a partir de 2023. Todo ello, se traducirá en una mayor contribución de los negocios sostenibles al EBITDA, que aportarán más de la mitad en 2030.

La compañía ha establecido una ambiciosa hoja de ruta para recortar sus emisiones, situándose entre las compañías referentes de su sector. En concreto, en 2030, reducirá sus emisiones de CO₂ (alcance 1 y 2) en un 55 por 100 respecto a 2019 y aspira a ser neutra en carbono antes de 2050. En cuanto al alcance 3, la intensidad de carbono de sus productos se reducirá entre un 15 y un 20 por 100 en 2030. Cepsa quiere ir más allá del cero neto y llegar al positivo neto, permitiendo a los clientes y a la sociedad avanzar en la dirección correcta.

Inversiones en proyectos ambientales

Cepsa continúa fiel a su compromiso ambiental en los entornos en los que opera a través de sus declaraciones ambientales, donde se certifica, de forma voluntaria, el desempeño ambiental de la compañía en Andalucía. Esta labor y compromiso por la protección ambiental ha llevado a Cepsa a invertir solo durante 2021 60,95 millones de euros en materia ambiental en el territorio andaluz, principalmente en economía circular y eficiencia energética, además de mejora en la gestión del agua.

Para Cepsa, presentar estos datos a instituciones públicas, tejido empresarial y sector educativo, una actuación que suma ya 25 años, es una muestra más de transparencia para con la sociedad de su entorno, poniendo de manifiesto que sus plantas cumplen con sus objetivos medioambientales, más allá de lo establecido en la legislación vigente.

Tanto el centro industrial de San Roque (Cádiz) como el de Palos de la Frontera (Huelva) han renovado los certificados de calidad y gestión ambiental a lo largo del año pasado, además de la validación de la Declaración Ambiental EMAS por AENOR, y el cumplimiento de la Guía del Convenio de Buenas Prácticas

REFINO ► INVERSIONES

de las autoridades portuarias de la Bahía de Algeciras y Huelva en los dos terminales marítimas de Cepsa.

El año pasado, además, el Parque Energético La Rábida recibió el reconocimiento de la Comisión Europea por sus logros medioambientales, como una de las diez primeras organizaciones registradas en el EMAS en España, animándole a continuar compartiendo sus buenas prácticas y su compromiso.

Los retos marcados para 2021 por los centros industriales, más allá del cumplimiento establecido por la legislación, se han logrado en un 87 por 100 en el Parque Energético San Roque, y han rozado el 100 por 100 en el resto de plantas. El trabajo en la reducción de emisiones que se está llevando a cabo, por encima del cumplimiento normativo, ha dado como resultado que tanto en San Roque como en Palos de la Frontera se encuentren en los valores más bajos de la serie histórica.

Con respecto a la gestión del agua, el centro industrial de Palos de la Frontera ha descendido su consumo en un 3,9 por 100 tras el incremento de uso de agua reciclada y mejoras en la red contraincendios. Por su parte, en San Roque se ha puesto en marcha el proyecto de una nueva planta de tratamiento de aguas, que una vez terminado, supondrá un ahorro de un 20 por 100 de consumo tras el proceso de reciclaje.

Los centros industriales de Cepsa cuentan con sus Autorizaciones Ambientales Integradas (AAI), aprobadas por la Consejería de Agricultura, Ganadería, Pesca y Desarrollo Sostenible de la Junta de Andalucía, integrando las conclusiones sobre la Mejores Técnicas Disponibles (MTD). Cepsa en Andalucía aplica condicionantes ambientales muy rigurosos en todas sus instalaciones, con criterios que son comunes en todo el ámbito territorial de la Unión Europea y que definen un elevado número de nuevos requerimientos ambientales.

Cepsa, a través de su Fundación, se caracteriza por su proactividad en la defensa y mejora de la biodiversidad en los entornos de sus centros de producción. Buen ejemplo de esta línea de actuación es la recuperación y puesta en valor de la Estación Ambiental Madre Vieja en San Roque y de la colaboración para la recuperación

de Arroyo Negro en La Línea, ambos enclaves ambientales en Cádiz, mientras que en Huelva la restauración y puesta en valor de La Laguna Primera de Palos suma ya dos décadas, a lo que hay que añadir la colaboración para la conservación de Marismas del Odiel, entre otros muchos proyectos relacionados con la naturaleza y biodiversidad.

Robot colaborativo

Cepsa avanza en el desarrollo de nuevas tecnologías para la digitalización y automatización de sus centros productivos. En concreto, la compañía ha presentado un nuevo robot colaborativo (COBOT) que dará apoyo a los servicios analíticos del Parque Energético La Rábida, reforzando la seguridad de sus profesionales.

El programa de robotización de Cepsa permite aumentar el grado de automatización de sus actividades menos especializadas, liberando tiempo para la realización de tareas de mayor valor añadido. El nuevo COBOT se encargará del vaciado de los envases que contienen las muestras ya analizadas para su reutilización. En este proceso, se detectan y diferencian los envases que son reutilizables por sus características o por las sustancias para las que se habían usado previamente. Antes de la llegada del COBOT, esta tarea debía ser realizada por el operario, que trabajaba con los equipos de protección y seguridad específicos para clasificar y manipular una media de 200 muestras diarias. El nuevo robot colaborativo manipula los envases, abriéndolos y vertiendo su contenido en un depósito de reciclaje. Para garantizar la seguridad de las personas e instalaciones, la sala que alberga al robot cuenta con un medidor y un sensor de presencia de personas, así como un innovador sistema de detección y extinción contraincendios a través de agua nebulizada.

Según Mar Perrote, responsable de los servicios analíticos de Cepsa, "Estamos orgullosos del éxito de este proyecto, fruto de una colaboración estrecha entre los equipos de Digital, Excelencia Técnica y Servicios Analíticos. La innovación y la puesta en valor del talento de las personas son clave en nuestro proceso de transformación y mejora continua".



COBOT el laboratorio de Palos

La implantación en el Parque Energético La Rábida supone el primer caso de uso de un robot colaborativo en Cepsa, estando previsto que continúe en el resto de los centros.

El director del Parque Energético La Rábida, Jorge Acitores, se ha mostrado muy satisfecho por la innovación que se ha iniciado en Huelva. “El factor humano va a tener más relevancia si cabe a partir de ahora en esta área de nuestra compañía, lo que redundará en un aumento de la innovación y la creatividad de los trabajos”, ha declarado Acitores.

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.

En los últimos años la refinería ha llevado a cabo inversiones que le han permitido convertirse en un referente de la industria en seguridad personal y de proceso. La compañía explica que “esa misma intensidad está impulsando nuestra apuesta por establecer una estrategia que nos permita afrontar el doble reto de crecimiento y reducción de emisiones. Ya hemos comenzado a utilizar refinería sin emisiones para definir todos los proyectos que llevaremos a cabo relacionados con la utilización de materias primas bio y con la reducción de emisiones”.

La industria del refino está evolucionando de acuerdo con las nuevas demandas sociales para limitar el cambio climático y promover el incremento de

la economía circular. Ahora somos más ecológicos, más sostenibles y más eficientes: “Para garantizar nuestro futuro competitivo en Europa estamos haciendo la transición a este nuevo marco que denominamos refinería sin emisiones”.

La refinería de Castellón ha asumido este reto avanzando hacia un modelo de negocio más sostenible, en una estrategia sustentada en cuatro pilares: producción de biocombustibles y uso biogás, eficiencia energética, captura de CO₂ en los puntos de emisión y combustibles más eficientes.

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”.

bp España se convierte en bp Energía

El grupo bp ha anunciado el cambio de su denominación social, de bp Oil a bp Energía como parte de su estrategia basada en reimaginar la energía para las personas y el planeta y pasar de ser una compañía internacional de petróleo a una compañía de energía integrada.

Este gesto se enmarca en la ambición de la compañía de alcanzar el nivel cero emisiones netas en 2050 o antes y contribuir, así, a construir una economía libre de emisiones. Para ello, bp ha establecido un marco global de sostenibilidad integrado por 20 objetivos en base a tres ejes: neutralidad en carbono, mejora de la vida de las personas y cuidado del planeta. En este proceso de transformación hacia una empresa integrada de energía pretende invertir hasta 5.000 millones anuales en energías limpias a nivel global para 2030.

Por otra parte, bp y Aena han firmado un acuerdo de colaboración para trabajar en el desarrollo de soluciones y proyectos

de descarbonización del sistema de energía y movilidad del aeropuerto de Valencia, y contribuir con ello a la transición energética de Aena.

El aeropuerto de Valencia actuará como centro de pruebas en el que llevar a cabo por parte de bp estudios de sostenibilidad en línea con los objetivos del Plan de Acción Climática 2021-2030 de Aena. De esta forma, bp trabajará en programas e iniciativas concretas y su potencial implementación, basándose en los beneficios ambientales obtenidos.

GALP

Después del cierre definitivo de la planta de Matosinhos, Galp ha concentrado sus inversiones en el sector del refino en la refinería de Sines, convirtiéndose en la única planta que opera en Portugal.

Este complejo industrial 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.

La compañía ha anunciado nuevas inversiones en su planta de producción de hidrógeno del mismo complejo de 100 MW, planificadas para el primer trimestre de 2023, así como un proyecto piloto de electrolizadores de 2 MW también en Sines.

El proyecto se centrará en la refinería, con el objetivo de reemplazar la producción de hidrógeno convencional existente, ya 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.

La petrolera portuguesa obtuvo un beneficio neto de 155 millones de euros en el primer trimestre del año, lo que supone casi seis veces más que en el mismo período de 2021, cuando ganó 26 millones, informó este martes la compañía. Mientras, la producción de petróleo y gas natural en términos generales aumentó hasta los 131,1 millones de barriles de petróleo equivalentes por día, un 5 por 100 más que en los primeros tres meses de 2021. •

Informe Refino 2022

Como cada año *OILGÁS* publica su informe anual elaborado en colaboración con los operadores: Repsol, Cepsa, bp y Asesa.

GRUPO REPSOL

Repsol Petróleo, S.A. es una compañía perteneciente a Repsol, S.A., que constituye el centro corporativo de un grupo industrial integrado por más de sesenta empresas situadas en diversas fases de la producción o comercialización de derivados del petróleo y especialidades químicas.

Repsol Petróleo dispone actualmente de cuatro complejos industriales, tres de ellos situados en la costa (A Coruña, Cartagena y Tarragona) y uno en el interior, en Puertollano (Ciudad Real). En el complejo industrial de Tarragona está integrada la refinería de producción de asfaltos de Asesa (50 por 100 Cepsa y 50 por 100 Repsol Petróleo).

Estos cuatro complejos, junto con el situado en Bilbao, perteneciente a Petronor, integran la totalidad de la capacidad de refino del Grupo Repsol en España, que asciende a 896 miles de barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asesa), sin variación interanual.

La utilización durante el año 2021 de la capacidad de refino de Repsol disponible en España se incrementó un 2,4 por 100, situándose en el 76,4 por 100, con un total de 34 millones de toneladas de crudo procesadas.

Con respecto a la producción integrada del conjunto de las refinerías del Grupo en 2021, ésta ascendió a 38.588.595 toneladas (+4,36 por 100 con respecto a 2020), conforme el siguiente desglose:

- Destilados medios: 19.840.847 toneladas.
- Gasolina: 7.911.299 toneladas.
- Fuelóleo: 2.638.758 toneladas.
- GLP: 863.243 toneladas.
- Asfaltos: 1.039.325 toneladas (incluye el 50 por 100 de la producción de Asesa).
- Lubricantes: 183.672 toneladas.
- Otros: 4.163.752 toneladas.
- Productos petroquímicos: 1.947.699 toneladas.

REFINERÍA DE CARTAGENA

Director:

Antonio Andrés Mestre Gómez

La refinería se encuentra localizada en el Valle de Escombreras, en las proximidades de Cartagena (Murcia), ocupando sus instalaciones una extensión de unas 190 hectáreas, incluyendo tres parques de almacenamiento en recintos independientes.

El complejo de Escombreras comprende:

- Refinería de petróleo con 220.000 barriles de crudo diarios procesados y una capacidad de conversión del 76 por 100. En 2011 se pusieron en marcha nuevas unidades, fruto de una gran ampliación, y en la actualidad destila 11 millones de toneladas al año.

• Planta de lubricantes, que dispone de una capacidad de producción de 155.000 toneladas/año de bases lubricantes. En ella se obtiene una amplia gama de aceites, productos especiales, extractos, parafinas y asfaltos. Está integrada por unidades de destilación a vacío, de desasfaltado, de furfural y de desparafinado.

Dispone de un frente de atraque para descarga de crudo de buques de hasta 315.000 toneladas de peso muerto, además de otros 7 frentes para carga y descarga de buques de hasta 275.000 toneladas de peso muerto. Dispone de planta de tratamiento de deslastres para depurar un caudal de 150 metros cúbicos/hora.

A través de las instalaciones marinas se reciben el crudo y otras materias y se efectúa la expedición de la mayor parte de los productos obtenidos. También existe un oleoducto que une Cartagena con Alicante, por el que se realiza la expedición de productos blancos.

En el año 2000 se puso en marcha un oleoducto de crudo de 351 kilómetros y 22 pulgadas de diámetro, para suministrar a la refinería de Puertollano. Este oleoducto sustituyó al de Málaga-Puertollano. Posteriormente se puso en marcha un oleoducto de productos claros entre Cartagena y Puertollano. Este oleoducto es reversible y puede enviar producto en ambos sentidos.

Inversiones

En el último trimestre de 2021 Repsol invirtió 75 millones de euros y empleó a 1.200 personas en la parada más grande de toda su historia en Cartagena. En la parada de las unidades de Conversión e Hidrotratamiento se destinaron 40 millones para mantenimiento y 35 millones para nuevas inversiones, de los que 25 están destinados para eficiencia energética, consiguiendo una reducción de emisiones cercana a las 68.000 toneladas/año de CO₂.

Durante el año 2021 y 2022 continúa la fase de construcción del proyecto C43, donde Repsol está invirtiendo más de 200 millones de euros en la nueva unidad de Bios avanzados que tendrá capacidad para producir 250.000 toneladas al año de biocombustibles avanzados como biodiésel, *biojet*, bionafta y biopropano, que se podrán usar en aviones, barcos, camiones o coches, y que permitirán reducir 900.000 toneladas de CO₂ al año. Las nuevas instalaciones, entrarán en funcionamiento en el primer semestre de 2023, forman parte del proceso de transformación que Repsol ha puesto en marcha en sus complejos industriales para descarbonizar sus procesos y fabricar productos con baja, nula o incluso negativa huella de carbono.

Capacidad de tratamiento de crudos:

11,0 millones de toneladas/año.

Capacidad de generación de energía eléctrica:

78 megavatios de potencia.

Capacidad de almacenamiento:

3,8 millones de metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

1,9 millones de metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

1,9 millones de metros cúbicos.

Total crudo tratado en 2021:

Dato no disponible.

Mano de obra:

874 personas.

Unidades de producción de la refinería de Cartagena 2021	Capacidad nominal toneladas/año
a) Unidades de combustibles	
Crudo	11.000.000
Vacío	5.000.000
Reformado	990.000
HDS nafta [de coker]	380.000
HDS medios	4.520.000
Hydrocracker	2.500.000
Coquización	3.000.000
Isopentanos (*)	30.000
Planta de hidrógeno (*)	149.000
Planta de recuperación de azufre (*)	223.000
b) Unidades de lubricantes	
Vacío	1.000.000
Desasfaltado	125.000
Furfural	330.000
TDAE (*)	12.000
Desparafinado	175.000
c) Otras unidades	
Cogeneración [megavatios]	78
Calderas (número y toneladas/hora)	2/240
Aguas residuales (metros cúbicos/hora)	515

(*) La capacidad se refiere a la carga a la planta excepto en las marcadas con asterisco, que se refieren a la producción.

Producciones de la refinería de Cartagena 2021

Dato no disponible.

REFINERÍA DE PUERTOLLANO

Director:

Arsenio Salvador

Se encuentra localizada a 4 kilómetros de Puertollano (Ciudad Real) y es la única situada en el interior de España, estando conectada por oleoducto al terminal marítimo de Cartagena.

Este centro industrial comprende las tres plantas siguientes:

- Refinería de petróleo, dotada de un grado de conversión elevado (MHC, FCC y Coker) que le permite minimizar la producción de productos pesados. Su capacidad de tratamiento de crudos es de 7,5 millones de toneladas/año.

- Planta de lubricantes, que dispone de una capacidad de producción de 110.000 toneladas/año. En ella se obtienen más de 45 tipos de aceites para maquinaria industrial, automoción, marinos, etc. Está integrada por unidades de destilación a vacío, de desasfaltado, de furfural, de desparafinado, de hidroacabado y de mezcla y envasado.

- Área de Petroquímica, donde se producen los monómeros petroquímicos básicos que sirven de materia prima para las plantas de Repsol Química del complejo industrial. Su capacidad de producción es de 102.000 toneladas/año de etileno y 110.000 toneladas/año de propileno. También se obtienen otros productos como butenos, butadieno, y aromáticos, como benceno y tolueno. Esta unidad está integrada con la refinería, tanto en aprovechamiento de productos como en utilización de servicios y energía.

El suministro de agua se realiza desde el embalse del Montoro de 110 hectómetros cúbicos de capacidad. Dispone de dos plantas de cogeneración, con una potencia total de 70 megavatios y una producción de vapor de 20 bar de 140 toneladas/hora. Cuenta además con cinco calderas productoras de vapor de 100 y 20 bar, que proporcionan hasta 355 toneladas/hora.

Existen dos parques de transformación, conectados a la red nacional de suministro eléctrico, a 132 kilovatios y con una potencia de 150 megavatios.

La recepción del crudo se hace desde la terminal de Cartagena, a través de un oleoducto de 351 kilómetros de longitud y 22 pulgadas de diámetro, con tres estaciones de bombeo. La capacidad es de 7,5 millones de toneladas/año.

Existen tres sistemas para la expedición de los productos fabricados: camiones cisterna, ferrocarril y oleoducto. Los dos oleoductos de expedición de productos blancos, propiedad de Exolum, unen Puertollano con Madrid y enlazan con el resto de las redes de distribución de dicha compañía. A través de ellos se envía la casi totalidad de las gasolinas, querosenos y gasóleos fabricados.

Adicionalmente, Repsol Petróleo es propietaria de un oleoducto de productos blancos que conecta las refinerías de Puertollano y Cartagena y que permite el intercambio de naftas, gasolinas, querosenos y gasóleos.

La refinería dispone igualmente de instalaciones para la descarga de biocombustibles mediante camiones cisterna y ferrocarril.

Inversiones

En julio de 2021 se puso en servicio el proyecto en que se sustituía la turbina de vapor que accionaba el compresor principal del *cracker* de olefinas por un motor eléctrico. Con una inversión de 18 millones de euros se consigue una reducción de emisiones de dióxido de carbono de 68.000 toneladas al año, el equivalente a la absorción de dióxido de carbono que generaría un bosque con una superficie similar a 14.000 campos de fútbol. El proyecto de olefinas se completa con la sustitución de siete turbinas por otros tantos motores eléctricos y la construcción de una nueva subestación que alberga la infraestructura eléctrica requerida para dotar de alimentación a los nuevos motores. De este modo, Repsol se convierte en una de las primeras compañías en Europa en instalar un motor eléctrico de esta potencia en una unidad de olefinas.

Durante 2021 Repsol ha invertido también en su planta de lubricantes de Puertollano un millón de euros para adaptar todos los procesos internos y adecuar la producción de lubricantes en la factoría, con el objetivo de renovar la imagen de los envases de lubricantes que se exportan a un total de ochenta países. La inversión ha supuesto la incorporación de nueva maquinaria con tecnología avanzada, que permite agilizar los procesos de las seis líneas de envasado de las que dispone la factoría de Puertollano.

Capacidad de tratamiento de crudos:

7,5 millones de toneladas/año.

Capacidad de generación de energía eléctrica:

70 megavatios de potencia.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

605.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

1.957.100 metros cúbicos.

Total crudo tratado en 2021:

Dato no disponible.

Mano de obra:

1.029 personas

Unidades de producción de la refinería de Puertollano 2021	Capacidad nominal toneladas/año
a) Unidades de combustibles	
Crudo	7.500.000
Vacío	3.300.000
Reformado	680.000
HDS Naftas [de coker]	180.000
HDS Medios	4.040.000
MHC	1.830.000
FCC	1.600.000
Coquización	1.420.000
Isopentanos (*)	75.000
Alquilación (*)	140.000
ETBE (*)	64.000

Isobutano (*)	20.000
Propileno	120.000
Planta de hidrógeno (planta propia) (*)	14.400
Planta de recuperación de azufre (*)	139.000
b) Unidades de lubricantes	
Vacío	640.000
Desasfaltado	125.000
Furfural	194.000
Desparafinado	129.000
Hidroterminado	129.000
c) Unidades de petroquímica	
Olefinas (*)	102.000
Benceno (*)	100.000
d) Otras unidades	
Cogeneración [megavatios]	70
Calderas [número y toneladas/hora]	5/355
Aguas residuales (metros cúbicos/hora)	3.000

(*) La capacidad se refiere a la carga a la planta excepto en las marcadas con asterisco, que se refieren a la producción.

Producciones de la refinería de Puertollano 2021

No disponible.

REFINERÍA DE TARRAGONA

Director:

Javier Sancho Hernández

La refinería y el complejo anexo ocupan una extensión de 340 hectáreas, en los términos municipales de las localidades tarraconenses de Pobla de Mafumet, Constantí y Perafort, 13 kilómetros al norte de Tarragona.

El complejo comprende:

- Refinería de petróleo, dotada de un alto grado de integración que le permite la obtención de productos acabados sin almacenamiento intermedio y de un grado de conversión medio, con un rendimiento elevado de productos destilados. Su capacidad de destilación es de 9,0 millones de toneladas de crudo al año, disponiendo de dos unidades de hidrocrackeo y una unidad reductora de viscosidad.

- Planta de olefinas, integrada con la refinería. En esta instalación se obtienen productos olefínicos, básicos para la industria petroquímica. La capacidad de producción es de 702.000 toneladas/año de etileno y 372.000 toneladas/año de propileno. También se obtienen otros productos como buteno, butadieno, benceno de grado petroquímico y una fracción aromática TX.

Presas propias sobre el río Gaya, con una capacidad de 60 hectómetros cúbicos. Dispone asimismo de tres calderas para la producción de vapor, con una capacidad de 195 toneladas/hora; tres torres de refrigeración para una circulación de 727.000 metros cúbicos/día; y dos plantas de cogeneración, con una potencia nominal conjunta de 79 megavatios y una producción de vapor de 140 toneladas/hora.

Las instalaciones marinas comprenden:

- Pantalán de 1,6 kilómetros de longitud, con cinco frentes de atraque de buques de hasta 100.000 toneladas de peso muerto, para carga y descarga de gases licuados y productos petrolíferos.

- Monoboya, situada a 3 kilómetros de la costa, para descarga de petroleros de hasta 350.000 toneladas de peso muerto.

- A unos 2 kilómetros de la zona costera donde se encuentra el pantalán, hay un parque de almacenamiento de crudo y productos acabados.

La mayor parte de su producción se suministra a los clientes por tubería: por gasoductos (etileno, hidrógeno, CO₂) y oleoductos (productos líquidos como: propano, butano, propileno, butadieno, benceno, gasolina, gasóleos, queroseno, fueloil, etc.). La refinería está integrada en el sistema de distribución de Exolum con los oleoductos TALEZA (Tarragona-Lérida-Zaragoza) y TABAGE (Tarragona-Barcelona-Gerona).

Inversiones

En marzo de 2021 Repsol presentó junto a la Autoridad Portuaria de Tarragona y el Ayuntamiento de Vila-Seca el proyecto Calípolis

Next Generation. La propuesta incluye 11 proyectos que suman un valor de 259,5 millones de euros, entre los que se incluyen la urbanización de una nueva Zona de Actividades Logísticas (ZAL) y la recuperación de un espacio protegido incluido en la Red Natura 2000 y también la instalación de un arrecife de biotopos.

La ampliación de las instalaciones portuarias de Repsol permitirá el atraque de grandes buques en su pantalán y dotará de mayor flexibilidad en el aprovisionamiento de las materias primas con la construcción de dos depósitos soterrados, de forma que mejorará la actividad logística de la compañía.

Capacidad de tratamiento de crudos:

9,0 millones de toneladas/año.

Capacidad de generación de energía eléctrica:

79 megavatios de potencia.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

925.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos finales e intermedios:

1.460.000 metros cúbicos.

Total crudo tratado en 2021:

Dato no disponible.

Mano de obra:

799 personas.

Unidades de producción de la refinería de Tarragona 2021	Capacidad nominal toneladas/año
a) Unidades de combustibles	
Crudo	9.000.000
Vacío	3.700.000
Reformado	1.000.000
HDS naftas	1.100.000
HDS medios	3.320.000
Isomax	900.000
Hydrocracker	1.700.000
Reductor de viscosidad	1.600.000
ETBE (*)	157.000
Isobutano (*)	168.000
Planta de hidrógeno (planta propia) (*)	20.000
Planta de recuperación de azufre (*)	89.000
Isomerización (*)	300.000
b) Unidades de Petroquímica	
Olefinas (*)	702.000
e) Otras unidades	
Cogeneración [megavatios]	79
Calderas (número y toneladas/hora)	3/195
Aguas residuales (metros cúbicos/hora)	260

(*) La capacidad se refiere a la carga a la planta excepto en las marcadas con asterisco, que se refieren a la producción.

Producciones de la refinería de Tarragona 2021

No disponible.

REFINERÍA DE A CORUÑA

Directora:

Natalia Barreiro Mata

La refinería se encuentra localizada en los valles de Bens y Nostión entre los municipios de A Coruña y Arteixo y está enlazada por medio de un oleoducto de catorce líneas con un terminal marítimo, situado en el puerto interior coruñés. Las instalaciones propias de la refinería ocupan una extensión de 150 hectáreas.

La refinería se encuentra dotada del máximo grado de conversión (FCC y Coker), lo que permite funcionar con muy baja producción de fueloils, siendo el resto productos gasolinas, destilados medios, asfaltos, coque y electricidad. Su capacidad de destilación es de 6 millones de toneladas/año de crudo, de las cuales casi dos terceras partes corresponden al esquema de conversión. Es la única refinería que hay en España

con proceso de calcinación de coque, lo que le permite la obtención de coque de petróleo de alta calidad.

Hay cuatro pantalanos con posibilidad de un atraque para petroleros, con capacidades de hasta 35.000, 65.000 (dos) y 120.000 toneladas de peso muerto. Este terminal dispone de una instalación para cargar el coque calcinado y el azufre en buques. Desde junio de 2015 el coque verde se carga y descarga en el Puerto Exterior.

Inversiones

El complejo industrial realizó en 2021 la parada programada en cuatro unidades para llevar a cabo trabajos de mejora de la eficiencia energética y de mantenimiento. La finalidad de esta parada programada es mejorar la eficiencia energética y, como consecuencia, la reducción de las emisiones de CO₂. Para cumplir este objetivo, Repsol destinó a esta parada 20 millones de euros, de los cuales 9 millones se emplean en 25 nuevas inversiones y 11 millones, en mantenimiento de las unidades.

El proyecto más relevante de la parada es el de mejora de la eficiencia energética de la planta de Crudo 1, que se traduce en una reducción de 7.600 toneladas de CO₂ al año de una de las principales unidades de la refinera. Para ello, se realizan cambios en su configuración que consisten en instalar dos nuevos intercambiadores de calor con tecnología de placas. Además, se llevan a cabo mejoras en el circuito de diésel y en la torre de destilación. Este proyecto está presupuestado en más de 3,3 millones de euros, se encuentra enmarcado dentro del Plan Repsol 2021-2025 para la reducción de emisiones, y será cofinanciado por los Fondos Europeos de Desarrollo Regional FEDER.

Por otro lado, Repsol sigue en su proceso de traslado de los tráficos de crudo al Puerto Exterior de Langosteira, cuya conclusión está prevista en agosto de 2022. Se trata de una de las principales inversiones comprometidas en la actualidad por una empresa industrial en Galicia, con un valor de 126 millones de euros.

Capacidad de tratamiento de crudos:

6 millones de toneladas/año.

Capacidad de generación de energía eléctrica:

100 megavatios de potencia.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

580.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

1,72 hectómetros cúbicos.

Total crudo tratado en 2021:

Dato no disponible.

Mano de obra:

693 personas.

Unidades de producción de la refinera de A Coruña 2021	Capacidad nominal toneladas/año
a) Unidades de combustibles	
Crudo	6.000.000
Vacío	2.980.000
Reformado	860.000
HDS naftas	220.000
HDS medios	2.300.000
FCC	1.710.000
Coquización	1.100.000
HDT	1.510.000
Isopentanos (*)	60.000
ETBE (*)	40.000
Propileno	112.000
Planta de hidrógeno (planta propia) (*)	12.220
Planta de recuperación de azufre (*)	83.000
b) Otras unidades	
Cogeneración (megavatios)	100
Calderas (Número y toneladas/hora)	4/240
Agua residual (metros cúbicos/hora)	800

Producciones de la refinera de A Coruña 2021

No disponible.

PETRÓLEOS DEL NORTE (PETRONOR)

REFINERÍA DE SOMORROSTRO

Con una extensión de 220 hectáreas, la refinera de Petronor, enclavada en los términos municipales de Muskiz y Abanto-Ziérvena, está conectada por oleoducto a los atraques portuarios de uno de los puertos de mayor calado de Europa.

La refinera tiene un esquema de conversión (Reformado, FCC, Viscorreducción y *Mild-hydrocracker*) y una capacidad de destilación de 12 millones de toneladas al año. Este centro industrial comprende tres áreas principales:

- Refinería 1 y 2: Consta de dos refineras tradicionales, una planta de coquización retardada y sus correspondientes unidades de tratamiento de productos, incluyendo también dos unidades de producción de hidrógeno y una unidad de desulfuración de gasóleos de vacío.
- RF: que consiste en una unidad de coquización retardada y sus unidades auxiliares de desulfuración y tratamiento de LPG y de desulfuración de nafta.

• Conversión: Dotada con unidades de destilación a vacío, reducción de viscosidad y FCC, además de sus unidades de tratamiento de productos para alcanzar el objetivo de minimizar la cantidad de derivados petrolíferos pesados. Las instalaciones marinas comprenden:

- Espigón de 3.000 metros con tres atraques para buques de 500.000, 150.000 y 50.000 toneladas.
- Pantalán con 3 atraques, 2 de ellos para barcos de 30.000 toneladas y uno para naves de 3.500 toneladas.
- Tanques de almacenamiento para combustible marítimo (gasoil, fueloil).
- Bombas para apoyo a la descarga de buques de crudo.
- Recepción de aguas de deslastre.

La refinera está conectada con la terminal marítima mediante un oleoducto, compuesto por las siguientes líneas: Propileno (6 pulgadas de diámetro); GLP (8 pulgadas de diámetro); Productos especiales (14 pulgadas de diámetro); 2 de gasolina (2 x 12 pulgadas de diámetro); gasóleo (14 pulgadas de diámetro); 1 de fuelóleo (1 x 20 pulgadas de diámetro) y 1 de crudo (42 pulgadas de diámetro).

2021 fue un año clave para el futuro de la Petronor del 2040. Se ha consolidado el proyecto de una empresa energética de cero emisiones netas, donde van a convivir una refinera altamente competitiva junto al hub de descarbonización que agrupa proyectos relativos a los combustibles bajos en carbono: hidrógeno, combustibles sintéticos y biocombustibles avanzados. Todas estas actividades se han agrupado societariamente en una empresa denominada Alba, 100 por 100 titularidad Petronor.

Inversiones

En 2021 Petronor invirtió 28,9 millones de euros y mantiene su apuesta en los proyectos lanzados en 2020:

- El proyecto del *Hub* de Descarbonización, que sigue avanzando y se encuentra en fase de ingeniería básica de las plantas que lo configuran (planta de combustibles sintéticos, electrolizador y planta de residuos urbanos) cuya puesta en marcha se estima en 2024. También avanza la planta de mineralización que fijará el dióxido de carbono capturado en la refinera y el reciclado de cenizas de incineradora para elaborar un árido para construcción.
- El proyecto del Corredor Vasco del Hidrogeno BH2C, que avanza en la creación de un ecosistema del hidrogeno.
- Alba Emission Free Energy, una empresa (100 por 100 propiedad de Petronor) que agrupa las actividades de descarbonización y transición energética.

Unidades de producción de la refinera de Somorrostro 2021

Unidades de producción de la refinera de Somorrostro 2021	Capacidad nominal toneladas/año
Desalado (dos)	12.000.000
Crudo (dos)	12.000.000
Estabilizadora de naftas (dos)	2.300.000
Desulfuración de naftas (tres)	2.128.000
Reformado catalítico (dos)	1.319.000
Desulfuración de destilados (cuatro)	4.915.000
Merox de GLP (tres)	652.000
Recuperación de gases (cuatro)	756.000
Vacío	5.582.000
Viscorreducción	1.834.480
FCC	2.483.000
Desulfuración gasóleo de vacío	1.901.000
Hidrógeno (dos)	36.000
Recuperación propileno	186.000
Merox queroseno	423.000
Stripping aguas ácidas (siete)	2.524.000
ETBE	73.000
Disolventes	22.000
Reducción diolefinas en butano (dos)	188.400
Asfaltos	400.000
Azufre (seis)	209.000
Alquilación	203.000
Reducción de benceno	990.000
Hidrogenación selectiva nafta de FCC	1.150.000
Desulfuración de naftas de FCC	651.000
Coquización retardada	2.000.000
Generación de electricidad (Millones KWh)	613,1

Capacidad de tratamiento de crudos:

12 millones de toneladas/año.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

894.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

922.000 metros cúbicos de productos acabados y 254.600 metros cúbicos de productos intermedios.

Total crudo y materias primas tratados en 2021:

8.433.920 toneladas.

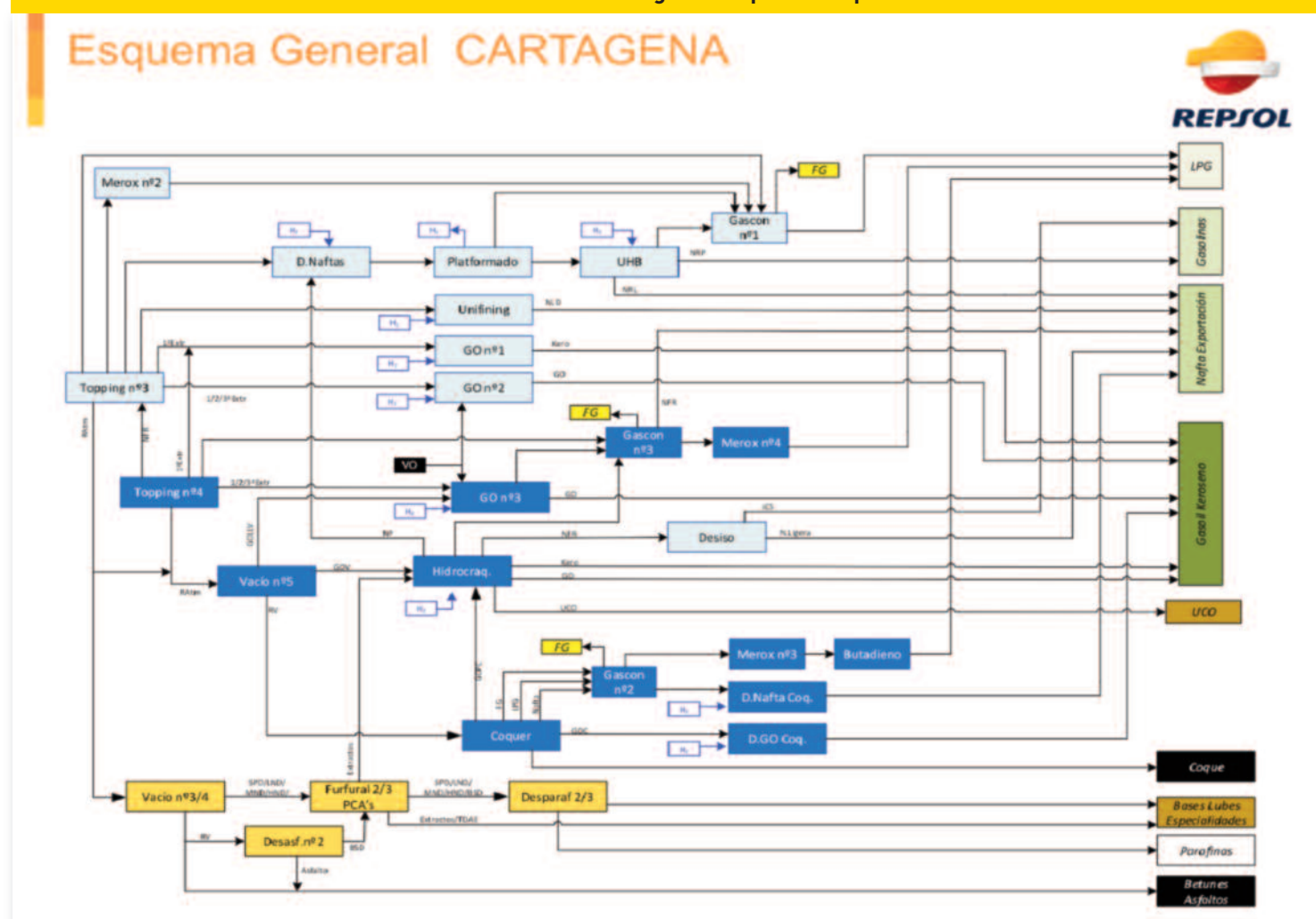
Plantilla:

979 personas.

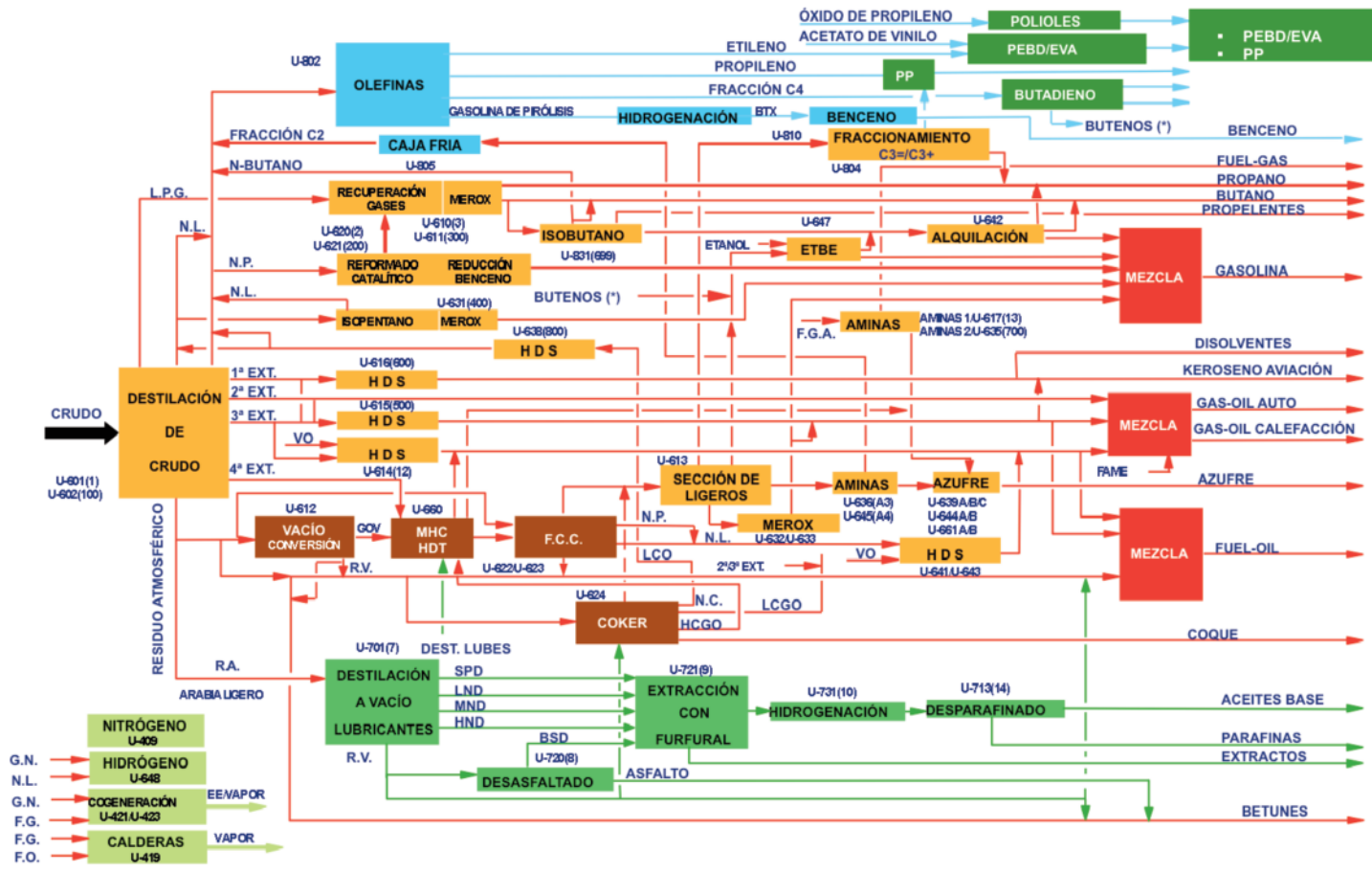
Producciones de la refinera de Somorrostro 2021	
Productos	toneladas año
Gasóleo	3.778.861
Gasolina	1.749.525
Fuelóleo+GOV	524.721
Coque	679.365
Naftas	546.035
GLP	213.024
Asfaltos	109.520
Propileno	121.625
Queroseno y Carb. Reactores	117.594
Otros (*)	128.896
Total	7.969.166

(*) Incluye azufre y carbónico

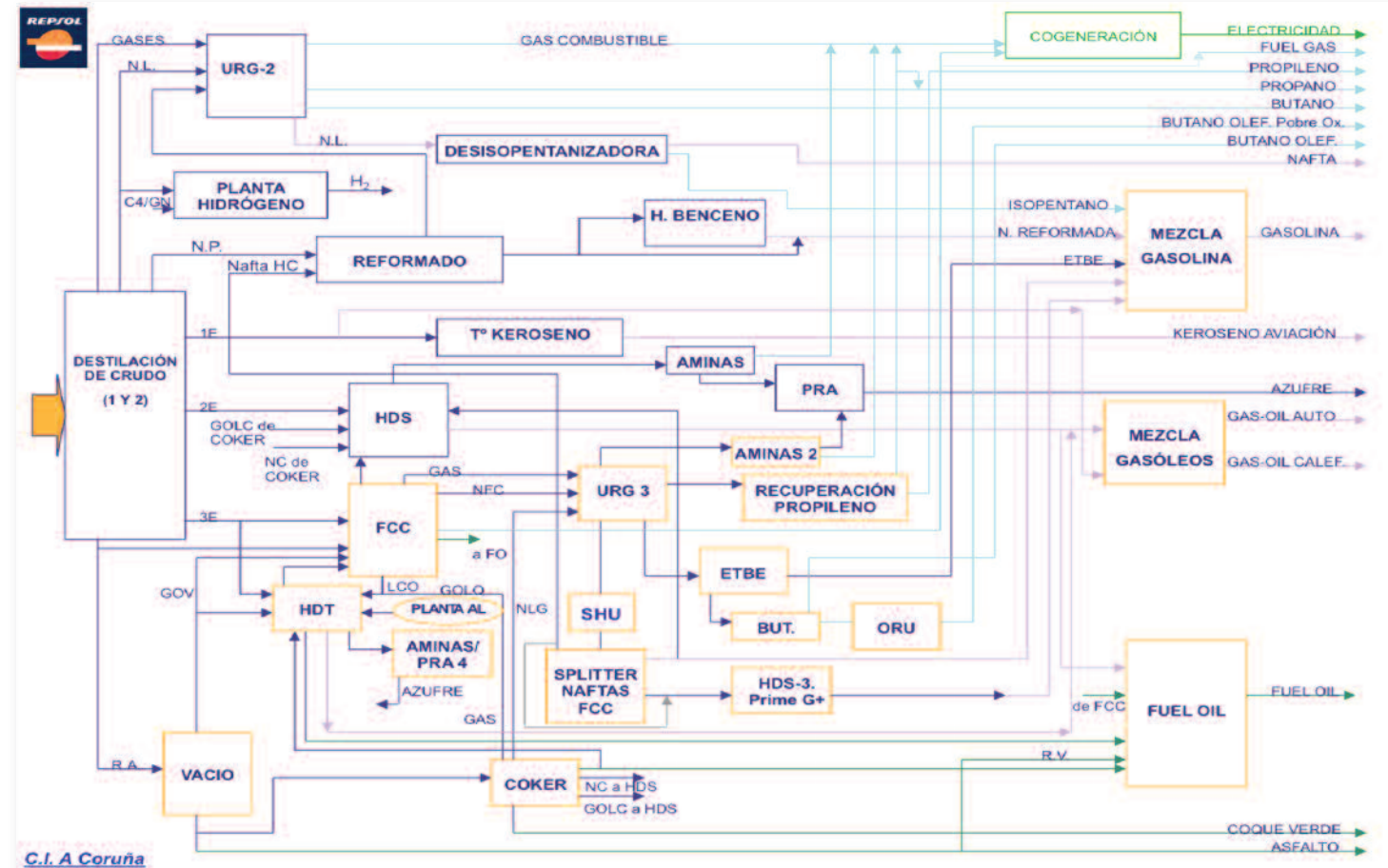
REPSOL. Refinera de Cartagena. Esquema de producción



REPSOL. Refinería de Puertollano. Esquema de producción

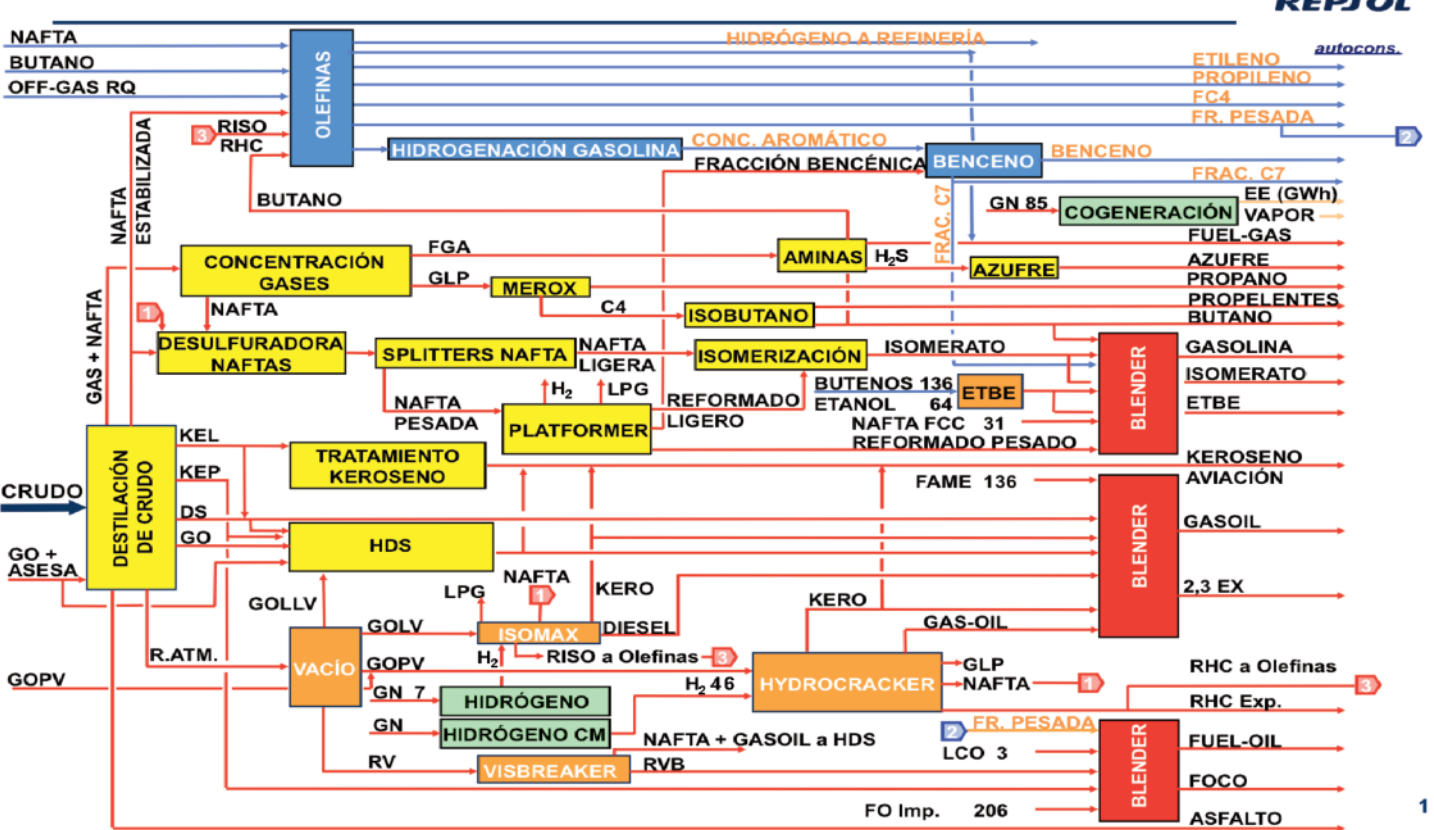


REPSOL. Refinería de A Coruña. Esquema de producción

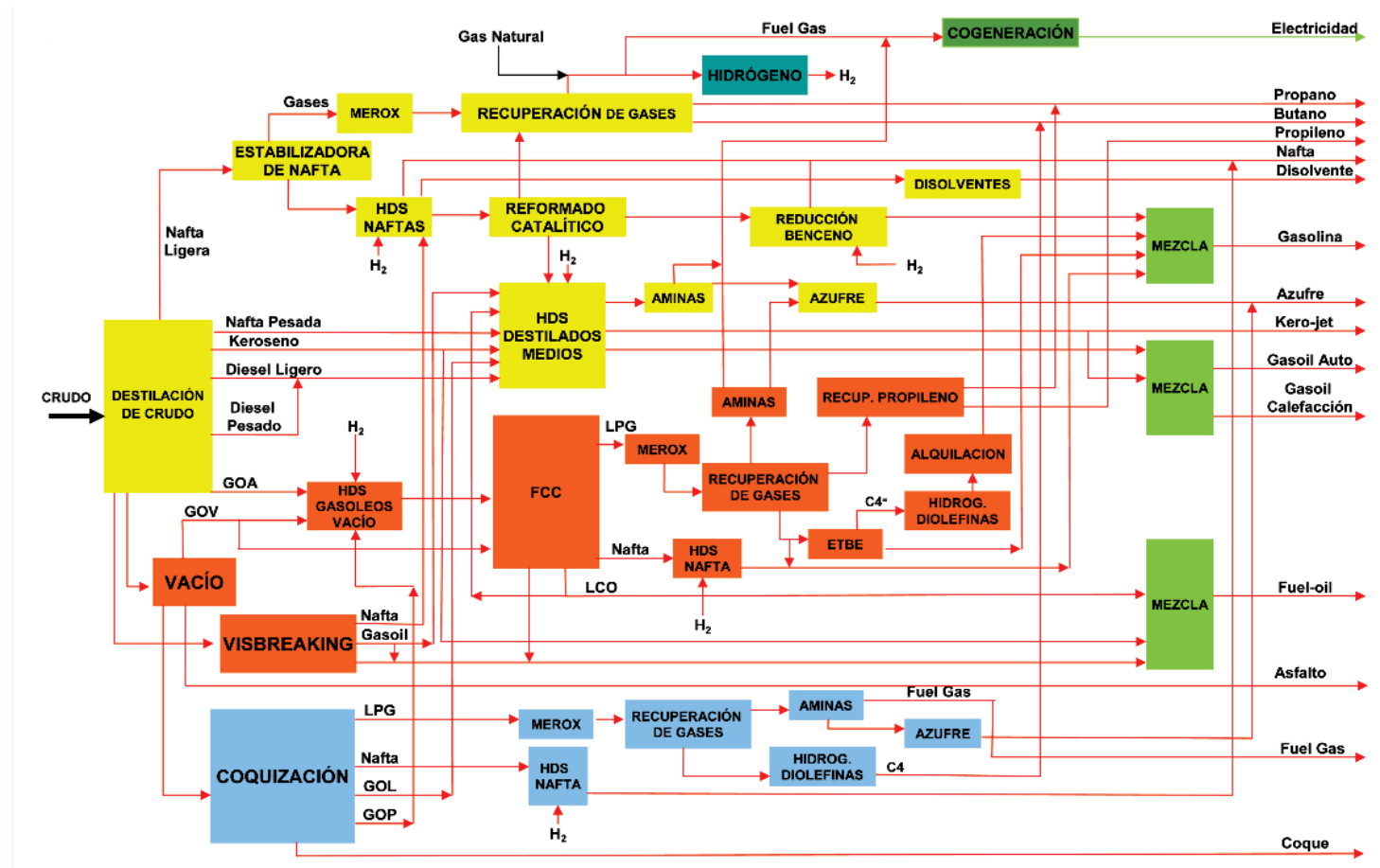


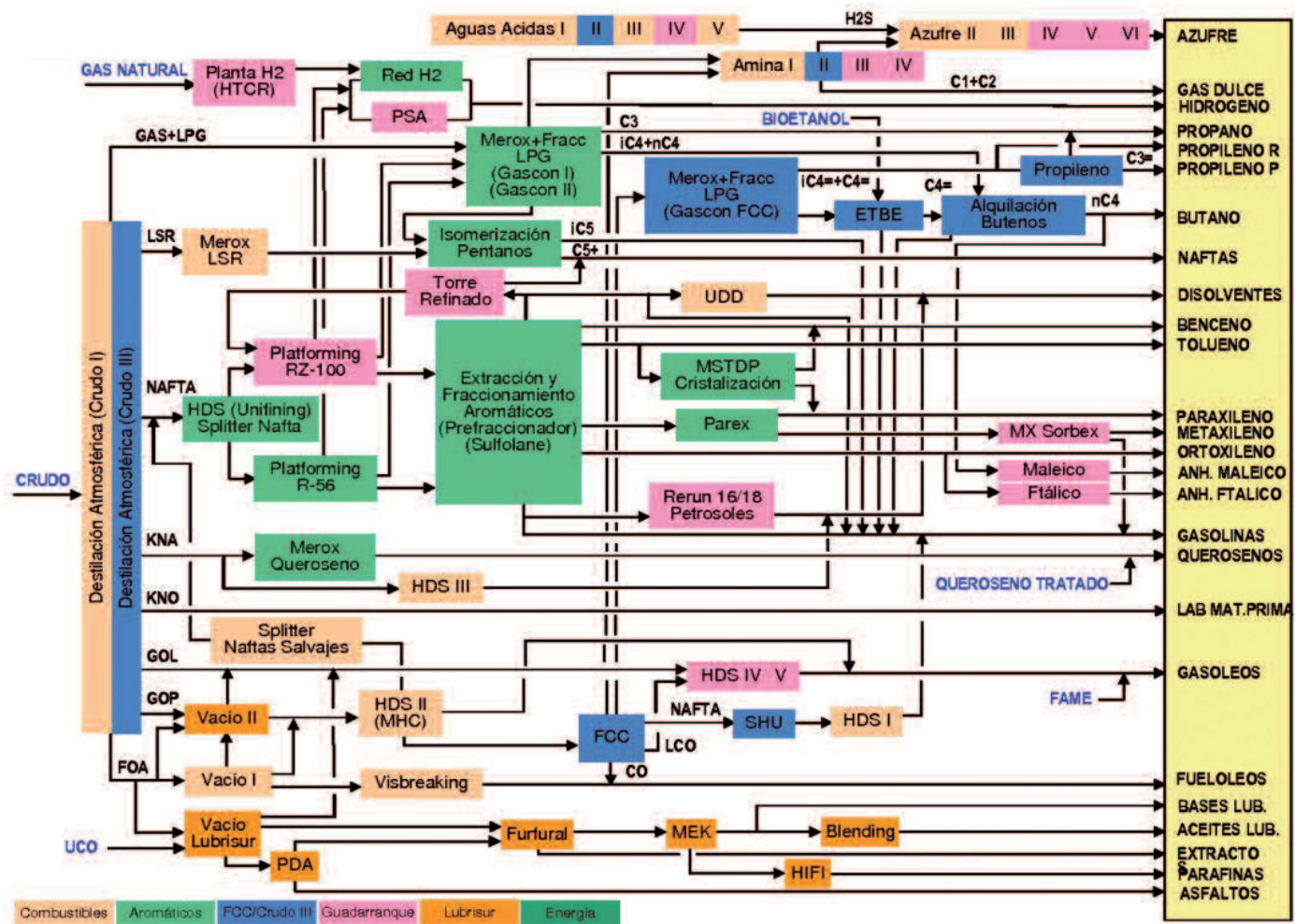
REPSOL. Refinería de Tarragona. Esquema de producción

Diagrama Bloques Tarragona



PETRONOR. Refinería de Somorrostro. Esquema de producción





COMPAÑÍA ESPAÑOLA DE PETRÓLEOS (CEPSA)

En 2021, la producción conjunta de las dos refinerías de Cepsa ascendió a 21,2 millones de toneladas con respecto al siguiente desglose:

- Fuelóleo, 13 por 100.
- Gasóleo, 42 por 100.
- Gasolinas, 13 por 100.
- Querosenos, 8 por 100.
- Gas licuado del petróleo (GLP), 4 por 100.
- Otros, 20 por 100.
- Total general, 100 por 100.

Por otro lado, con el fin de cumplir con la normativa española en materia de biocarburantes, en 2021 los parques energéticos han incorporado a sus carburantes 74.877 toneladas de bioetanol, 300.607 toneladas de biodiesel y 74.346 toneladas de aceite vegetal hidrotratado.

En 2021, Cepsa ha continuado realizando un importante esfuerzo inversor, destinando más de 155 millones de euros para proyectos de mantenimiento, mejora de la eficiencia y conversión de sus parques energéticos.

SITE CANARIAS (ISLAS CANARIAS)

La Refinería Tenerife cesó su actividad de refino en el año 2014, continuando como parque de almacenamiento. Tras 92 años de operación, en el primer trimestre de 2022 ha comenzado la primera fase de retirada de unidades. Una actuación que se desarrollará de forma gradual y que se extenderá hasta 2025.

Las distintas instalaciones del Site Canarias se caracterizan por una gran flexibilidad de almacenamiento de todo tipo de productos para abastecer las islas del archipiélago.

Terminales marítimos

- Tenerife cuenta con los siguientes terminales marítimos:
 - En el Dique del Este se suministran únicamente productos con una capacidad de atraque de hasta 100.000 toneladas de peso muerto y un calado de 18 metros.
 - Puerto de la Honduras, propiedad de Cepsa, que consta de dos atraques, Duque de Alba, con calado máximo de 14,5 metros, y muelle de la Honduras con un calado máximo de 7,0 metros.
 - Esta misma zona está provista de un campo de boyas con un calado máximo de 45 metros y con capacidad de atraque para buques de hasta 220.000 toneladas de peso muerto.

Capacidad de almacenamiento de productos:

767.295 metros cúbicos, incluidos los tanques del Dique Este.

PARQUE ENERGÉTICO SAN ROQUE

Director:

Rodendo Rivero Cubeles

El Parque Energético San Roque, propiedad de Cepsa (Compañía Española de Petróleos, S.A.U.), inaugurado oficialmente el día 1 de julio de 1969, se encuentra localizado en la bahía de Algeciras (Cádiz). Las instalaciones propias del parque energético ocupan una extensión de 154 hectáreas, que incluyen la fabricación de productos lubricantes.

Dentro del complejo industrial del parque energético, Cepsa cuenta con otras instalaciones de sociedades filiales:

- Dos plantas de cogeneración, Gepsa I y Gepsa II de 37 megavatios cada una, propiedad de Gepsa (70 por 100 Cepsa Gas y Electricidad, 30 por 100 Sonatrach).
- Planta de cogeneración, Lubrisur de 39 megavatios, gestionada por Cepsa Gas y Electricidad S.A.U.
- Planta de ciclo combinado (Puente Mayorga Generación) de 388 megavatios, gestionada por Cepsa Gas y Electricidad S.A.U.

- Planta de Mezcla y envasado de Aceites Lubricantes, propiedad de CCP. Anexas al complejo industrial del parque energético, Cepsa cuenta con otras instalaciones para la producción de productos petroquímicos, propiedad de Cepsa Química, y el envasado de GLP (Gases Licuados del Petróleo), propiedad de CCP. Así mismo, Gepsa dispone de otra planta de cogeneración, Getesa, de 41 megavatios, que presta sus servicios a la planta de PET, perteneciente a Indorama.

El parque energético cuenta con dos unidades de destilación atmosférica de crudos, además de unidades de conversión: reformado, craqueo catalítico y reducción de viscosidad. Se encuentra integrada en un complejo petroquímico basado en productos aromáticos, donde se producen, además de anhídrido maleico y ftálico en instalaciones propias y alquilbenceno lineal en Cepsa Química (Planta de Puente Mayorga).

El parque energético cuenta con ocho puntos de atraque en su pantalán, de los cuales, cuatro pueden utilizarse para la carga de barcas para el mercado de combustible marino, y además, de una monoboya para la descarga de buques de crudo de hasta 350.000 toneladas de peso muerto.

Inversiones

En el Parque Energético de San Roque destaca la inversión de la instalación de una nueva Unidad de Recuperación de compuestos orgánicos volátiles en el cargadero de cisternas.

Capacidad nominal de tratamiento de crudos:

12,6 millones de toneladas.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

928.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos (intermedios y terminados):

1.278.000 metros cúbicos.

Total crudo tratado en 2021:

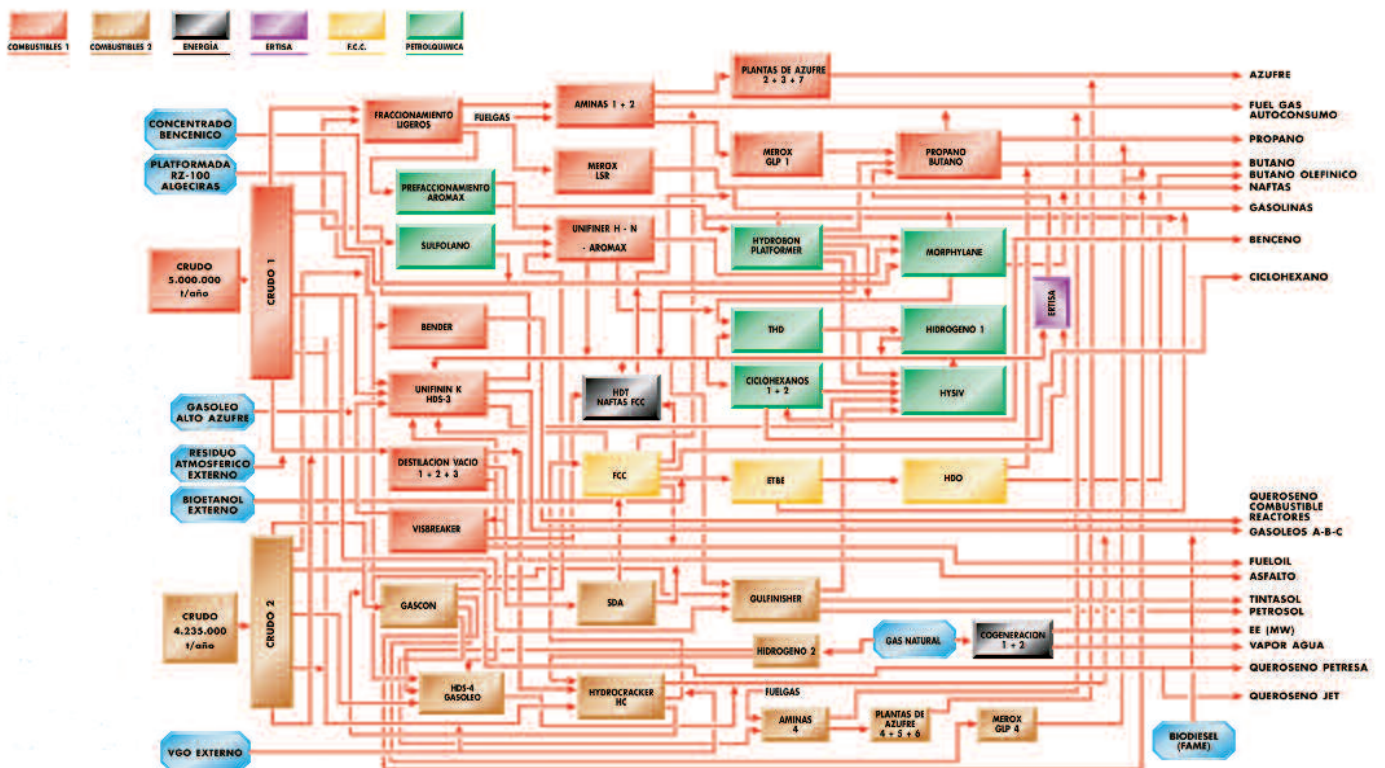
11 millones de toneladas.

Unidades de producción de la refinería Gibraltar-San Roque 2021	Capacidad nominal toneladas/año
Crudo I	5.840.000
Vacio I	2.183.000
Visbreaking	2.184.525
HDS-I (Nafta)	636.560
Isomax (go)	1.770.250
HDS-III (Nafta)	76.550
Crudo III	6.737.535
FCC	2.153.865
ETBE	100.111
Alquilación	297.840
Unifining	1.817.335
Platforming	1.424.960
Isomerización	307.330
HDS IV (go)	2.053.490
HDS V (go)	1.567.310
RZ-100	520.785
Vacio II	1.700.900
Vacio Lubrisur	1.168.365
Lubricantes	249.660

(*) Donde necesario, se ha reportado producción en lugar de carga

Producciones refinería de Gibraltar-San Roque 2021	
Productos	toneladas/año
Gas	21.807
Gases licuados	411.293
Naftas	439.043
Gasolinas	1.810.378
Querosenos	571.776
Gasoleos	4.689.548
Diésel	62.079
Fuelóleos	1.923.029
Bases	155.772
Parafinas	29.919

CEPSA. Refinería La Rábida. Esquema de producción



Benceno y aromáticos	524.385
Otros aromáticos	-
Disolventes, alcoholes y ácidos	107.802
Propileno	-
Azufre.....	24.763
Otros productos	30.175
Mermas	6.337
Total	10.989.141

PARQUE ENERGÉTICO DE LA RÁBIDA

Director:
Jorge Acitores Durán

El Parque Energético La Rábida está enclavado en el término municipal de Palos de la Frontera (Huelva) y comprende, aparte de la refinera de crudos de petróleo, con dos plantas, una de 1967 y otra de 2010, una planta de fabricación de productos asfálticos, una planta petroquímica para fabricación de benceno y ciclohexano y una planta de reformado de naftas ligeras, que produce benceno e hidrógeno. Las instalaciones propias del parque energético ocupan una extensión de 240 hectáreas.

Dispone de dos plantas de cogeneración dentro del complejo del parque energético, la Rábida I propiedad de Gepesa, y la Rábida II propiedad de Cepsa, ambas con una potencia de 50 megavatios, así como una tercera planta de cogeneración, Gemasa, ubicada en Cepsa Química (Planta de Palos de la Frontera) que es propiedad de Gepesa.

El parque energético que inicialmente fue diseñado para tratar 2 millones de toneladas/año de crudo procedente de Kuwait y Nigeria, experimentó posteriormente un proceso de expansión hasta alcanzar la capacidad actual, aceptando crudos de muy diversos orígenes.

Además de fabricar una amplia gama de productos energéticos, el parque energético genera la adecuada materia prima de alimentación a las plantas de derivados asfálticos, y petroquímica con un alto grado de integración de servicios e infraestructura.

En 2010 entró en servicio el proyecto de Ampliación de Capacidad de Destilados Medios (ACPD), que permitió aumentar la capacidad de destilados en 2.500.000 toneladas al año. A nivel medioambiental, el proyecto constituyó una modificación substancial del parque energético La Rábida que ha debido renovar su Autorización Ambiental Integrada.

La Rábida cuenta con dos terminales marítimos de carga y descarga: el Muelle Torre Arenillas y el Reina Sofía, ambos en el canal del Padre Santo, el principal brazo navegable de la desembocadura de los ríos Tinto y Odiel.

El muelle Torre Arenillas está situado a 5,5 kilómetros de la fábrica, y permite, en sus dos pantalanes de atraque, la carga y descarga de buques de hasta 70.000 toneladas de peso muerto. El muelle Reina Sofía está a 3,5 kilómetros y cuenta con cuatro atraques con capacidad para buques de hasta 50.000 toneladas de peso muerto.

El movimiento de productos a través de estos dos terminales representa el 47 por 100 del total del movimiento de salida del parque.

Inversiones

En el Parque Energético La Rábida la principal inversión ha sido la instalación de una nueva Unidad de Recuperación de compuestos orgánicos volátiles en el terminal marítimo de Torre Arenillas.

Capacidad de tratamiento de crudos:

11.000.000 toneladas/año.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

1.454.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

1.136.000 metros cúbicos.

Total crudo tratado en 2021:

9,3 millones de toneladas.

Unidades de producción de la refinera de La Rábida 2021	Capacidad nominal toneladas/año
Crudo I y II	11.000.000
Unifiner Naftas	313.150
Unifiner destilados H	397.850
Unifiner destilados K	275.940
Unifiner destilados H3	2.080.500
Visbreaker.....	803.000
Vacio 2	2.007.500
SDA	159.688
Gulfinishing (gasóleo)	127.750
Biturox	498.830
Hydrocracker	2.737.500
H4.....	1.533.000
Vacio III	2.297.894
FCC	1.095.000
HDT (Nafta)	565.750
ETBE.....	219.365
Platforming.....	520.125
Aromax.....	675.250

(*) Donde necesario, se ha reportado producción en lugar de carga

Producciones refinera de La Rábida 2021

Productos	toneladas/año
Gases licuados.....	476.891
Naftas	933.172
Gasolinas	876.759
Querosenos	1.036.280
Gasóleos.....	4.059.695
Diésel	-
Fuelóleos	876.079
Asfaltos	496.722
Disolventes, alcoholes y ácidos	61.290
Bases.....	-
Parafinas.....	-
Otros aromáticos	-
Benceno y otros aromáticos.....	383.481
Ciclohexano	-
Azufre	40.494
Propileno.....	-
Otros productos 62.973.....	39.431
Mermas	-
Total	9.297.260

PLANTA DE CEPESA EN EL PARQUE ENERGÉTICO DE ASES (TARRAGONA)

Crudo destilado en 2021: 482.205 toneladas correspondientes al 50 por 100 que posee Cepsa de esta sociedad.

bp ENERGÍA ESPAÑA

CENTRO INTEGRADO DE ENERGÍA (REFINERÍA) DE CASTELLÓN

La refinera de Castellón se transformará en un centro integrado de energía, capaz de suministrar una amplia cartera de productos energéticos y de baja emisión de carbono a clientes regionales e internacionales, en consonancia con la estrategia Netzero de bp.

La refinera de Castellón está plenamente centrada en la reducción de emisiones para contribuir al objetivo de Net Zero, incluyendo inversiones en procesos de descarbonización basados principalmente en:



Electrify your Heat Processes
Electrical Heating process systems for Industry



Visit us
Thermal Process
6.1 C26

ACHEMA
22 - 26 August 2022
Frankfurt am Main
INSPIRING
SUSTAINABLE
CONNECTIONS



• La producción de hidrógeno verde como punta de lanza para la descarbonización.

• La eficiencia energética para reducir las emisiones y los costes energético.

• La energía circular y renovable, diversificando las fuentes de energía con otras menos intensivas en carbono (biocombustibles, por ejemplo). bp Energía España, S.A.U. es propietaria de la refinería situada en la Comunitat Valenciana, a 4 kilómetros de la capital de Castellón. Los terrenos donde se ubica la refinería tienen una extensión de 200 hectáreas, dando cabida a las instalaciones existentes y permiten su ampliación y la posibilidad de construcción de plantas conexas. La refinería celebró en 2017 su 50º aniversario.

Construida en 1967, inicialmente tenía una capacidad de 3 millones de toneladas/año, habiendo sido ampliada a 4 millones de toneladas en 1972 y a 6 millones de toneladas en 1980. La refinería de Castellón es fruto de uno de los más modernos diseños de Exxon Research and Engineering. Posee una gran flexibilidad operacional para el tratamiento de muy diferentes tipos de crudos.

A mediados de los 90 las inversiones llevadas a cabo en refinería fueron: una unidad de cogeneración, capaz de generar 22 megavatios, una planta de isomerización para obtención de gasolina, expansión de las unidades de desulfuración de destilados medios, una planta de recuperación de azufre, de 90 toneladas/día, y la ampliación de capacidad de la unidad de craqueo catalítico (FCC).

Además, en 1998 finalizaron los trabajos de construcción de una nueva sala de control resistente a las explosiones, que incorpora los últimos adelantos tecnológicos. La transferencia del control de unidades de la antigua sala a la nueva instalación finalizó a principios de 1999.

Los últimos proyectos realizados, que permiten que las instalaciones se adapten a los requerimientos productivos y medioambientales que demanda la industria del refino, han sido: una planta de alquilación de 3.300 barriles/día, cuya puesta en servicio se llevó a cabo a finales de 1999 (esta unidad permite transformar el GLP en componentes de gasolina sin plomo de alto valor añadido); modificación de las instalaciones de hidrotatamiento de gasóleos, ampliación de la unidad de isomerización, y por último, en el año 2000, se puso en marcha una planta de producción de hidrógeno, con una capacidad de 9 MMSCF, y se instaló una nueva torre fraccionadora de nafta de alimentación a las unidades de reformado catalítico, para atender las nuevas calidades de gasolinas.

En el año 2002 se inició la construcción del Proyecto de Combustibles de Última Generación, PCUG, con una inversión de 125 millones de dólares, que permite la fabricación de gasolinas y gasóleos con un contenido en azufre inferior a 50 ppm, para cumplir con las especificaciones europeas que entraron en vigor en el año 2005. En este proyecto se instalaron las nuevas unidades siguientes: nuevo hidrotatamiento para desulfurar naftas del FCC de una capacidad de 7 Kb/sd, Scanfiner, nuevo hidrotatamiento de gasóleo de una capacidad de 29 Kb/sd, Makfiner, una nueva planta de hidrógeno de 28M SCFD alimentada por gas natural, así como los diferentes equipos asociados a estas nuevas unidades. La puesta en marcha de las mismas se llevó a cabo en el último trimestre del 2004, de acuerdo con el plan inicial previsto.

La refinería invirtió en torno a 300 millones de euros en la unidad de coquización retardada. Esta nueva unidad permite adecuar la producción de la refinería a las necesidades del mercado y está operativa desde principios de 2009.

La coquización es un proceso utilizado principalmente para reducir los excedentes de fuelóleo pesado, de bajo valor, transformándolo en carburantes de automoción como es el diésel. Además, mediante este proceso, también se obtiene coque, materia muy demandada por la industria cementera española, y de la que España es deficitaria. Nuestro país importa dos tercios del coque consumido de países como Estados Unidos. Gracias al Coker, la refinería de Castellón es la única productora de coque en la Comunidad Valenciana.

Para la optimización y el control de la producción, se dispone de un control avanzado de procesos por ordenador (CPO), dotado de la más avanzada y moderna tecnología.

En 2018 la refinería puso en servicio las modificaciones necesarias en la Unidad de Destilación a Vacío para dotarla mayor capacidad de fraccionamiento aumentando su valor añadido. La unidad modificada cuenta con una nueva extracción de gasóleo ligero de vacío y mayor capacidad de recuperación de gasóleo pesado de vacío.

La refinería posee unas instalaciones que la sitúan entre las más punteras por la atención que presta a la seguridad, al medio ambiente, al control de la calidad y a la eficiencia operativa, lo que queda refrendado con la obtención de la Certificación de Calidad Industrial ISO 9002 para queroseno, e ISO 14001 para medio ambiente, ambas concedidas por AENOR.

Instalaciones de carga y descarga

– Terminal marítimo: Constituido por un campo de boyas situado a 4,2 kilómetros de la costa, tiene un calado aproximado de 25 metros, y es capaz de recibir petroleros de hasta 165.000 toneladas de peso muerto. El terminal consta de 5 boyas y está conectado a la refinería por dos tuberías submarinas, una de 42 pulgadas de diámetro, para crudo, y otra de 10 pulgadas de diámetro, para el suministro de combustible a buques.

– Isla de atraque: Fuera de servicio y cuyo desmantelamiento está previsto en los próximos años.

– Nuevos atraques en el Muelle de Líquidos de Dársena Sur del Puerto de Castellón: Compuestos por dos atraques de similares características para operar buques entre 2.000 y 115.000 toneladas de peso muerto. El atraque Norte permite buques de entre 2.000 y 60.000 toneladas y el Sur de entre 2.000 y 115.000 toneladas. En cuanto a las esloras van desde 75/180 metros para el Norte, hasta 75/253 metros para el Sur. La manga máxima permitida son 45 metros y la profundidad en toda la Dársena Sur (área del Terminal) es de 16,50 metros. El calado permitido está limitado a 14,65 metros. Cada atraque tiene brazos de carga y colectores individuales de 14 pulgadas (18 pulgadas oscuros, en el Sur) para los siguientes tipos de carga:

Claros

– GLP, por el momento solo en el atraque Norte. Brazo de carga de 6 pulgadas y altura máxima de operación 6,50 metros desde la superficie del agua.

– Queroseno. Brazo de carga de 12 pulgadas y altura máxima de operación de 14,00 metros desde la superficie del agua.

– Gasolina. Brazo de carga de 12 pulgadas y altura máxima de operación de 14,00 metros desde la superficie del agua.

– Gasoil. Brazo de carga de 12 pulgadas y altura máxima de operación de 14,00 metros desde la superficie del agua.

Oscuros

– Crudo y fueloil + *slops*: brazo de carga de 12 pulgadas (16 pulgadas en el Sur) y altura máxima de operación de 14 metros desde la superficie del agua (16 metros en el Sur). El promedio de carga es de 1.500 metros cúbicos/hora, exceptuando el GLP (450 metros cúbicos/hora) y el crudo y fueloil (3.600 metros cúbicos/hora). La presión máxima de trabajo son 9 bares.

– Terminal terrestre: La refinería dispone de un sistema de oleoductos para el envío de productos a la nueva terminal de Exolum que está próxima a refinería y, asimismo, a través del oleoducto Castellón-Valencia, con la terminal de Exolum en Valencia. Dispone de oleoducto para el suministro de fuelóleo directamente a la central térmica y de un gasoducto que conecta con la planta embotelladora de Repsol Butano, S.A. anexa a la refinería. El terminal terrestre se completa con las instalaciones para carga de combustibles, tanto líquidos como gaseosos, en camiones.

Inversiones

El importe total de gastos devengados en 2021 ascendió a 59,783 millones de euros. El volumen de inversiones destinadas a Investigación y Desarrollo fue de 31,13 millones de euros, mientras que a proyectos de descarbonización la compañía destinó 14,91 millones de euros.

Capacidad de tratamiento de crudos:

5,4 millones de toneladas/año o 110.000 barriles/día.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

918.400 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos terminados, intermedios y aditivos:

908.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento auxiliar:

31.800 metros cúbicos.

Plantilla:

477 personas.

Total crudo tratado en 2021:

4.894.000 toneladas.

Unidades de producción de la refinería de Castellón 2021	Capacidad nominal toneladas/año
Crudo.....	5.400.000
Vacío.....	2.700.000
FCC.....	1.600.000
Hydrocraqueo.....	0
Viscorreducción.....	0
Mildhydrocracker.....	0
Coquización.....	1.500.000
Desulfuración destilados medios.....	4.400.000
Desulfuración naftas.....	2.300.000
Reformado.....	711.000
ETBE.....	0
Alquilación.....	139.000
Isomerización.....	750.000
Lubricantes.....	0
Asfaltos.....	0

Producciones refinería de Castellón 2021

Productos	toneladas/año
GLP.....	150,3
Naftas.....	2,7
Gasolinas.....	1.246,2
Queroseno.....	316,3
Gasoil.....	2.726,9
Fueloil.....	65,0
Asfaltos.....	-
Intermedios (Slops).....	7,1
Coque.....	345,0
Total.....	4.859,4

ASFALTOS ESPAÑOLES (ASESA)

Director General

Francisco Claver Rodrigo

Instalada en el complejo químico de Tarragona desde 1965, Asfaltos Españoles, S.A., ASESA, es una empresa dedicada al refino de petróleo, especializada en la producción de betún asfáltico. Con una capacidad de refino de 1,8 millones de toneladas anuales de crudo y 250 mil toneladas de otros derivados del petróleo, produce 1,5 millones de toneladas anuales de betún asfáltico.

Paralelamente a su actividad de refino, dispone de una planta de cogeneración de alta eficiencia, con una potencia de 14,25 megavatios hora, que permite exportar a la red eléctrica cerca de 11 megavatios hora.

La refinería cuenta con las siguientes unidades de producción:

- Unidad de destilación de dos fases (atmosférica y de vacío).
- Unidad de desulfuradora de fuel gas.
- Unidad de blending de betún.

• Unidad de cogeneración ciclo combinado (14,25 megavatios/hora).

Es un importante operador logístico del Puerto de Tarragona que gestiona, bajo concesión, una instalación portuaria a través de la que recibe y expide la gran mayoría de sus materias primas y productos acabados, respectivamente. Opera anualmente una media de 200 buques tanque, con los que recibe y expide unos 2,6 millones de toneladas al año. El pantalán operado por ASESA, colindante con el Muelle Andalucía, dispone de tres plataformas de atraque con calado para diversos tipos de buque:

– Plataforma 6, con capacidad para buques de hasta 10.000 TPM y un brazo de carga.

– Plataforma 20, con capacidad para buques de hasta 20.000 TPM y dos brazos de carga.

– Plataforma 100, con capacidad para buques de hasta 180.000 TPM y cuatro brazos de carga.

Además, opera buques para terceros y un cargadero de camiones sistema de betún asfáltico con una capacidad de carga de 300.000 toneladas anuales con cuatro plataformas de carga independiente.

Inversiones

El pasado año realizó inversiones por importe de 5,3 millones de euros y en la actualidad Asesa está realizando inversiones por valor de 30 millones de euros, previstas dentro de su Plan Estratégico 2021-2025, con el objetivo de renovar, realizar mejoras y nuevas instalaciones en la planta de Tarragona.

Capacidad de tratamiento de crudos:

1,8 millones de toneladas año.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

260.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

350.000 metros cúbicos.

Total crudo tratado en 2021:

1,55 millones de toneladas año.

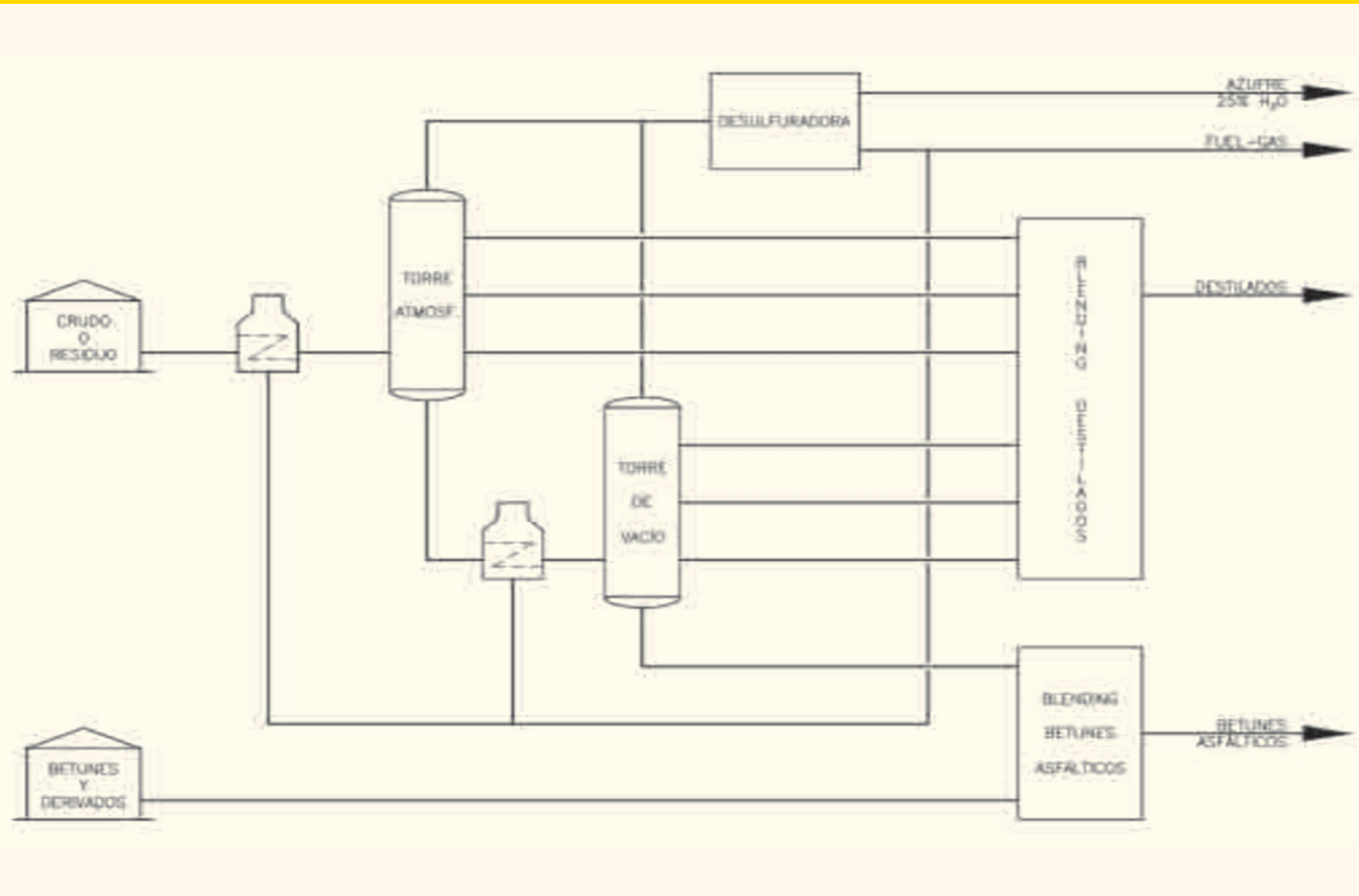
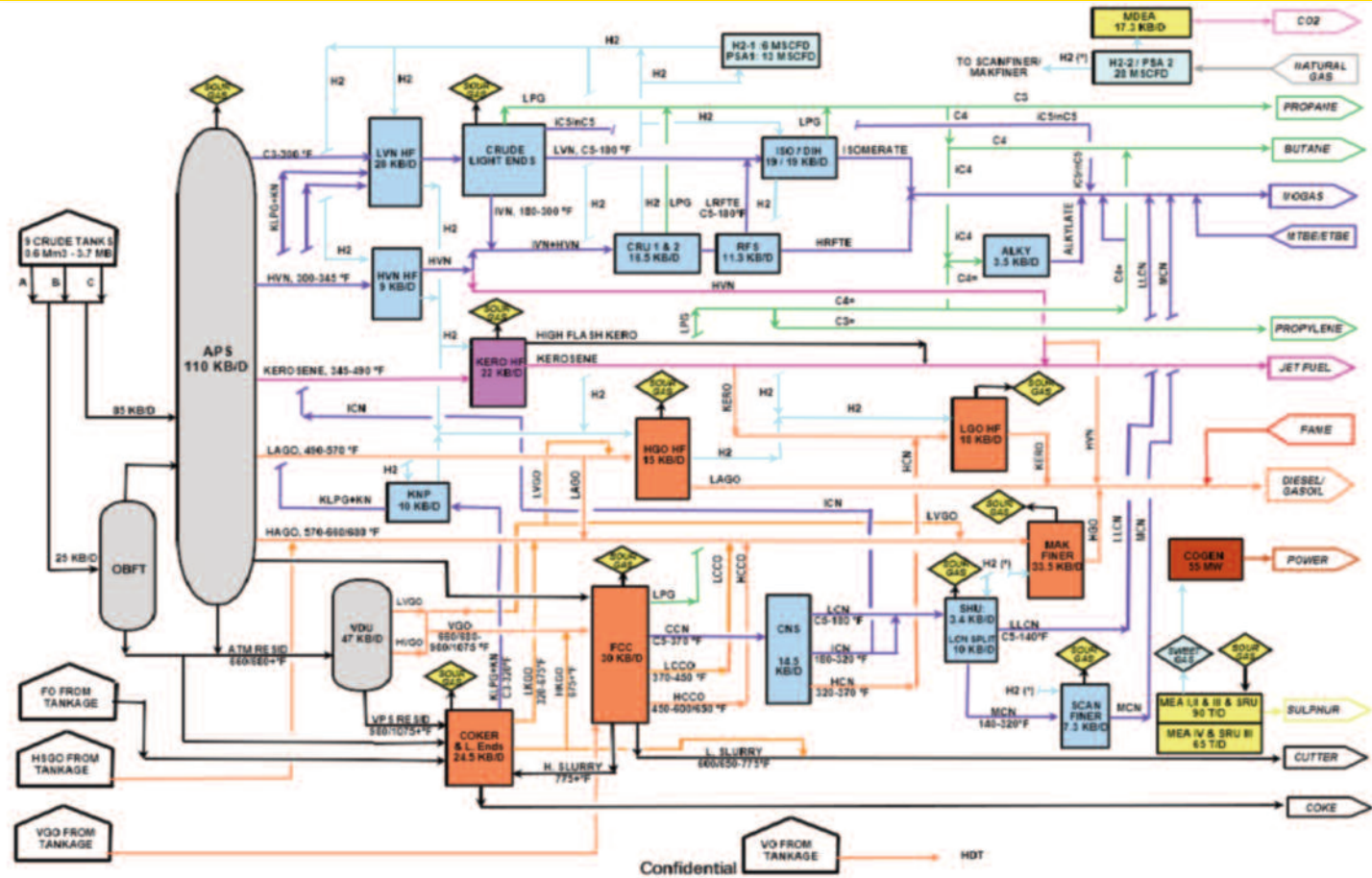
Plantilla:

120 personas.

Unidades de producción de la refinería de Asesa 2021	Capacidad nominal toneladas/año
Crudo.....	1.800.000
Vacío.....	1.479.000
FCC.....	0
Hydrocraqueo.....	0
Viscorreducción.....	0
Mildhydrocracker.....	0
Coquización.....	0
Desulfuración destilados medios.....	0
Desulfuración naftas.....	0
Reformado.....	0
ETBE.....	0
Alquilación.....	0
Isomerización.....	0
Lubricantes.....	0
Asfaltos.....	1.500.000

Producciones refinería de Asesa 2021

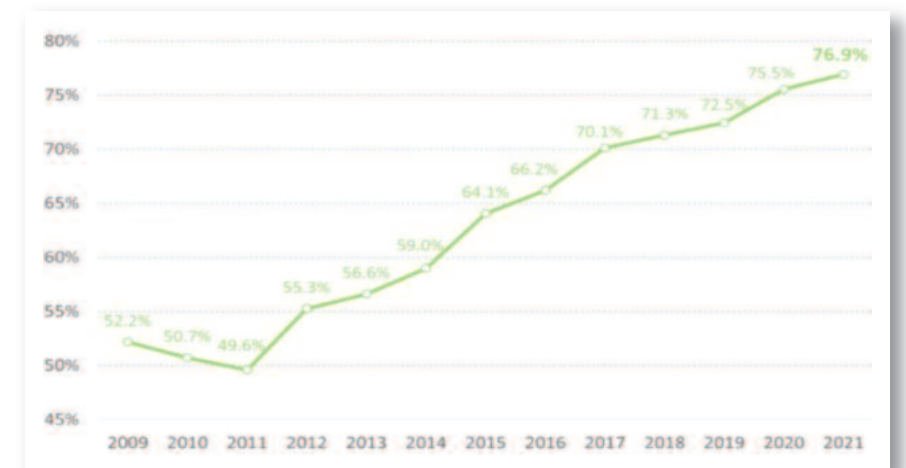
Productos	toneladas/año
GLP.....	0
Naftas.....	0
Gasolinas.....	49.414
Queroseno.....	0
Gasóleo.....	456.635
Fuelóleo.....	0
Asfaltos.....	1.033.680
Intermedios (Slops).....	0
Coque.....	0
Total.....	1.539.729



En la UE el biorrefino de cultivos produce más alimento que combustible

El biorrefino de bioetanol en Europa ha dado lugar a mayores producciones de piensos que de combustible en 2021, una prueba más de que los biocombustibles también pueden contribuir a la estabilidad alimentaria.

Los datos recopilados por la Asociación Europea de Productores de Bioetanol ePURE muestran que sus socios (el 90 por 100 del biorrefino europeo de cereal) producen más coproductos de alimentos para animales que bioetanol. Los resultados han sido certificados por la firma de auditoría suiza Copartner.



Emisiones auditadas evitadas con el uso de bioetanol frente a combustibles fósiles. Fuente: ePURE

Desarrollo rural y seguridad alimentaria

Gracias a la generación de bioetanol en Europa se produjeron unos 4,48 millones de toneladas de alimentos para animales ricos en proteínas, alimentos que habrían requerido importaciones de terceros países fuera de la UE.

La industria del biorrefino para obtener bioetanol y piensos valoriza el cereal europeo transformado este en bioetanol (independencia energética) y proteínas concentradas, estas últimas de alto valor en la alimentación ganadera y que compiten favorablemente con la soja importada (independencia alimentaria).

Las ONG ecologistas han presentado la producción de biocombustibles basados en cultivos como problemática, pero ello es fruto de la falta de conocimiento y distinción entre las diferentes formas de procesar un cultivo o residuo. José Ramón Freire, director de la Asociación Española del Bioetanol sostiene que, "no es lo mismo procesar aceites importados de indonesia en una refinería que implementar una industria agroindustrial de producción de proteínas y energía, integrada en nuestro entorno rural y generando competitividad y empleo donde más se necesita: en los pueblos que sufren la despoblación".

Algunas asociaciones ecologistas que abogan exclusivamente por la electrificación, paradójicamente no ven problema en el cambio de uso para la generación de electricidad renovable de miles de hectáreas de suelo fértil por campos fotovoltaicos, pero ven el problema escasez de alimentos que tiene su fundamento precisamente en la falta de opciones industriales que den valor al cultivo europeo de cereales frente a la soja y los cereales de otras partes del mundo. El biorrefino de bioetanol en Europa no solo reduce la necesidad de importar combustibles fósiles, sino que la proteína del alimento para animales obtenida del proceso de producción refuerza la seguridad alimentaria.

Si se socava la débil industria del biorrefino de cereal en época de estabilidad, más cereal europeo no será competitivo en muchas zonas de Europa y más tierras cambiarán de un uso agrario a otros usos residenciales o energéticos, agravando una situación de dependencia del exterior.

No es posible achacar la falta de competitividad del campo europeo a los costes laborales sino a la falta de industria rural vinculada a la materia prima. Los países que tienen industria de biorrefino de cereal fuerte como Estados Unidos son los menos de-

pendientes alimentariamente y no son bajos sus costes laborales precisamente. El biorrefino sirve para fortalecer los ingresos de los agricultores, factor que los alienta a continuar produciendo alimentos.

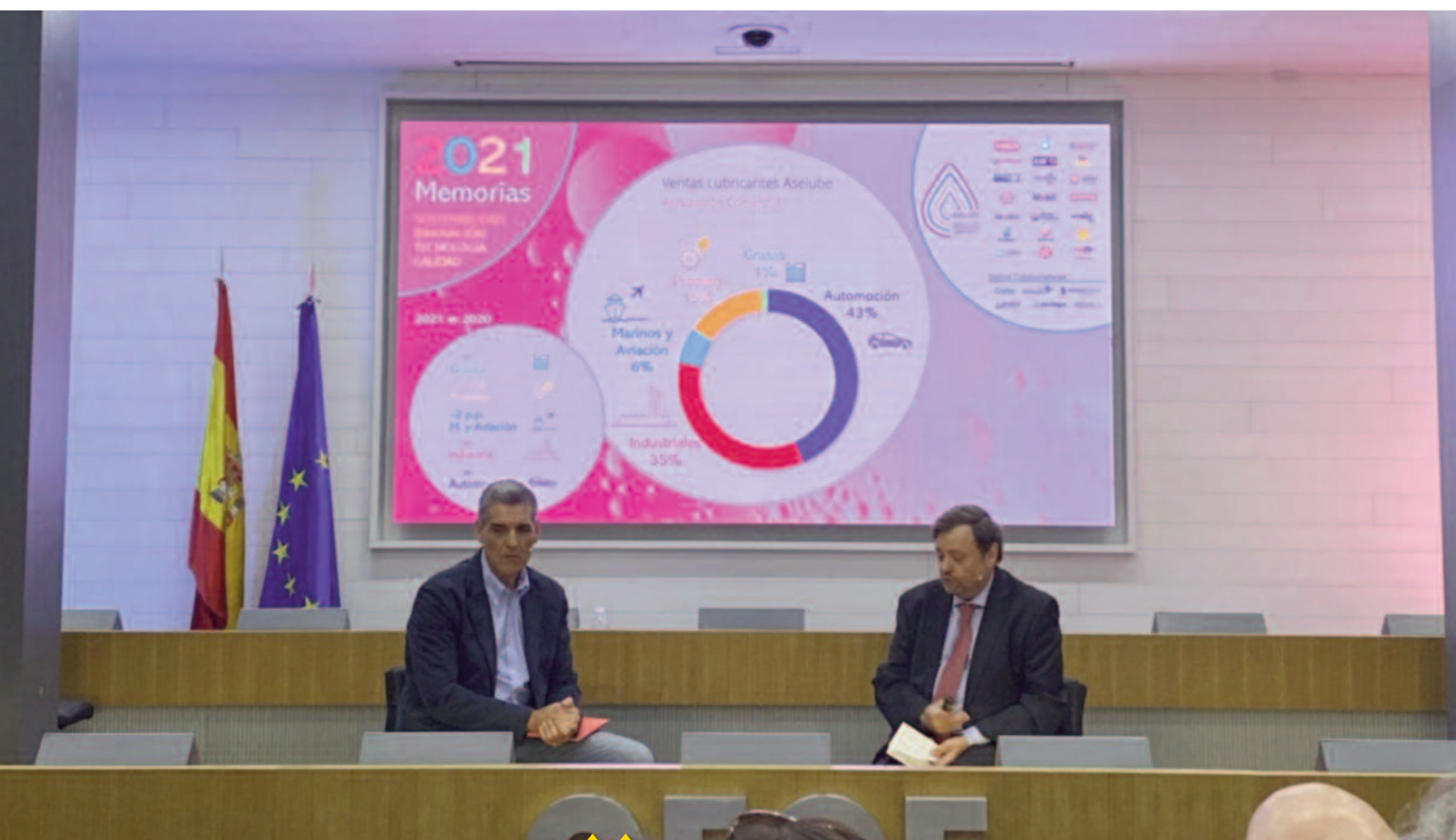
Reducción de emisiones y seguridad energética

Según datos de ePURE, en 2021 el nivel de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero del etanol producido en la UE en comparación con la gasolina fósil alcanzó un nuevo máximo, alcanzando el 76,9 por 100. Los nuevos datos confirman que el bioetanol es la solución de reducción de GEI más rentable que tiene la UE.

Reducir la producción de biocombustibles es un error político, aunque se produzca el esperado auge de los vehículos eléctricos y de hidrógeno, los coches de gasolina y diésel seguirán circulando por las carreteras europeas durante las próximas décadas, y reducir la dependencia del petróleo de toda esa flota debiera ser una prioridad.

Eliminar una energía autóctona como el bioetanol abre la puerta a una mayor dependencia de los combustibles fósiles y a perder una nueva oportunidad para nuestra industria rural agroalimentaria.

El mercado de lubricantes creció un 10,7 por 100 en 2021



Presentación Memoria Aselube 2021

Según los datos ofrecidos por ANAVE en su Memoria Anual, el pasado año fue de recuperación postpandemia con un repunte animado por la reactivación de la actividad global en nuestra economía. La patronal señala en su informe que a partir del último trimestre la crisis de materias primas ha tenido fuerte impacto en las ventas del sector. En el año, destaca ANAVE, hubo que destacar dos periodos: el primer semestre del año con un dinamismo importante no solo con respecto a 2020 sino también a 2019, y una segunda parte del año en la cual esta ausencia de materias primas ha impactado directamente en los procesos productivos

Los sistemas RAP vigentes en la actualidad tendrán que adaptarse en el marco de la nueva ley de residuos y su reglamento

y por lo tanto en la comercialización de los lubricantes.

En este contexto, las ventas totales en 2021 apuntaron 418.000 toneladas, frente a las 377.600 toneladas de 2020, con un 10,7 por 100 de crecimiento. Por segmentos crecieron todos menos el mercado de marina y aviación, que acusó el parón de la aviación comercial.

La participación de las empresas que conforman ASELUBE en el mercado global de lubricantes en 2021 ha

supuesto un 81,03 por 100 del global, subiendo ligeramente su representación del mercado respecto al año anterior.

2021 fue un año de recuperación frente al 2020, con un primer semestre con 181.000 toneladas, muy por encima incluso de las 118.000 toneladas de 2019 y por supuesto de las 140.000 toneladas de 2020, pero un segundo semestre que no alcanzó las 158.000 toneladas, superiores a las 140.000 toneladas de 2020, pero lejos de las 170.000 toneladas de 2019.

Estructura ventas lubricantes en 2021

AUTOMOCIÓN	43%
INDUSTRIALES	35%
PROCESO	15%
MARINOS Y AVIACIÓN	6%
GRASAS	1%

Durante 2021 ha permanecido estable la estructura de las ventas, si bien se registra una pérdida de más de un punto en el peso de los lubricantes de marina y aviación como consecuencia de la baja actividad turística del ejercicio.

En el capítulo de exportaciones, la factura creció un 19 por 100 (casi 9 puntos porcentuales por encima de la facturación doméstica) con un destino principal que fue Europa (77 por 100) seguido de América con el 11,2 por 100, Asia el 7,4 por 100, África con el 3,7 por 100 y Oceanía con un exiguo 0,6 por 100.

Por producto las exportaciones de lubricantes de automoción acopiaron el 55 por 100 de la factura seguidas de industria que compró el 24 por 100 de la exportación. A procesos fue el 11 por 100, el 9 por 100 a marina y aviación y el 2 por 100 restante fueron grasas.

Por su parte, el consumo de lubricantes continúa reflejando la tensión en los mercados de suministro y ha cerrado el primer trimestre de 2022 con un retroceso acumulado del 3 por 100, marcando un total de 144.000 toneladas.

Alcance de la nueva ley 7/2022

El marco legal de la gestión de los residuos, en general, y el de la responsabilidad ampliada del productor (RAP), en particular, ha sido objeto de una notable revisión y actualización con la publicación de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.

Este texto recoge los preceptos y adapta la legislación nacional a directiva Marco de Residuos y la Directiva sobre plásticos de un solo uso. Asimismo, está en desarrollo el reglamento que acompaña a la norma y que entre otras cuestiones adecuará los regímenes de RAP con afectación directa a lo concerniente a los envases comerciales e industriales entre los que se cuentan los de este mercado.

MERCADO LUBRICANTES ESPAÑA VENTAS

VOLUMEN 2020

377,6 ktn

11,9% AUTOMOCIÓN



8,8% INDUSTRIA



VOLUMEN 2021

418,0 ktn

-4,2% MARINA Y AVIACIÓN



7,8% GRASAS



19,9% PROCESOS



Fuente: Memoria 2021 de ASELUBE

A la espera de conocer ese desarrollo reglamentario, se pueden destacar los siguientes aspectos de la Ley 7/2022, una disposición legal que aborda la gestión de los residuos por primera vez de una manera integral, incluyendo además aspectos fiscales con la creación de dos nuevas figuras impositivas de ámbito estatal y la introducción de un nuevo régimen legal sobre los plásticos de un solo uso, con medidas que en algunos casos son incluso más exigentes que las previstas en la Directiva que se incorpora.

Aspecto capital de la nueva Ley es el referido a la Responsabilidad Ampliada de productor RAP, materia que es objeto de una regulación muy pormenorizada resultado de la incorporación de los re-

quisitos mínimos fijados sobre esta materia en la Directiva Marco de Residuos, los cuales serán por tanto aplicables en todos los sectores a los que se aplique normativa de RAP, incluido el de los aceites industriales usados y el de los envases comerciales e industriales que se empleen en esta industria.

Dado que la nueva Ley de Residuos y Suelos Contaminados establece un nuevo modelo y marco jurídico para los sistemas colectivos de responsabilidad ampliada, tras la revisión de las normas específicas de cada flujo de residuos para hacerlas coherentes con la nueva ley, los sistemas vigentes en la actualidad tendrán que adaptarse y cumplir con los nuevos requisitos que se establezcan.

El compromiso con la economía circular articula la labor de SIGAUS tras 15 años



« Pese a las difíciles coyunturas vividas, en 2021 se alcanzaron los 2 millones de toneladas de residuo de aceite lubricante gestionadas »

Han pasado 15 años desde que SIGAUS dio sus primeros pasos como entidad encargada de la correcta gestión de los aceites industriales usados. Y desde 2007 muchas han sido las coyunturas económicas y sectoriales que hemos debido afrontar. Pero si algo nos ha enseñado la experiencia durante estos años es que es imprescindible aprender a gestionar la incertidumbre y el cambio y afianzar los valores que nos han mantenido en pie, aún más en situaciones difíciles. Ya dijo Albert Einstein que sin crisis no hay desafíos y que, a veces, una crisis es lo mejor que puede suceder, porque trae progreso y es du-

rante las crisis cuando nacen la inventiva, los descubrimientos y las grandes estrategias.

El año 2021 ha sido sin duda un año de desafíos, de superación de crisis y de seguir aprendiendo, pero en SIGAUS también nos ha permitido hacer balance de nuestros últimos 15 años y valorar lo conseguido con el objetivo de seguir cumpliendo con nuestra misión: garantizar a todos los sectores productivos la cobertura de gestión del lubricante usado, algo fundamental cuando se trata de un residuo peligroso como este. Para cumplir esta misión, sin embargo, hemos debido hacer frente a importantes dificultades que, este 2022 se han incre-

mentado con la escalada de precios de la energía, que también afecta a los costes de gestión de los aceites industriales usados, muy vinculados al transporte y a procesos intensivos en energía.

Y es que, las consecuencias de la subida continua de los precios de los combustibles fósiles y la electricidad son cada vez más preocupantes, ya que la energía no es una materia prima más, es el motor de la economía y ningún sector puede permanecer ajeno a su evolución e influencia. Tampoco el sector de los aceites lubricantes y la gestión de su residuo, el aceite industrial usado. Para ilustrarlo un solo dato: Las 166 empre-

sas gestoras que trabajan con SIGAUS realizaron en 2021 unas 175.000 operaciones de recogida, con una media de 50 kilómetros de recorrido, para atender a los puntos productores de este residuo. Esto supone unos 9 millones de kilómetros en un año. Es más que evidente cómo afectan a la gestión del aceite usado los precios de la energía y del combustible, que, en este último caso, se ha incrementado en el último año más de un 70%.

Ante este escenario, SIGAUS apuesta por la eficiencia para garantizar el funcionamiento del sistema y la sostenibilidad en los costes, pero, sobre todo, la protección ambiental y el impulso a la economía circular mediante la transformación de este residuo en nuevos recursos. Porque ésta es la verdadera razón de ser de nuestra entidad.

Hemos cumplido una década y media superando los 2 millones de toneladas de aceites usados gestionadas y la devolución al mercado de casi 900.000 toneladas de nuevos lubricantes procedentes de la regeneración de este residuo peligroso, evitando la emisión a la atmósfera de 956.000 toneladas de CO₂ y ahorrando 422 millones de barriles de petróleo. El combustible generado en 15 años contenía el equivalente a 6.700 gigavatios hora de energía, suficiente para el consumo anual de más de 1,9 millones de hogares.

Sostenibilidad y visión de futuro

Sólo en 2021 las 207 instalaciones de gestión distribuidas por toda España que trabajan con SIGAUS, junto al compromiso de casi 250 empresas adheridas, permitieron que fueran gestionadas un total de 128.711 toneladas netas de aceites usados, y pudiera atenderse a casi 70.000 productores del residuo distribuidos por todo el territorio nacional. Gracias al hecho de que la gran mayoría del aceite usado se destinó a regeneración –cerca del 80% del residuo–, se devolvieron al mercado 63.540 toneladas de nuevos lubricantes, suficientes para llenar el cárter de más de 15 mi-



« En 2021 se devolvieron al mercado 63.540 toneladas de nuevos lubricantes, suficientes para llenar el cárter de más de 15 millones de vehículos »

llones de vehículos, evitando además la emisión a la atmósfera de 67.700 toneladas de CO₂, y el consumo de 30 millones de barriles de petróleo, que se hubieran necesitado para la obtención de la misma cantidad de aceites industriales mediante el refinado del petróleo.

La cantidad de aceites usados procesados como combustible de uso industrial para su aprovechamiento –26.100 toneladas el pasado año–, permitió el ahorro de un total de 24 gigavatios hora de energía y evitó la emisión de casi 14.300 toneladas de CO₂, en comparación a si ese combustible se hubiese producido a partir del petróleo.

La economía circular del lubricante usado vertebró nuestra actividad desde hace 15 años, y lo seguirá haciendo en el futuro próximo. Porque hoy es más necesario que nunca. Y aunque en 2022 los desafíos no han acabado, contamos con mayor preparación para afrontarlos y ser ca-

paces de transformar esta crisis en una oportunidad para acelerar una transición que permita modernizar la economía y dejar atrás el actual modelo de producción y consumo, obsoleto y carente de sentido en un planeta del que ya sabemos que no podemos explotar los recursos indefinidamente.

En los dos últimos años nos hemos enfrentado a lo inesperado y a lo desconocido, a entornos complejos llenos de incertidumbres, y nuestra respuesta siempre ha sido la flexibilidad y la resiliencia, una palabra ampliamente utilizada durante este tiempo, precisamente porque ésta no solo significa resistir o sobrevivir, sino salir fortalecido y aprovechar positivamente las circunstancias adversas. Por eso, es el momento de apostar por un cambio de paradigma. Porque como defendía Joseph Pulitzer: “en las situaciones inesperadas se encierran a veces las grandes oportunidades”. •

“Estamos en pleno proceso de expansión para convertirnos en uno de los principales referentes de nuestro mercado”

DIEGO GUARDAMINO
 Director General
 Grupo Hafesa

Con siete años de andadura, Grupo Hafesa es un holding de empresas dedicado a la comercialización y distribución de productos petrolíferos que ofrece un servicio integral en el downstream de los hidrocarburos. Aunque inicialmente el enfoque de la compañía era exclusivamente de venta mayorista, “en el transcurso de estos años hemos pasado a un enfoque 100 por 100 retail, lo que nos ha permitido asentar nuestra actividad y ampliar nuestras cifras de negocio”, como explica Diego Guardamino, director general del Grupo Hafesa.

En la siguiente entrevista, Guardamino explica las claves de la evolución de Grupo Hafesa, los retos a los que hace frente y algunos de los proyectos que se plantean llevar a cabo a corto y medio plazo.



«A largo plazo, queremos convertirnos en un operador con una consolidada presencia internacional»

¿Cómo definiría, a grandes rasgos, el Grupo Hafesa? ¿Cuáles son los principales vectores de su actividad?

Grupo Hafesa es un holding empresarial que tiene su origen en una empresa familiar española. Actualmente, los principales vectores de nuestra actividad se basan en la importación, almacenamiento, comercialización y distribución de productos petrolíferos. Dentro de nuestra actividad, contamos con un enfoque integral, siempre orientados a alcanzar la mayor excelencia en nuestros servicios.

El grupo se funda en 2015, ¿Cuáles eran sus objetivos entonces? ¿Hasta qué punto los consideran cumplidos?

Así es. Grupo Hafesa tiene sus orígenes en el año 2015, con la compra de una operadora de productos petrolíferos. Por aquel entonces, recién fundada la compañía, nuestro objetivo era penetrar en el mercado y nuestro enfoque era exclusivamente de venta mayorista. En el transcurso de estos años, hemos pasado a un enfoque 100 por 100 retail, lo que nos ha permitido asentar nuestra activi-

dad y ampliar nuestras cifras de negocio. Ahora nos encontramos en pleno proceso de expansión y estamos dando pasos firmes en el camino que nos hemos marcado y que nos llevará, poco a poco, a convertirnos en uno de los principales referentes de nuestro mercado, con una consolidada presencia tanto a nivel nacional como internacional.

¿Cuál ha sido su evolución en estos años y cuál es su actual situación?

Hemos experimentado una excelente evolución a lo largo de estos siete años



«El almacenamiento de hidrocarburos es una de nuestras principales ventajas competitivas»

de actividad. Comenzamos operando en 2015, a través de nuestra planta de hidrocarburos DBA Motril Port, situada en el Puerto de Motril. Hoy contamos con cuatro plantas propias situadas a lo largo de toda la geografía española.

En 2016 Grupo Hafesa adquirió una planta situada en el puerto de Bilbao, que desde 2018 opera con la marca DBA Bilbao Port. No fue hasta 2017 cuando incorporamos nuestra tercera planta, Petróleos Asturianos, que está localizada en el Puerto de Gijón y que, actualmente, brinda sus servicios a la Corporación de Reservas Estratégicas del Estado español (CORES).

También durante el 2017 hicimos realidad nuestras divisiones Hafesa Oil, dedicada a la gestión de estaciones de servicio, y Hafesa Logística, dedicada al transporte y logística de hidrocarburos.

Atravesamos por un momento de crecimiento sostenido. Actualmente gestionamos cuatro plantas de almacenamiento propias, hemos triplicado nuestra flota de vehículos y hemos hecho crecer nuestro negocio Hafesa Oil, con la apertura de nuevas estaciones de servicio.

¿Cuáles han sido los obstáculos que ha tenido que superar hasta ahora y cuáles las oportunidades

que le han permitido crecer? ¿Cómo ha afectado el Covid-19 a Grupo Hafesa y cómo ha respondido la compañía?

Uno de los principales obstáculos al que tuvimos que enfrentarnos al iniciar esta andadura fue la juventud de nuestra marca en un mercado muy competitivo. Nosotros decidimos hacer bandera de nuestra juventud para afrontar todos los

retos que nos encontramos por el camino y superarlos con éxito, guiados por el esfuerzo y la búsqueda del mejor servicio. Estos siete años de actividad nos han permitido adquirir un gran *expertise* en el mercado de los hidrocarburos, en el que profundizamos día a día. Hoy Grupo Hafesa es una marca cada vez más asentada y con mayor presencia en el mercado nacional.

Los obstáculos durante este camino han sido numerosos. Ante escenarios como la crisis sanitaria o el cambio en el contexto económico europeo, Grupo Hafesa siempre ha sabido responder con soluciones creativas, estratégicas y flexibles, para garantizar el suministro y el buen servicio a nuestros clientes. La capacidad de adaptación y la sensibilidad para reconocer y superar los contextos por lo que atravesamos son dos cualidades indispensables para mantener nuestra posición en el mercado.

El almacenamiento de hidrocarburos es una de sus actividades más





En 2021 la red incorporó 210 nuevas estaciones y volvió a batir su récord

Según los datos elaborados por AOP en su Memoria Anual, en 2021 la red española volvió a batir su récord con 11.810 puntos de suministro en servicio a lo largo y ancho de las carreteras españolas, esto es 160 nuevos establecimientos. Las nuevas estaciones fueron realmente 210, mientras que cerraron 50 establecimientos.

Como se ha destacado, esta evolución ha sido desigual, ya que las estaciones operadas por los asociados de AOP (Repsol, Cepsa, Bp, Galp y Eni) perdieron 30 puntos (6.149 estaciones), las ubicadas en hiper/súper también descendieron en 19 puntos y las cooperativas quedaron igual (574 en total).

Por el contrario, el conjunto de 'otras marcas' ha crecido en 210 estaciones pertenecientes a empresas independientes y muchas de ellas automáticas. En un contexto de precios disparados la opción de llenar el depósito a menor precio gana nuevos clientes con un potente avance por parte de las cadenas de referencia.

2021 cerró con un crecimiento del 13,9 por 100 del consumo de combustibles de automoción hasta los 27,08 millones de toneladas de las que 5,24 fueron gasolinas (24,01 por 100) y 21,84 millones de toneladas gasóleos (75,99 por 100).

Por canal, la red de estaciones de servicio despachó 4,91 millones de toneladas de gasolinas y 16,24 millones de toneladas de gasóleos, sumando 21,16 millones de euros. En el canal extra red las ventas de gasolinas fueron 329.000 toneladas y 5,60 millones de toneladas de gasóleos.

Ambos canales sumaron 27,08 millones de toneladas, de las que el 78,12 por 100 se facturó en red. Relacionando las ventas con el número de estaciones registradas, se obtiene una media anual de 1.791,36 toneladas/año por estación en la red española.

Al cierre de la presente edición y, pese a la salvaje escalada de los precios –que han superado la barrera de los 2 euros litro–, el consumo de combustibles de automoción

significativas, en la que en poco tiempo han logrado una posición consolidada, ¿Cuáles son las claves de su presencia en este mercado?

El almacenamiento de hidrocarburos es una de nuestras principales ventajas competitivas y un elemento diferenciador de nuestra compañía. Nuestras cuatro plantas están estratégicamente situadas a lo largo de toda la geografía española, en los puertos con mayor actividad, que nos permiten operar en la zona norte, centro y sur de la península. Además, ofrecen suministro a nuestras estaciones de servicio, permitiéndonos comercializar los mejores combustibles siempre a precios competitivos. Contamos con una enorme capacidad de almacenamiento en nuestras plantas propias, un elemento de gran valor en el mercado y que nos diferencia como operador.

Estamos muy orgullosos de brindar servicio a la Corporación de Reservas Estratégicas del Estado español, un reflejo de la calidad y el compromiso de nuestro servicio.

También han comenzado a desarrollar una red de estaciones de servicio, ¿Tienen previstas nuevas aperturas?

Recientemente hemos inaugurado nuestra primera estación de servicio en la provincia de Granada, situada en La Zubia, a tan solo unos pocos kilómetros de nuestra planta DBA Motril Port, que ofrece un suministro directo a esta estación de servicio. Esta estación se suma a nuestra red de estaciones de servicio, situadas en puntos clave de nuestra geografía.

Nuestra red de estaciones de servicio ha ido creciendo a pasos firmes y es un activo de gran valor para el futuro de nuestra compañía. Esperamos poder comunicar pronto la adquisición de nuevas estaciones.

Otro proyecto importante ha sido la transformación de la planta de Bilbao, ¿Qué nos puede explicar de la misma? ¿Cuál era el objetivo de estos cambios?

Nuestra planta de Bilbao está en constante proceso de mejora. La última actuación estuvo dirigida a incrementar su capacidad operativa, habilitando uno de sus tanques para el almacenamiento y distribución de gasolina, en concreto Gasolina 95. Se ha conectado este tanque a los cargaderos de producto mediante líneas independientes.

También hemos incorporado dos nuevas isletas de carga, que permiten re-

ducir los tiempos de carga y espera de los transportistas, además de implementar la aditivación y mezcla de biodiesel en el brazo de carga de gasoil.

Ahora tenemos un nuevo proyecto de ampliación sobre la mesa que nos permitirá en un futuro cercano aumentar sustancialmente la capacidad de almacenamiento de la planta.

¿Qué otros proyectos del Grupo nos pueden adelantar?

Aún es pronto para anunciar otros proyectos. Lo que sí puedo adelantar es que durante el último trimestre de este año esperamos poder anunciar, con una gran ilusión, la adquisición de una nueva planta en un punto estratégico de la geografía nacional.

¿Cuáles serían, a grandes rasgos, los principales retos a los que se enfrenta Grupo Hafesa?

Continuar consolidando nuestra presencia en el mercado de los hidrocarburos y asegurar la sostenibilidad de nuestro negocio, en consonancia con el desarrollo de nuestro proyecto de expansión. A largo plazo, queremos convertirnos en un operador con una consolidada presencia internacional. •

Evolución de los puntos de venta en España

	2019	2020	2021
ASOCIADOS AOP	6.209	6.180	6.149
OTRAS MARCAS	4.424	4.560	4.770
HÍPER/SÚPER	391	336	317
COOPERATIVAS	578	574	574
TOTAL	11.602	11.650	11.810

Fuente: AOP

acumula un crecimiento anual del 11,6 por 100 liderado por las gasolinas (+24,7 por 100), situándose hasta abril en 8,82 millones de toneladas. A este respecto cabe destacar que las ventas vienen registrando tasas de variación interanuales positivas desde junio de 2021, tras el fatídico 2020.

Un negocio en transición

En el contexto del negocio son varios los frentes abiertos, el primero de ellos relacionado con la movilidad sostenible (con la prohibición de los motores de combustión en el horizonte 2035 apoyada por España) en contraste con la subvención acordada por el Gobierno en abril de este año como medida estrella para paliar los efectos de la inflación sobre el consumidor final.

Desde el punto de vista del negocio, en el primer caso la red avanza decidida a la incorporación de combustibles alternativos (sobre todo gas natural y GLP) en el perímetro del negocio. Además, la Ley de Cambio Climático y Transición Energética introduce la obligación de que las principales estaciones de servicio –con ventas anuales superiores a los cinco millones de litros– dispongan de puntos de recarga públicos. Y obliga en caso de nuevas autorizaciones de modificación. Punto polémico y contestado desde la CEEES, que estima que no es posible obligar a los negocios privados a invertir en un negocio que no solo no reporta beneficios, sino que supondría pérdidas. La patronal ha declarado a lo largo del ejercicio su firme voluntad a

contribuir a los objetivos climáticos comunes y está dando pasos de gigante en ese sentido.

Por su parte el descuento de 20 céntimos por litro repostado a descontar (adelantar en palabras de los propietarios) en cada suministro decretado en abril de 2022 ha introducido un nuevo punto de fricción entre el sector y el Ejecutivo, acentuando además el desequilibrio entre grandes enseñanzas (con mayor solidez financiera) y empresarios independientes que ven como la medida lastra sus resultados, cuando no les está obligando a cerrar.

Así, AEVECAR y CEEES (principales patronales) recuerdan que las empresas de las estaciones de servicio, grandes y pequeñas, están realizando a diario un enorme esfuerzo y sacrificio para que los consumidores puedan beneficiarse de la bonificación de los 20 céntimos, aún a costa de poner en riesgo la supervivencia de sus negocios.

Con respecto a los ingresos, los propietarios y gestores avanzan en un negocio más diverso y con un mayor peso específico en los ingresos *non oil*, dominados por la oferta de lavado y cuidado del automóvil ya presente en el 57,3 por 100 de las estaciones de la red según las estimaciones del estudio anual que publica la revista CARBUROL.

Por su parte, la salida de la pandemia está marcando una recuperación de los negocios de conveniencia y restauración en ruta a la vez que fundamente la adopción de nuevos modelos de negocio con una oferta multiservicios centrada en la tipología del cliente local. •

CONSTRUIR SISTEMAS AUXILIARES AL SELLO MÁS SEGUROS Y FIABLES Cómo mejorar las operaciones reduciendo los costes globales

SEAN HUNSICKER
Director de Mercado,
Mercado Químico
y de Refinado
Swagelok Company

Cuando se utilizan sellos mecánicos en refinerías y plantas químicas cada conexión es un punto potencial de fuga. Y cualquier fuga puede provocar daños en los activos, paradas imprevistas, problemas medioambientales y riesgos para la seguridad. Por lo tanto, es importante tener una visión de conjunto y prestar especial atención no solo al propio sello mecánico, sino también a todo el sistema auxiliar del sello.

En la actualidad, los sellos mecánicos están presentes en todas las operaciones de procesamiento petroquímico. Se convirtieron en el sistema de sellado dominante en la década de los 80, lo que llevó al Instituto Americano del Petróleo (API) a crear un comité con el único objetivo de redactar normas para estos componentes. Su trabajo condujo a la publicación de la primera norma – conocida como API 682 Shaft Sealing Systems for Centrifugal and Rotary Pumps (Sistemas de sellado de ejes para bombas centrífugas y rotativas) – en 1994. Su declaración de objetivos decía: “Esta norma está diseñada para predeterminar los tipos de equipos más comúnmente suministrados que tienen una alta probabilidad de cumplir el objetivo de al menos tres años de servicio ininterrumpido cumpliendo con la normativa de emisiones.” (1).

Ahora, en su cuarta edición, gran parte de la norma API 682 se centra en los sellos mecánicos. Sin embargo, también dedica una parte importante a los sistemas auxiliares al sello y a su correcto funcionamiento debido a su



La disposición de los componentes del sistema auxiliar al sello en un panel ayuda a los operarios a identificar mejor los componentes, confirmar su correcto funcionamiento y realizar el mantenimiento.

importancia crítica en la fiabilidad general de todo el conjunto de la bomba. Las mejores prácticas contempladas en la norma incluyen el diseño adecuado del sistema auxiliar al sello, la eliminación de posibles puntos de fuga siempre que sea posible y la selección de componentes que simplifiquen el mantenimiento. Este artículo analiza estas mejores prácticas para ayudar a las refinerías y plantas a aumentar la fiabilidad, maximizar la eficiencia y mejorar la seguridad.

Más puntos de fuga, mayor riesgo

En el pasado muchos sistemas auxiliares al sello se construían con tubería –que suele ser de acero al carbono y tener muchos puntos de conexión roscados a lo largo de cada tramo de la misma– debido a que históricamente han sido el sistema de transporte de fluidos preferido por la mayoría de las plantas. Pero la edición actual de la API 682 recomienda reducir los puntos de roscado y conexión siempre que sea posible. Esta directriz ha influido en que los sistemas de tubo do-

blado se conviertan en la opción preferida por los fabricantes de sellos, los usuarios finales y los fabricantes de bombas. Las plantas también tienen la opción de soldar la tubería de acero al carbono para minimizar las conexiones roscadas, pero la resistencia a la corrosión, la flexibilidad y las ventajas de eficiencia de utilizar tubo de acero inoxidable a menudo inclinan la balanza a su favor frente a la tubería.

Por su diseño, el tubo puede reducir el número de conexiones (Figura 1) a solo las del sello mecánico y el sistema auxiliar al sello. Por lo tanto, el sistema podría tener solo de dos a cuatro puntos potenciales de fuga, dependiendo de la configuración del sistema. Es posible minimizar el número de puntos de conexión y reducir el potencial de fuga gracias a una serie de factores, entre ellos:

- Las conexiones innovadoras, como los adaptadores a brida y los conectores macho extendidos, reducen aún más el número de conexiones roscadas en el sello y los recipientes, eliminando la necesidad de múltiples accesorios.
- Los racores para tubo estancos pueden evitar las fugas durante el funciona-

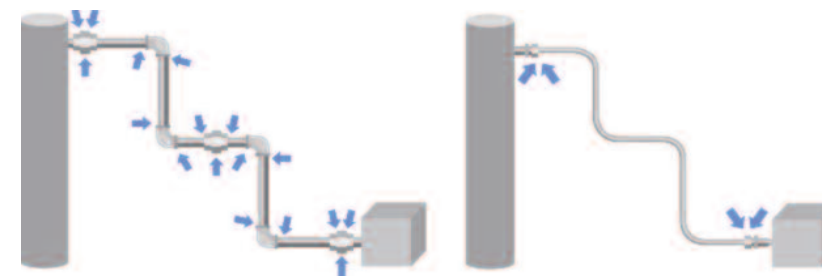


Figura 1. Reducir al mínimo los puntos de conexión es una buena forma de eliminar la posibilidad de fugas, como por ejemplo en la transición de un ensamblaje de tubería roscada (izquierda) a un tramo de tubo (derecha). El diseño mejorado aprovecha el doblado del tubo y minimiza el número de conexiones que pueden convertirse en puntos de fuga: de 17 posibles puntos de fuga con el ensamblaje de la tubería a sólo cuatro con el tramo de tubo.

miento habitual del sistema y son más fáciles de mantener cuando es necesario

- El tubo se puede doblar porque está hecho de acero inoxidable recocido, lo que reduce la necesidad de accesorios y conexiones. El tubo de acero inoxidable evita la corrosión y reduce el mantenimiento continuo.

El uso de tubo ofrece una ventaja económica adicional cuando se examinan los costes de mantenimiento, reparación y operación (MRO) de la bomba, el sello y el sistema auxiliar. Durante las operaciones de mantenimiento que requieren la reparación de las tuberías soldadas alrededor de las bombas, el uso del tubo puede eliminar la necesidad de soldaduras en planta, que son muy caras, a la vez que se acelera el tiempo de instalación para reducir las paradas.

Aunque el tubo doblado ofrece ventajas de eficiencia para reducir la instalación y los costes de mano de obra del MRO, en general es un material más caro que la tubería de acero al carbono, y puede resultar especialmente costoso cuando se utilizan aleaciones especiales para combatir la corrosión. Los sistemas de tubería también pueden construirse con aleaciones especiales para el mismo fin, sólo que con menos opciones de material. Por lo tanto, los diseñadores de sistemas deben sopesar los costes totales de utilizar tubo o tubería –teniendo en cuenta también la resistencia a la corrosión, la estética, las actividades de mantenimiento y reparación, la logística de suministro, etc.– para tomar una decisión.

La tubería de acero al carbono es perfectamente aceptable para muchos sistemas auxiliares de sellado. Sin embargo, puede ser un riesgo para las aplicaciones en las que la humedad está presente y la corrosión interna es una posibilidad. Por ejemplo, las incrustaciones que suelen acumularse en el interior de las tuberías de acero al carbono pueden desprenderse,

fluir aguas abajo y alojarse en el espacio entre las caras del sello u obstruir un orificio. Si el acero al carbono se emplea en sistemas en los que existe la posibilidad de que se produzcan descamaciones, debe planificarse el mantenimiento preventivo (MP) y supervisarse atentamente el sistema.

En última instancia, la elección entre la tubería y el tubo podría reducirse al nivel de conveniencia de la persona que toma la decisión. Dicho esto, reducir el mantenimiento, incidir en el rendimiento y mejorar la seguridad reduciendo los puntos de fuga y las conexiones roscadas siempre que sea posible, deben ser prioridades para optimizar los sistemas y hacerlos más fiables.

Aplicar las Mejores Prácticas de Diseño

La reducción de los puntos de fuga es sólo un aspecto de la optimización del sistema. También existen buenas prácticas a seguir durante el diseño inicial del sello mecánico y del sistema auxiliar al sello para ayudar a los operadores a asegurar el correcto funcionamiento del sello y de la bomba, así como para mejorar la seguridad y la fiabilidad.

1. Asegúrese de que es intuitivo. Durante las revisiones y otras operaciones, como el mantenimiento rutinario, las bombas y los sistemas auxiliares al sello suelen inspeccionarse visualmente. Los diseños simplificados pueden facilitar la puesta en marcha y el funcionamiento adecuado de los sistemas auxiliares al sello, reduciendo el riesgo de que los operarios cometan errores comunes.

La creación de obstáculos para los operadores, aunque sean pequeños, aumenta el riesgo de que se pasen por alto las señales de error y reduce la fiabilidad. Por ejemplo, en la cuarta edición de la norma API 682, la lubricación de fluido limpio desde una fuente externa (Figura 2)

muestra múltiples instrumentos y componentes instalados juntos en un tramo utilizando la tubería o el tubo. Si bien es funcionalmente correcto, este diseño proporciona al operario poca información sobre el funcionamiento del sistema, qué información es importante y por qué es importante. Además, si el sistema está situado junto al sello de una bomba, el operario tiene que agacharse para ver la información de instrumentación.



Figura 2. Instalar un plan de tubería, como el Plan 32, en un panel satisface dos importantes principios de diseño: permitir la correcta identificación de los componentes y procesos del sistema, así como agilizar su funcionamiento.

Una solución alternativa y más eficaz es disponer estos componentes en un panel, utilizando el diseño del Plan 32 como plantilla. El montaje de los componentes en un panel ayuda a que la configuración aparezca como un sistema distinto, lo que ayuda a los operadores a identificar mejor los componentes y sus funciones, así como a confirmar su correcto funcionamiento. Algunas de las mejores prácticas a seguir son:

- Hacer que todos los instrumentos estén disponibles a la altura de los ojos en lugar de tener componentes situados en un tramo de tubería menos accesible
- Cumplir con las recomendaciones de diseño de la norma API 682 que establece: “Todos los controles e instrumentos estarán ubicados y dispuestos de manera que permitan una fácil visibilidad por parte de los operarios, así como la accesibilidad para las pruebas, los ajustes y el mantenimiento.” (9.1.5)(2)
- Mostrar claramente la información sobre las referencias de producto de las piezas, la indicación del paso de caudal y las instrucciones del operario para asegurar una puesta en marcha y una parada seguras y fiables de las bombas y los sistemas auxiliares al sello.

2. Simplificar el Mantenimiento.

Las bombas, los compresores y otros equipos rotativos desempeñan un papel fundamental en la eficiencia general de una planta y deben permanecer en funcionamiento para mantener la producción. Al igual que los equipos a los que prestan apoyo, los sistemas auxiliares al sello suelen funcionar de forma continua, por lo que deben estar fabricados con materiales de alta calidad (Figura 3) y someterse a un buen mantenimiento para evitar fugas y paradas caras.

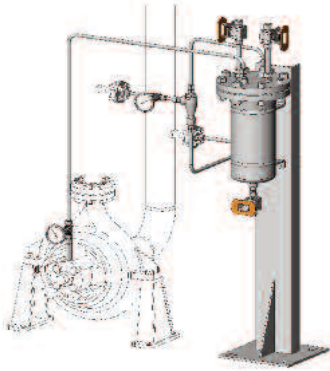


Figura 3. El uso de componentes de alta calidad diseñados para facilitar el mantenimiento puede maximizar el tiempo de funcionamiento de los sistemas auxiliares al sello, como este sistema de lubricación refrigerada con filtro del Plan API 22.

Los sistemas auxiliares a los sellos contienen elementos de mantenimiento común como medidores de caudal, filtros y otros instrumentos visuales. El mantenimiento preventivo (MP) de estos sistemas debe poder ser realizado de forma segura y sencilla por los operarios. Por ejemplo, si los filtros no están convenientemente colocados y disponibles para la purga o si las plantas no tienen suficiente personal, es poco probable que se realice un MP adecuado en los intervalos recomendados. En estos casos, un sistema bien diseñado y fiable puede ayudar a una planta a reducir las necesidades y los costes de mantenimiento.

Piense en el proceso para realizar el mantenimiento general de la bomba, que requiere el cierre y el drenaje de la bomba y del sistema auxiliar. Un sistema de apoyo bien diseñado puede simplificar este requisito de mantenimiento al incluir drenajes de punto bajo que permiten purgar el sistema de fluidos de forma rápida y segura. También es importante incluir venteos en los puntos altos para que los sistemas puedan eliminar el aire atrapado. Entregar a los

instaladores el tubo y los componentes adecuados, junto con un plano que muestre dónde deben incluirse los venteos y los drenajes, asegura que el sistema se instalará correctamente y que el mantenimiento futuro podrá realizarse con facilidad.

La cuarta edición de API 682 también recomienda utilizar configuraciones de cierre y venteo para todos los manómetros, de modo que los técnicos puedan cambiar un manómetro roto con facilidad (Figura 4). Si los sistemas no se diseñan con esta característica, es probable que cuando los manómetros fallen, los operarios se queden sin información crítica hasta que la bomba y el sistema auxiliar puedan ser retirados para sustituir el manómetro.



Figura 4. La cuarta edición de la norma API 682 recomienda configuraciones de cierre y venteo para todos los manómetros con el fin de facilitar la sustitución de los mismos sin necesidad de desmontar la bomba y el sistema auxiliar.

Para los recipientes de sellado, la Cuarta Edición de API 682 fomenta una fácil accesibilidad. Estipula que: "El funcionamiento local, el venteo, el llenado y el drenaje se realizarán desde el suelo. A menos que se especifique lo contrario, no se aceptan sistemas que requieran utilizar una escalera o un escalón o que requieran subirse a la plataforma o a la tubería". (8.1.2)(2) Muchas plantas tienen recipientes de sello antiguos con sólo un tapón roscado en la parte superior. Hacer que los operarios utilicen una escalera para acceder al dispositivo puede exponerlos a los vapores del proceso y es una práctica generalmente insegura que debe evitarse.

Por último, existe una amplia variedad de conexiones de tubo y opciones de diseño que permiten que cada componente útil de un sistema auxiliar al sello, se pueda desmontar y reemplazar fácilmente

mientras sigue funcionando el sistema. Estas tecnologías deben aplicarse siempre que sea posible para ayudar a simplificar y agilizar el mantenimiento y el funcionamiento del sistema auxiliar al sello.

Construyendo mejores sistemas auxiliares al sello mecánico

Los sellos mecánicos son tan buenos como los sistemas que los apoyan, y los materiales con los que están hechos pueden marcar la diferencia en la eficiencia operativa, los costes de mantenimiento y la seguridad de una planta. La aplicación de las mejores prácticas de diseño puede ayudar a reducir los costes y los dolores de cabeza.

Para recapitular las acciones que las plantas pueden realizar para obtener mejores resultados con sus sistemas auxiliares al sello:

- Considere la posibilidad de utilizar tubo en lugar de tubería soldada para reducir los costes de instalación y mantenimiento.
 - Reduzca los puntos potenciales de fuga y elimine las conexiones roscadas cuando sea posible.
 - Haga un diseño intuitivo para reducir los errores de los operarios.
 - Instale los sistemas en los paneles con un etiquetado adecuado para facilitar el mantenimiento y favorecer la fiabilidad del sistema.
- Por último, asegúrese de seguir las mejores prácticas de la cuarta edición de la norma API 682 para evitar fallos en los sellos y los costes asociados a la sustitución y al tiempo de inactividad, al tiempo que crea un funcionamiento más seguro y fiable. •

REFERENCIAS

1. Norma API 682, primera edición, 1994 "Sistemas de sellado de ejes para bombas centrífugas y rotativas", Instituto Americano del Petróleo, Washington, D.C.

2. Norma API 682, cuarta edición, 2014 "Sistemas de sellado de ejes para bombas centrífugas y rotativas", Instituto Americano del Petróleo, Washington, D.C.

* Todas las imágenes © Swagelok 2022

Enagás lanza un plan estratégico con 4.755 millones para reforzar la seguridad de suministro y la descarbonización

Enagás presentó el pasado mes de julio su Plan Estratégico 2022-2030, con el objetivo de adaptarse y anticiparse a los retos que el nuevo contexto global y el nuevo paradigma energético europeo representan para España y para Europa.

Hasta 2030, la compañía prevé invertir 2.775 millones de euros. Sumando los proyectos de interconexión incluidos en el documento europeo REPowerEU, esta cifra asciende hasta 4.755 millones de euros.

Durante su presentación, el consejero delegado de Enagás, Arturo Gonzalo, destacó que "Enagás retoma así una senda de crecimiento basado en proyectos de nuestro core business" y "en un ámbito principalmente europeo" como foco estratégico del plan de inversiones.

Gonzalo señaló que el plan "reposiciona a la compañía en torno a los dos ejes principales del nuevo paradigma energético europeo y del propósito de Enagás: la seguridad de suministro y la descarbonización", y que "en el actual contexto energético y estratégico tan complejo, España, y también Enagás, podemos contribuir a estos objetivos de Europa de forma decisiva".

Para ello, ha señalado que "es fundamental la integración del sistema energético europeo a través de las infraestructuras" y ha destacado que una palanca clave van a ser aquellas ya preparadas para el hidrógeno.



Según la iniciativa European Hydrogen Backbone, impulsada por 31 TSOs europeos —entre ellos Enagás—, entre un 60 y un 75 por 100 de la infraestructura de gas natural puede ser reutilizada para hidrógeno, con lo que la futura red de corredores europeos podrá desarrollar todo el potencial de producción de hidrógeno renovable.

REPowerEU plantea acelerar el consumo de hidrógeno en la UE, que estima en 20 millones de toneladas en 2030, de las que 10 millones se producirían en Europa y otras 10 serían importadas.

Para ese horizonte 2030 España podría aportar a Europa 21 bcm —equivalente a 2 millones de toneladas de hidrógeno al año—, lo que representa el 20 por 100 de la producción de hidrógeno esperada en Europa.

Cuatro ejes de crecimiento

El plan establece cuatro ejes de crecimiento: las in-

fraestructuras de gas e hidrógeno y negocios adyacentes, la innovación, tecnología y digitalización, el desarrollo internacional con foco principal en Europa, y la actividad y proyectos de generación de hidrógeno verde y biometano de la filial Enagás Renovable.

El consejero delegado explicó que "la gran mayoría de las inversiones que contemplamos en este Plan Estratégico tienen un modelo de negocio regulado o que será regulado en un futuro próximo, o bien contarán con contratos que garanticen una seguridad sobre los retornos comparable a la de la actividad regulada".

El Plan Estratégico de Enagás contempla también la intensificación de su plan de eficiencia en el periodo 2022-2026, con el objetivo de minimizar el impacto de la inflación en los costes gestionables de la compañía. En palabras de Arturo Gonzalo, este plan "supone incrementar aún más nuestro alto nivel de eficiencia operativa, e in-

cluye medidas como el control exhaustivo de los gastos corporativos, manteniendo nuestro compromiso con el empleo".

En el marco del Plan Estratégico 2022-2030, la compañía ha presentado también su nueva Hoja de Ruta de Sostenibilidad y Transformación.

En el ámbito de la sostenibilidad, un elemento clave de esa hoja de ruta es el compromiso de alcanzar la neutralidad en carbono en 2040. Para ello, la compañía ha trazado una senda de descarbonización con objetivos de reducción de emisiones alineados con el escenario de incremento de temperatura de 1,5°C, que ya le han permitido reducir un 54 por 100 sus emisiones de toneladas de CO₂ equivalentes (tCO₂e) entre 2014 y 2021. Además, se ha fijado el objetivo de reducir sus emisiones indirectas de alcance 3 en un 25 por 100, y un 50 por 100 en 2030 y 2040 respectivamente.

Además, la compañía cuenta con más de 50 ►►

España tiene uno de los niveles de llenado más altos de Europa en sus almacenamientos de gas



España cuenta con uno de los niveles de llenado más altos de Europa de sus almacenamientos de gas natural de cara a la próxima campaña de invierno y ante la amenaza de un posible corte de suministro de Rusia, según indicó el consejero delegado de Enagás, Arturo Gonzalo Aizpiri.

Durante su intervención en la presentación del plan estratégico del grupo para el periodo 2022-2023, Gonzalo subrayó que España está cumpliendo “de un modo muy rápido y efectivo” el calendario de llenado de almacenamientos de gas fijado por la Unión Europea, que estima un objetivo del 80 por 100 para el próximo mes de octubre.

El nivel actual de llenado de los almacenamientos subterráneos en España era a finales de julio del 73,2 por 100, por delante del 71 por 100 marcado para agosto,

mientras que los tanques de GNL de las plantas de regasificación están ya en el 84 por 100, su nivel más alto en los últimos cinco veranos.

El consejero delegado de Enagás señaló que “los almacenamientos subterráneos en España son claves para abordar con serenidad estos tiempos que tiene Europa por delante ante los próximos meses” y que España “está cumpliendo como un alumno aventajado en las obligaciones de almacenamiento”.

Añadió que a pesar de que Europa “está en un momento realmente dramático” ante la amenaza de Rusia de cortar su suministro de gas natural, España no lo está y “nada hace prever una situación de escasez”.

España, clave de suministro

A pesar de ello, afirmó que Enagás está elaborando todos

de descarbonización del Green Deal, hoja de ruta hacia una UE climáticamente neutra en 2050, y Fit for 55, paquete de medidas para la reducción de emisiones en al menos un 55 por 100 de aquí a 2030. ●

Sedigas señala las negativas consecuencias de la aprobación del FNSSE

La creación del Fondo Nacional para la Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE) tendrá un negativo impacto para los hogares y la actividad industrial al plantear un recorte de la factura eléctrica a costa de un recargo sobre la factura del gas y otros combustibles en un contexto como el actual de elevados precios de la energía, según explica Sedigas en un comunicado.

Según el mismo, esta medida afectará en mayor medida a los consumidores que residen en la España fría y de interior, y en zonas más despobladas, generando todavía más desigualdades territoriales, entre el ámbito rural y las grandes urbes.

Sedigas explica que el FNSSE será particularmente lesivo para los consumidores más vulnerables por su ca-

rácter regresivo: el impacto mayor se produce en los hogares con menos ingresos, mientras el 10 por 100 de los hogares con mayor renta soportarían una carga mucho menor del gravamen.

El sector industrial se enfrentará a una severa merma de su competitividad internacional por el impacto de esta medida sobre sus costes energéticos.

Para la Asociación Española del Gas, el FNSSE pondrá en peligro la contribución del sector gasista a la consecución de los objetivos de descarbonización. Se trata de una herramienta centrada exclusivamente en la electrificación, obviando los retos de la transición energética y simplemente traspasando costes del sector eléctrico a otros sectores energéticos. ●

los escenarios de contingencia que se puedan dar, “compartiendo nuestra información en todo momento con el Gobierno” y recordó la importancia de España a nivel de infraestructuras gasistas, contando con un activo con un enorme valor estratégico como son las seis plantas regasificadoras en el país, un tercio de la capacidad en el Viejo Continente, para “poner a disposición de Europa todo el gas que se pueda”.

Gonzalo consideró que España es ya “un hub de GNL” y señaló el interés existente en las subastas de slots para la descarga de buques en las plantas de GNL, con slots adjudica-

dos ya a 15 años y subrayó la necesidad de crear una red troncal de “hidrogenoductos”.

A este respecto, Enagás contempla en su plan la construcción de almacenamientos subterráneos nuevos, pero también la posibilidad de adaptar algunos de los existentes para el uso con hidrógeno. Un ejemplo sería el almacenamiento subterráneo de Yela (Guadalajara), que con un coste de adaptación en 200 millones de euros podría almacenar el equivalente al desarrollo de infraestructuras subterráneas con un coste muy superior a los 1.000 millones de euros. ●

La Comisión se felicita por la rápida adopción de nuevas normas sobre almacenamiento de gas



Kadri Simson, comisaria de Energía

La nueva legislación sobre almacenamiento adoptada el pasado julio reforzará la seguridad del suministro de gas de la UE con vistas al próximo invierno y los inviernos siguientes. Ante la amenaza de interrupciones del suministro por parte de Rusia, el Reglamento de la UE sobre el almacenamiento de gas exige que se reconstituyan las reservas de gas de Europa antes del invierno y que su gestión esté protegida de interferencias externas. En particular, las nuevas normas exigirán a los Estados miembros de la UE que llenen las instalaciones de almacenamiento hasta el 80 por 100 de la capacidad en noviembre de este año, y hasta el 90 por 100 en los años siguientes.

Estas normas se adoptaron en un tiempo récord gracias a la disposición del Parlamento y del Consejo a examinar la propuesta legislativa con carácter de urgencia, en el contexto de la guerra de Rusia contra Ucrania.

Kadri Simson, comisaria de Energía, congratulándose de la adopción en el Consejo de Energía de Luxemburgo, declaró que “se trata de una declaración importante de unidad, determinación y rapidez de actuación de la UE ante las medidas adopta-

das por el Kremlin para utilizar sus exportaciones de gas como arma. Es ahora de capital importancia que ejerzamos presión para cumplir los nuevos objetivos de almacenamiento e intensifiquemos nuestra preparación en caso de que la situación siga deteriorándose”.

Obligaciones

Con arreglo a la nueva legislación, los 18 estados miembros con instalaciones de almacenamiento subterráneo de gas están obligados a llenar el 80 por 100 de su capacidad de almacenamiento a más tardar el 1 de noviembre, y se les anima a que se fijen como objetivo el 85 por 100. En los próximos años, el objetivo será del 90 por 100. Los estados miembros que carecen de infraestructura de almacenamiento están obligados a alcanzar acuerdos bilaterales para que se almacenen cantidades suficientes para su uso en los países vecinos, en un espíritu de solidaridad. Las instalaciones de almacenamiento de gas se considerarán ahora infraestructuras críticas y todos los operadores de almacenamiento de la UE tendrán que someterse a un nuevo proceso de certificación para reducir los riesgos de interferencias externas. ●

La planta de Gijón podría aportar hasta 8 bcm de capacidad al año de GNL a la seguridad energética de Europa



La vicepresidenta y ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Teresa Ribera, el presidente del Principado de Asturias, Adrián Barbón, la alcaldesa de Gijón, Ana González, y el presidente de la Autoridad Portuaria de Gijón, Laureano Lourido, entre otras autoridades, visitaron recientemente la planta de regasificación de El Musel, junto con el consejero delegado de Enagás, Arturo Gonzalo, después de que la terminal recibiera la autorización administrativa del Ministerio.

Esta autorización, que se ha realizado tras el informe favorable de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), es un paso clave para la puesta en marcha de la terminal, pendiente aún de la tramitación del reconocimiento del régimen económico por parte de la CNMC, con la orden de puesta en marcha por parte del Ministerio y con la puesta a punto técnica de la terminal, por parte de Enagás.

Arturo Gonzalo, ha señalado que, “terminado este proceso, la planta podría estar en funcionamiento para uso lo-

gístico en un plazo de entre seis y ocho meses”, y ha añadido que “en la terminal de Gijón pueden descargar y cargar más de 100 barcos de GNL al año, lo que supone una aportación de hasta 8 bcm”.

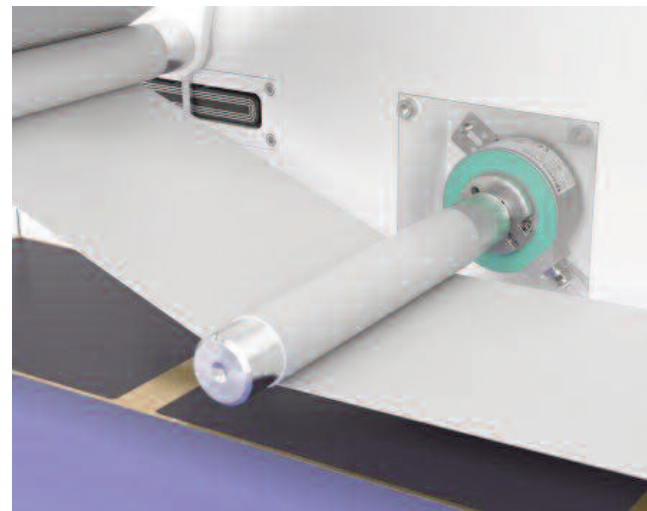
Uso logístico

El uso logístico de la planta contribuirá a la seguridad de suministro de energético en Europa, algo especialmente relevante en el contexto europeo actual de reducción de la dependencia del gas ruso, tal y como contempla el documento europeo REPowerEU.

La terminal permite la descarga de buques de GNL procedentes de diversos países productores y la recarga rápida de barcos hacia diferentes destinos europeos.

La planta dispone de una capacidad de almacenamiento de 300.000 m³ de GNL, repartida en dos tanques de 150.000 m³ cada uno. También cuenta con unas instalaciones de atraque y descarga diseñadas para los buques metaneros más grandes de mundo, los QMAX, de hasta 266.000 m³. ●

Automatización de la producción de baterías para aplicaciones de eMovilidad de Pepperl+Fuchs



Las baterías potentes para aplicaciones de electromovilidad se fabrican mediante procesos altamente automatizados. Gracias a numerosos sensores en diferentes procedimientos de medida se asegura el control eficaz de máquinas y plantas. Pepperl+Fuchs atesora décadas de experiencia en la industria de automoción y la ingeniería eléctrica, por lo que puede ofrecer todos los instrumentos de medida importantes para la producción de baterías, todo de una sola fuente.

Encoder giratorio ENI90. Las láminas recubiertas son el material base más importante para las baterías de iones de litio, y se sirven en grandes rollos de los cuales se sacan las láminas durante el proceso de producción. La velocidad de desenrollado de los rollos se mide con encoders giratorios de alta precisión. La distancia de bobinado y el resto de material se puede calcular a partir de la velo-

cidad. El valor de velocidad se usa también para controlar el suministro de material y permite ajustar la tensión correcta de la banda. La nueva serie de encoders giratorios ENI90 súper robustos es la opción ideal para realizar esta tarea.

Sensor ultrasónico de doble hoja M18. En el paso siguiente se troquelan piezas del rollo de lámina que son adecuadas para fabricar la batería y se montan en celdas de batería. La alimentación de material troquelado se supervisa mediante sensores ultrasónicos de doble hoja como, por ejemplo, los de la serie UDC-18GS. Estos sensores están equipados con dos transductores ultrasónicos y detectan si una, dos o incluso ninguna lámina están dentro del rango de detección. Si las láminas se han apilado una encima de otra, el proceso se detiene a tiempo. Esto evita que la capacidad de la batería se reduzca porque haya dos capas de la misma polaridad

Isover y Placo, ganadoras del VI Premio Alianza para la FP Dual 2022



Saint-Gobain Placo e Isover, compañías líderes en soluciones constructivas en yeso, placa de yeso laminado y techos, y en fabricación de soluciones aislantes, respectivamente, han sido galardonadas con el VI Premio Alianza para la FP Dual 2022 en la categoría Gran Empresa por el compromiso de su proyecto “Aportando Profesionalidad” con este modelo formativo.

Esta iniciativa, en marcha desde 2017, nació con vocación de proyecto sectorial dedicado a la profesionalización del sector de la ins-

talación de placa de yeso laminado y la atracción de jóvenes al sector. Con el paso del tiempo, se extendió también al oficio de instalación de aislamiento para los sectores de la industria y climatización.

Desde entonces, ambas compañías han logrado participar en 11 ciclos y han formado a más de 500 estudiantes en distintas Comunidades Autónomas. Actualmente, ISOVER y Placo trabajan con 25 centros de formación, de los cuales, aproximadamente el 60 por 100 lo son en modalidad de FP Dual. •

El uso de una solución ultrasónica facilita la detección de hojas duplicadas y que el proceso no se vea afectado por condiciones ambientales o las propiedades ópticas del material. Aunque las láminas son, a menudo, brillantes, se pueden detectar de manera fiable.

SmartRunner Explorer 3-D. Al conectar entre sí capas de láminas se forman celdas que luego se juntan para formar la batería acabada. En

este paso es importante que todas las celdas necesarias estén realmente disponibles y en la posición correcta en la rejilla indicada. Para comprobarlo, un sensor SmartRunner Explorer 3-D crea una imagen precisa de puntos 3D en la nube de manera que la situación real se pueda emparejar con la colocación necesaria. El paso de proceso para conectar las celdas se inicia solamente cuando todo esté en la posición correcta. •

Weg presenta el accionamiento de los sistemas hidráulicos del futuro

Las previsiones indican que el mercado mundial de equipos hidráulicos va a alcanzar la cifra de 42.100 millones de dólares en 2025, con una tasa de crecimiento anual compuesto del 2,4 por 100.

Los equipos hidráulicos son ya conocidos por la gran capacidad de trabajo y de control, la solidez y la durabilidad que ofrecen, pero la necesidad de sistemas con un mayor rendimiento energético está impulsando la innovación en este sector. Un ejemplo de esta innovación es Oilmek AB, una empresa que desarrolla y suministra sistemas hidráulicos industriales, que ha desarrollado el controlador Varius de características especiales y, crucialmente, de mayor rendimiento energético. Para el accionamiento de este sistema innovador, Oilmek se dirigió al fabricante

de equipos eléctricos y accionamientos WEG.

Ubicada en Uddevalla (Suecia), Oilmek AB fue fundada por expertos en dinámica de fluidos e hidráulica, y tiene unos amplios conocimientos en este campo. Los sistemas hidráulicos se emplean en plantas e instalaciones en todo el mundo, pero los sistemas que ofrecen ahorros de energía al usuario son más difíciles de encontrar.

Al igual que otras tecnologías, los sistemas hidráulicos son clave para las obligaciones de las empresas de trabajar con mayor sostenibilidad. Era el caso de Renova, una empresa cliente de Oilmek dedicada al reciclaje, y con producción de bienes de consumo de papel, que necesitaba dos sistemas hidráulicos completos para mejorar el rendimiento energético de su planta de calentamiento de gran capacidad. •

Siemens electrifica el compresor de gas de la planta de olefinas de Repsol Puertollano

Siemens, líder global en tecnología, ha llevado a cabo la electrificación renovable del compresor de gas de la planta de olefinas en el Complejo Industrial de Repsol en Puertollano. Repsol ha sustituido una turbina de vapor por un motor eléctrico y variador de velocidad de Siemens logrando reducir su consumo energético en un 25 por 100 y rebajar sus emisiones de CO₂ en 68.000 toneladas al año aproximadamente. Este complejo, referente en la industria energética y química, también ha optado por el porfolio digital de Siemens para la toma de decisiones en un ecosistema IoT.



Con la tecnología Sidrive IQ, la compañía multienergética puede sacar el mayor partido de los datos en su unidad de olefinas en la planta de Puertollano. Gracias a la apuesta de Repsol por la sostenibilidad y la digitalización, se ha producido una colaboración entre ambas compañías que generará sinergias en el futuro y que cumple con la política de sostenibilidad de la Unión Europea. •

Los nuevos actuadores eléctricos de Emerson ofrecen flexibilidad de aplicación, precisión y repetibilidad superiores



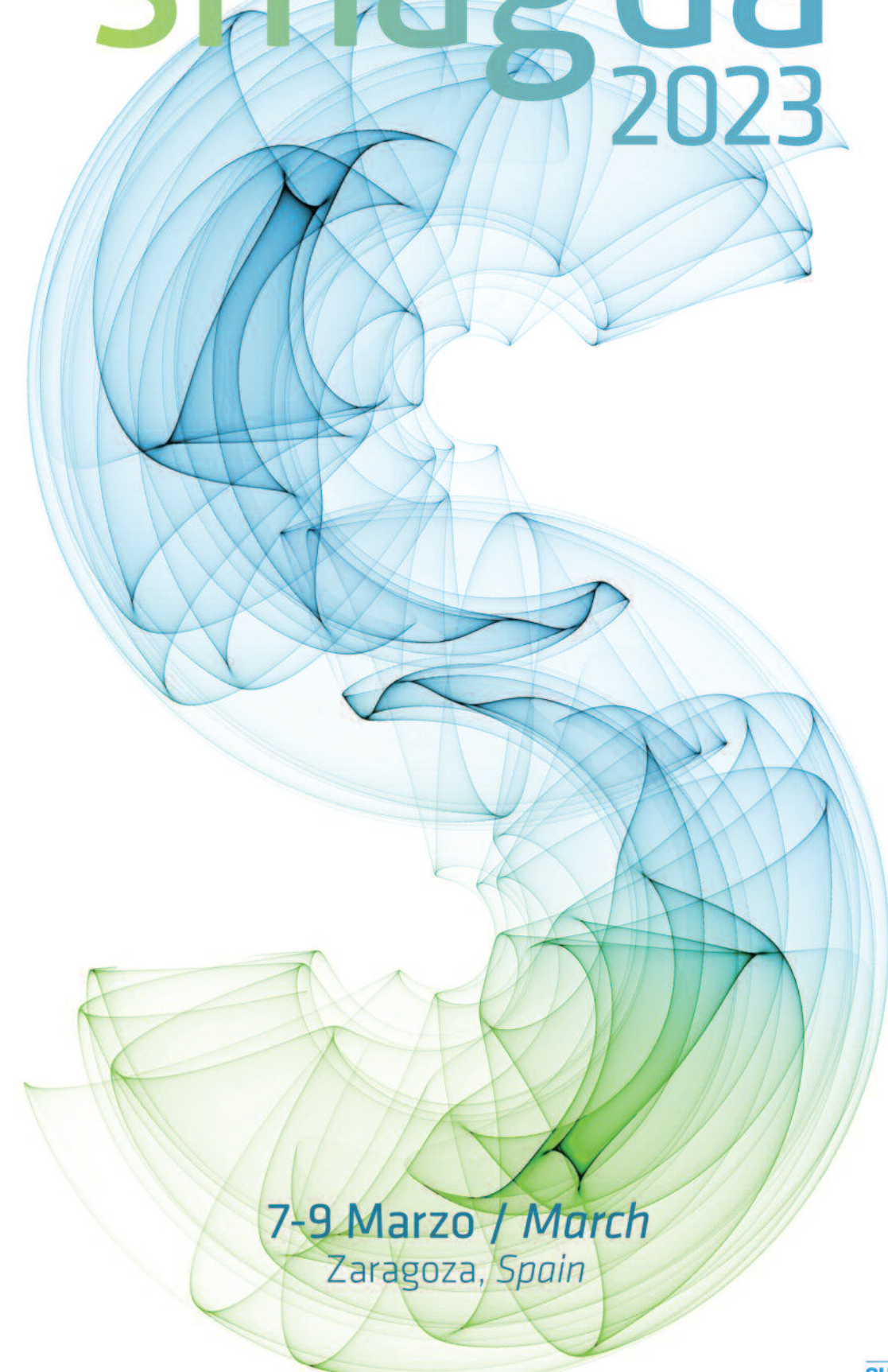
Emerson ha lanzado sus nuevos actuadores eléctricos Aventicstm serie Servo Profile Advanced (SPRA), una línea de cilindros con vástago precisos y altamente repetibles. Mientras que en el mercado solo suele estar disponible un único tipo de husillo de actuadores eléctricos, los actuadores SPRA ofrecen tres tecnologías de husillos. Estos incluyen un husillo de bolas de precisión, el cual proporciona durabilidad y precisión excepcionales para aplicaciones que requieren de calidad y rendimiento óptimos, una opción rentable de husillo conductor y husillos de rodillo para cargas pesadas y para obtener precisión y velocidad.

Esta versátil gama de cilindros con vástago permite a los usuarios de los sectores de la automoción, de alimentos y bebidas, de embalaje y de las ciencias de la vida, configurar los actuadores eléctricos para satisfacer las necesidades de aplicaciones exigentes, tales como una mayor sostenibilidad y eficiencia, en lugar de conformarse con una aproximación estándar.

“Con cuatro tamaños y múltiples opciones de montaje, los actuadores eléctricos Aventics serie SPRA son soluciones rentables y de alto rendimiento que cubren la mayoría de las aplicaciones de automatización de máquinas”, afirmó Linda Schwartz, directora de marketing de actuadores Aventics de Emerson. “El cumplimiento de la norma ISO-15552 ofrece una amplia gama de accesorios y nuestra herramienta de cálculo y configurador en línea asegura la implementación adecuada y puede satisfacer las necesidades de aplicaciones exigentes”.

Las herramientas interconectadas en línea les permiten a los usuarios medir y personalizar los actuadores eléctricos, sin la necesidad de instalación de *software* ni de registro. La configuración incluye una descarga directa de archivos CAD, los cuales incluyen todos los elementos de la solución configurada, tales como accesorios de cilindros eléctricos, opciones de montaje o adaptador de motor. •

smagua 2023



7-9 Marzo / March
Zaragoza, Spain

Mercado a plazo de Londres del crudo Brent (en d3lares/barril)

	JULIO 2022	AGOSTO 2022	SEPTIEMBRE 2022	OCTUBRE 2022	NOVIEMBRE 2022	DICIEMBRE 2022	ENERO 2023	FEBRERO 2023	MARZO 2023
4 JULIO	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5 JULIO	-	99,50	96,52	93,44	90,73	88,46	86,53	84,94	83,64
6 JULIO	-	98,53	98,94	91,85	89,24	87,14	85,36	83,90	82,70
7 JULIO	-	102,73	99,25	96,04	93,24	90,90	88,92	87,28	85,94
8 JULIO	-	104,79	101,53	98,37	95,59	93,28	91,31	89,64	88,26

Mercado a plazo de Nueva York del crudo WTI (en d3lares/barril)

	JULIO 2022	AGOSTO 2022	SEPTIEMBRE 2022	OCTUBRE 2022	NOVIEMBRE 2022	DICIEMBRE 2022	ENERO 2023	FEBRERO 2023	MARZO 2023
4 JULIO	-	-	113,50	109,46	106,11	103,50	101,23	99,43	98,03
5 JULIO	-	-	102,77	98,99	95,79	93,30	91,21	89,58	88,35
6 JULIO	-	-	100,69	97,09	94,12	91,82	89,94	88,52	87,45
7 JULIO	-	-	104,65	100,98	97,99	95,54	93,49	91,91	110,26
8 JULIO	-	-	107,02	103,46	100,51	98,09	96,02	94,39	108,78

Mercado a plazo de Londres del gas3leo (en d3lares/tonelada)

	JULIO 2022	AGOSTO 2022	SEPTIEMBRE 2022	OCTUBRE 2022	NOVIEMBRE 2022	DICIEMBRE 2022	ENERO 2023	FEBRERO 2023	MARZO 2023
4 JULIO	1238,75	1187,25	1158,50	1135,50	1105,75	1071,75	1054,25	1030,50	1006,00
5 JULIO	1153,75	1097,00	1070,50	1050,00	1024,00	993,50	979,75	957,00	933,75
6 JULIO	1082,75	1024,00	1003,00	985,50	963,00	936,25	925,75	907,50	891,50
7 JULIO	1129,25	1075,75	1052,25	1033,25	1008,00	978,50	963,00	943,00	924,25
8 JULIO	1133,50	1073,50	1051,25	1035,00	1012,25	984,75	971,50	953,25	935,50

Evoluci3n y estimaci3n de la oferta/demanda mundiales de petr3leo

(En millones de barriles/d3a)

	2020	4T. 2021	2021	1T. 2022	2T. 2022	3T. 2022	4T. 2022	2022
AM3RICA DEL NORTE	22,4	24,8	24,1	24,4	25,0	25,4	25,1	25,0
EUROPA	12,4	13,9	13,1	13,2	13,5	14,0	13,7	13,6
PAC3FICO	7,1	7,8	7,4	8,0	7,3	7,4	7,9	7,6
TOTAL OCDE	42,0	46,5	44,6	45,6	45,8	46,8	46,7	46,2
TOTAL NO-OCDE	49,8	53,8	52,7	53,3	54,3	54,8	54,9	54,3
DEMANDA TOTAL	91,8	100,2	97,4	98,9	100,1	101,7	101,6	100,6
OFERTA								
TOTAL NO-OPEP	63,0	65,1	63,7	65,3	66,3	67,3	67,6	66,6
CRUDO OPEP	25,7	27,7	26,4	-	-	-	-	-
GNL OPEP	5,1	5,2	5,2	5,3	5,4	5,5	5,5	5,4
TOTAL OPEP	30,8	33,0	31,6	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	93,8	98,1	95,3	-	-	-	-	-