

Fu&urENERGY

EFICIENCIA, PROYECTOS Y ACTUALIDAD ENERGÉTICA
ENERGY EFFICIENCY, PROJECTS AND NEWS

Trazando el camino hacia una industria sin emisiones

Asesoría Energética
Ingeniería y Dirección de Proyectos
Cogeneración y Bioenergía
Descarbonización



aesa.net

COGENERACIÓN - EFICIENCIA: INDUSTRIA | CHP - EFFICIENCY: INDUSTRY

GASES RENOVABLES. MOVILIDAD | RENEWABLE GASES. MOBILITY

ENERGÍAS RENOVABLES | RENEWABLE ENERGIES



**GENESAL
ENERGY**

25 ANIVERSARIO
1995 - 2020

Grupos Electrógenos Personalizados



Busco un grupo electrógeno para un proyecto que requiere mucha potencia y que ha de ser instalado en un lugar de dimensiones reducidas.

Responsable eléctrico de una ingeniería.

**¿Necesitas
un grupo electrógeno
personalizado?**



En **Genesal Energy** contamos con un equipo de ingeniería altamente cualificado que ha desarrollado con éxito multitud de proyectos. Y esta vez no será diferente: analizaremos tus especificaciones y desarrollaremos el grupo electrógeno que necesitas.

Tú pide, nosotros ponemos el resto

<https://genesalenergy.com/tu-pide-grupos-electrogenos-personalizados/>



www.genesalenergy.com

*Por larga que sea la tormenta,
el sol siempre vuelve a brillar....*

*No matter how long the storm lasts,
the sun always shines behind the clouds*

*Juntos lo conseguiremos
Together we'll get through*

FuturENERGY

EFICIENCIA, PROYECTOS Y ACTUALIDAD ENERGÉTICA
ENERGY EFFICIENCY, PROJECTS AND NEWS

FuturENVIRO

PROYECTOS, TECNOLOGÍA Y ACTUALIDAD MEDIOAMBIENTAL
ENVIRONMENTAL PROJECTS, TECHNOLOGY AND NEWS

www.futureenergyweb.es

www.futureenviro.es

Y si quieres estar informado en tiempo real síguenos en:
And if you'd rather receive real time information, follow us on:





7 EDITORIAL

8 EN PORTADA | COVER STORY

AESA. Soluciones energéticas de alta eficiencia: cogeneración, bioenergía y descarbonización
 AESA. High efficiency energy solutions: CHP, bioenergy and decarbonisation

11 NOTICIAS | NEWS

15 MUJERES Y ENERGÍA | WOMEN & ENERGY

Mujeres en el sector del gas: justicia social y valor añadido
 Women in the gas sector: social justice and added value
 Por | By Marta Margarit, Secretaria General de Sedigas
 General Secretary of Sedigas

17 COGENERACIÓN | CHP

Presente y futuro de la cogeneración en España
 The present and future of Spanish CHP
 Integración energética | Energy integration

25 EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. SECTOR INDUSTRIAL EFFICIENCY AND ENERGY MANAGEMENT. INDUSTRIAL SECTOR

Sensores inteligentes mantienen la producción en Absolut Vodka | Smart sensors keep Absolut Vodka production going
 Asistente digital para control de eficiencia y optimización de salas de calderas industriales | Digital assistant to control efficiency and optimise industrial boiler rooms
 Medidas de eficiencia energética. Los estados del agua
 Energy efficiency measures. The states of water

37 GASES RENOVABLES | RENEWABLE GASES

La economía del hidrógeno ofrece un camino prometedor hacia la descarbonización | Hydrogen economy offers a promising path to decarbonisation
 Compresores de tornillo, la solución completa para el procesamiento de biogás | Screw compressors, the complete solution for biogas processing

47 MOVILIDAD SOSTENIBLE | SUSTAINABLE MOBILITY

Cielos limpios, calidad de vida: desarrollando la infraestructura de GNV para una movilidad más sostenible
 Clean skies, quality of life: developing the VNG infrastructure for a more sustainable mobility
 El gas bajo en carbono, clave para alcanzar los objetivos climáticos del transporte | Low carbon gas, key to achieving transport climate objectives
 Aragón apuesta por el hidrógeno como oportunidad para la transición energética e industrial | Aragón commits to hydrogen as an opportunity for the industrial and energy transition

59 EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. HOTELES ENERGY EFFICIENCY. HOTELS

Room Mate Macarena elige tecnología de última generación para la producción de ACS | Room Mate Macarena opts for latest generation technology for DHW production
 Mejorar el valor añadido de la oferta hotelera en la era 'post-covid' | Improving the added value of the hotel offer in the post-COVID era

63 ENERGÍAS RENOVABLES | RENEWABLE ENERGIES

Las renovables continúan batiendo los precios de los combustibles fósiles | Renewables continue to beat fossil fuel costs
 Las islas europeas liderarán la transición energética gracias al proyecto NESOI | Europe's islands will lead the energy transition thanks to the NESOI project
 Grupos electrógenos especiales para apoyar la producción renovable | Specialised gensets to support renewable production

PRÓXIMO NÚMERO | NEXT ISSUE

NÚMERO 72 JULIO/SEPTIEMBRE 2020 | ISSUE 72 JULY-SEPTEMBER 2020

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Sector Terciario/Ayuntamientos
 ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Tertiary Sector/City Councils
 ENERGÍAS RENOVABLES. Fotovoltaica | RENEWABLE ENERGIES. PV
 ENERGÍAS RENOVABLES. Biomasa | RENEWABLE ENERGIES. Biomass
 OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO. Centrales eléctricas (renovables y convencionales)
 O&M. Power plants (renewable & conventional)
 ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA. Baterías y otras tecnologías
 ENERGY STORAGE. Batteries & other technologies
 DIGITALIZACIÓN. Energía 4.0 | DIGITALISATION. Energy 4.0

DISTRIBUCIÓN ESPECIAL EN: SPECIAL DISTRIBUTION AT:

EU PVSEC (Online, 7-11/09)
 The Green Expo (Online, 8-10/09)
 ENERGYEAR Mediterránea (Spain, 9-10/09)
 SolarPower Summit (Belgium, 29/09)
 ENERGYEAR CA y Caribe (Dominican Rep., 30/09-1/10)
 MIREC Week (Mexico, 14-16/10)

Disfrute de su estancia

JUNG Guest Room Management ofrece comodidad para el huésped y la máxima eficiencia para el establecimiento.



Unidad de pasillo



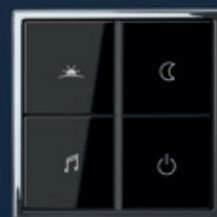
Unidad de habitación



Tarjetero



Termostato para Fan Coil



Módulo Sensor KNX F 40

UN SALTO CUANTITATIVO Y CUALITATIVO DE LA POLÍTICA ENERGÉTICA ESPAÑOLA

El pasado 24 de junio se publicó en el BOE el Real Decreto-ley 23/2020, que propone una batería de medidas para impulsar la transición energética hacia un sistema eléctrico 100% renovable y favorecer la reactivación económica en línea con el Pacto Verde Europeo.

El RDL se divide en cuatro bloques. El primero incluye la regulación de acceso y conexión y establece un nuevo mecanismo de subastas, para dotar a las renovables de un marco predecible y estable. Así, el RD-L ordena los permisos de acceso y conexión atendiendo a su viabilidad y solidez para favorecer el despliegue de las energías limpias. Además, crea un nuevo marco de subastas, en sustitución de las primas, por un precio a largo plazo, permitiendo abaratar la factura eléctrica para los consumidores.

Asimismo, el RD-L simplifica y agiliza la tramitación de proyectos renovables y la infraestructura eléctrica asociada, eliminando barreras para su puesta en marcha. Para ello, reduce la burocracia y añade seguridad jurídica al definir qué cambios en proyectos son no sustanciales y no requieren una nueva tramitación.

El segundo bloque se centra en el impulso de nuevos modelos de negocio que serán claves en la transición energética, permitiendo la creación de nuevas figuras como el almacenamiento y la hibridación, comunidades de energías renovables, y agregador de demanda.

En tercer lugar, el RD-L aborda el fomento de la eficiencia energética ampliando 10 años la vigencia del Fondo Nacional de Eficiencia Energética hasta 2030. Esta herramienta ha permitido movilizar más de 1.000 M€ en ayudas a eficiencia estos últimos años. Además, el RD-L recoge otras medidas de calado, como la declaración de utilidad pública de la infraestructura necesaria para los puntos de recarga ultrarrápida, a partir de 250 kW; permite inyectar el superávit existente del sistema eléctrico (que estaba generando intereses negativos) para generar liquidez en las más de 60.000 empresas de renovables y cogeneración y de 300 distribuidoras, incluidas las pequeñas, para impulsar nuevas inversiones.

Finalmente, en el último bloque se establecen una serie de medidas sectoriales para el impulso de la actividad económica y el empleo en respuesta a la crisis del COVID-19.

A QUANTITATIVE AND QUALITATIVE LEAP IN SPAIN'S ENERGY POLICY

Royal Decree-law 23/2020 was published on 24 June, containing a battery of measures to stimulate the energy transition towards a 100% renewable electrical system and foster economic reactivation in line with the European Green Deal.

The legislation is divided into four blocks. The first includes the regulation on access and connection and establishes a new auction mechanism to provide renewables with a predictable and stable framework. Thus, the law gives preference to access and connection permits in line with their feasibility and strength to favour the deployment of clean energies. It also creates a new framework for auctions, replacing feed-in tariffs with a long-term price, which will bring down the electric bill for consumers.

The legislation similarly simplifies and speeds up the processing of renewables projects and the associated electrical infrastructure, removing barriers to their implementation. To achieve this, bureaucracy is reduced and legal certainty added, by defining which changes to projects are not material and require no new application.

The second block focuses on stimulating new business models that will be key for the energy transition, enabling the creation of new figures, such as storage and hybridisation, renewable energy communities and demand aggregation.

Thirdly, the decree-law promotes energy efficiency, by extending the validity of the National Energy Efficiency Fund by 10 years to 2030. This tool has enabled over one billion Euros in efficiency funding to be mobilised over the past years. The legislation also includes other far-reaching measures, such as declaring the infrastructure required for ultra-fast charging points, as from 250 kW, as being of public interest; and enabling the injection of the existing electrical system surplus (that was generating negative interest) to bring liquidity to more than 60,000 renewables and CHP companies and 300 distributors, including small entities, to stimulate new investments.

Finally, the fourth and last block establishes a series of sectoral measures to boost economic activity and employment in response to the COVID-19 crisis.



Esperanza Rico
DIRECTORA

FuturENERGY

EFICIENCIA, PROYECTOS Y ACTUALIDAD ENERGÉTICA

Número 70-71 - Mayo/Junio 2020 | Issue 70-71 - May/June 2020

Síguenos en | Follow us on:



Directora | Managing Director
Esperanza Rico | erico@futureenergyweb.com

Redactora Jefe | Editor in chief
Puri Ortiz | portiz@futureenergyweb.com

Redactor y Community Manager
Editor & Community Manager
Moisés Menéndez
mmenendez@futureenergyweb.com

Directora Comercial | Sales Manager
Esperanza Rico | erico@futureenergyweb.com

Departamento Comercial y Relaciones Internacionales
Sales Department & International Relations
José María Vázquez | jvazquez@futureenergyweb.com

DELEGACIÓN MÉXICO | MEXICO BRANCH
Graciela Ortiz Mariscal
gortiz@futureenergy.com.mx
Celular: (52) 1 55 43 48 51 2

CONSEJO ASESOR | ADVISORY COMMITTEE

Antonio Pérez Palacio
Presidente de ACOGEN
Miguel Armesto
Presidente de ADHAC
Arturo Pérez de Lucía
Director Gerente de AEDIVE
Iñigo Vázquez García
Presidente de AEMER
Joaquín Chacón
Presidente de AEPIBAL
Carlos Ballesteros
Director de ANESE
José Miguel Villarig
Presidente de APPA
Pablo Ayesa
Director General CENER
Carlos Alejalde Losilla
Director General de CIEMAT
Cristina de la Puente
Vicepresidenta de Transferencia e Internalización del CSIC
Fernando Ferrando Vitales
Presidente del Patronato de la FUNDACIÓN RENOVABLES
Luis Crespo
Secretario General de PROTERMOSSOLAR y
Presidente de ESTELA
José Donoso
Director General de UNEF

Edita | Published by: Saguenay, S.L.
Zorzal, 1C, bajo C - 28019 Madrid (Spain)
T: +34 91 472 32 30 / +34 91 471 92 25
www.futureenergyweb.es

Traducción | Translation: Sophie Hughes-Hallett
info@futureenergyweb.com

Diseño y Producción | Design & Production:
Diseñar Publicidad S.L.U.

Impresión | Printing: Grafoprint

Depósito Legal | Legal Deposit: M-15914-2013
ISSN: 2340-261X

Otras publicaciones | Other publications
FuturENVIRO

© Prohíbida la reproducción total o parcial por cualquier medio sin autorización previa y escrita del editor. Los artículos firmados (imágenes incluidas) son de exclusiva responsabilidad del autor, sin que FuturENERGY comparta necesariamente las opiniones vertidas en los mismos.

© Partial or total reproduction by any means without previous written authorisation by the Publisher is forbidden. Signed articles (including pictures) are their respective authors' exclusive responsibility. FuturENERGY does not necessarily agree with the opinions included in them.

SOLUCIONES ENERGÉTICAS DE ALTA EFICIENCIA: COGENERACIÓN, BIOENERGÍA Y DESCARBONIZACIÓN

DESDE SU FUNDACIÓN AESA SE HA ESPECIALIZADO EN EL DESARROLLO DE SOLUCIONES ENERGÉTICAS DE ALTA EFICIENCIA ADAPTADAS A LAS NECESIDADES DE SUS CLIENTES, ESPECIALMENTE EN LOS ÁMBITOS DE LA COGENERACIÓN Y LA BIOENERGÍA, AYUDANDO A SUS CLIENTES A REDUCIR SUS COSTES ENERGÉTICOS, MEJORAR SU COMPETITIVIDAD Y A DISMINUIR SUS EMISIONES. ACTUALMENTE, LA COMPAÑÍA CUENTA CON 156 INSTALACIONES DE REFERENCIA QUE SUMAN ALREDEDOR DE 1.275 MWE Y MÁS DE 3.000 MWt.

La mayor parte de los proyectos y estudios de AESA se centran en aplicaciones de alta eficiencia de: cogeneración, redes de calor y frío, bioenergía, eficiencia energética y mitigación de emisiones de CO₂; proporcionando servicios en todas las fases del proyecto: estudios de viabilidad iniciales, ingeniería básica y de detalle, dirección de proyectos, puesta en servicio, operación y gestión de instalaciones.

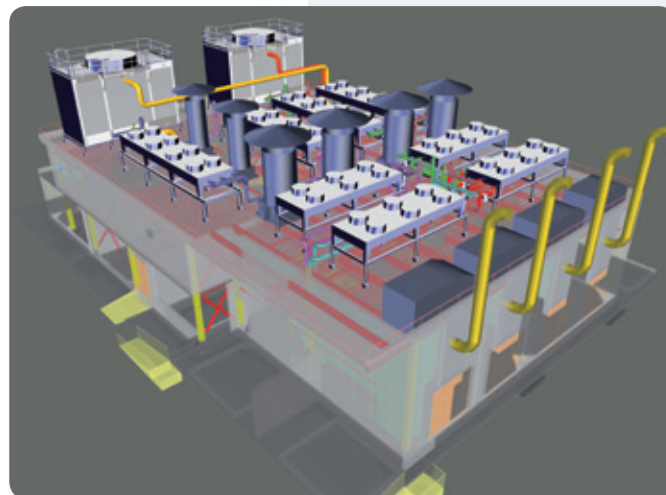
AESA emplea la tecnología que mejores resultados proporciona en cada proyecto: microturbinas, motores alternativos de ciclo Otto y Diesel, turbinas de gas, turbinas de vapor, en ciclo simple y combinado, para aplicaciones de vapor, gases de secado, frío, agua caliente, aceite térmico... tratando cada proyecto como un traje a medida que debe ser diseñado bajo criterios de máxima eficiencia energética, robustez económica y viabilidad constructiva.

Ha desarrollado estudios y proyectos con gran variedad de biocombustibles: residuos forestales, residuos industriales de muy distinta índole, residuos de la agroindustria, biogás, etc. contando hoy en día con una amplia experiencia en estas aplicaciones.

AESA ha realizado recientemente diversos estudios para la descarbonización de las actividades energéticas en la industria, contemplando la combinación de diversas tecnologías, como son, captura de CO₂, autoproducción de H₂, utilización de biogás, metanización, solar térmica de alta temperatura, alteración de ciclos energéticos, etc., todo ello orientado a conseguir una drástica disminución de emisiones de GEI conservando la competitividad de los costes energéticos.

Consultoría energética

AESA realiza estudios de todo tipo dentro del sector energético: análisis de potencial, costes de generación, propuestas de reglamentación, estudios particulares de viabilidad y de eficiencia energética, desarrollo de software, auditorías, *due diligence*, valoración de activos, dictámenes técnicos, asesoramiento para la operación optimizada de plantas de energía, test de prestaciones, cursos de formación, certificación de centrales de cogeneración eficiente (México), etc.



HIGH EFFICIENCY ENERGY SOLUTIONS: CHP, BIOENERGY AND DECARBONISATION

SINCE ITS FOUNDATION, AESA HAS SPECIALISED IN THE DEVELOPMENT OF HIGH EFFICIENCY ENERGY SOLUTIONS ADAPTED TO THE NEEDS OF ITS CLIENTS, PARTICULARLY IN THE FIELDS OF CHP AND BIOENERGY, HELPING THEM BRING DOWN THEIR ENERGY COSTS, IMPROVE THEIR COMPETITIVENESS AND MINIMISE THEIR EMISSIONS. THE COMPANY CURRENTLY HAS 156 INSTALLATIONS OF REFERENCE THAT TOTAL SOME 1,275 MWE AND OVER 3,000 MWt.



BARCELONA

Aragó 383 4ª planta • 08013 Barcelona
+34 93 444 93 00

MÉXICO

WTC - Montecito 38, piso 31, of 17
Col. Nápoles • 03810 Ciudad de México
+52 55 6724 0010

COLOMBIA

Castillogrande • Calle 5 n°9-69 Ed. Puerto Veleró
Cartagena de Indias • +57 5 679 3699
aesa.net
aesa@aesa.net

Most of AESA's projects and studies are focused on high efficiency applications: CHP, DHC networks, bioenergy, energy efficiency and CO₂ emissions mitigation; providing services during every project phase: initial feasibility studies, basic and detail engineering, project management, commissioning, installations' O&M.

AESA uses the technology that gives the best results for each project: microturbines; alternative Otto and diesel cycle motors; gas turbines; steam turbines, whether single or combined cycle, for steam applications; gases for drying, cold, hot water, heat transfer fluid... customising each project so that it is designed in line with the highest

standards as regards energy efficiency, economic strength and constructive viability.

The company has implemented studies and projects with a wide range of biofuels: forestry waste, industrial waste of different types, agroindustry waste, biogas, etc., and currently boasts extensive experience in these applications.

AESA has recently undertaken different studies to decarbonise energy activities in industry, taking into account the combination of diverse technologies such as carbon capture, the self-production of H₂, the use of biogas, methanation, high temperature solar thermal, the alteration of energy cycles, etc., all of which is designed to achieve a drastic reduction in GHG emissions while maintaining competitive energy costs.

Energy consultancy

AESA undertakes every type of study within the energy sector: potential analysis, generation costs, regulatory proposals, specific feasibility and energy efficiency studies, software development, audits, *due diligence*, asset valuation, technical opinions, assessment for optimised power plant operation, performance testing, training courses, certification of efficient CHP plants (Mexico), etc.



Engineering and project management

In the more than 150 projects implemented, which together amount to 1,275 MW, AESA has used every type of technology, process and

Ingeniería y dirección de proyectos

En los más de 150 proyectos desarrollados, que en conjunto llegan a los 1.275 MW, AESA ha empleado todo tipo de tecnologías, procesos y combustibles, siempre procurando que la solución sea la más efectiva y eficiente para su cliente. AESA cubre todas las etapas del proyecto y proporciona apoyo al cliente hasta la completa finalización y puesta en servicio de la planta y ofrece la posibilidad de llevar a cabo los proyectos en modalidad EPC.

Proyectos de emisiones cero

Captura de CO₂, electrólisis, metanización y Power-to-X en general constituyen un paso más que permitirá el desarrollo futuro de la nueva cogeneración. AESA dispone de conocimientos, experiencia y recursos para el estudio y aplicación de estas tecnologías que, muy pronto formarán parte esencial de cualquier proyecto energético.

Asistencia a la operación

AESA proporciona servicios de asistencia a la operación y mantenimiento de plantas energéticas. Están orientados a facilitar la obtención de las prestaciones esperadas (capacidad, heat rate, disponibilidad...), y de los costes operacionales previstos en fase de estudio (operación, mantenimiento especializado...). Estos servicios se adaptan a las necesidades particulares de cada cliente a través de diferentes niveles de actuación: asistencia a distancia, dirección de operación, operación completa, mantenimiento básico, gestión de repuestos, asistencia en averías, reclamaciones...

Desarrollo de software

Desde su creación, AESA siempre ha apostado por el desarrollo de software propio, de primer nivel, que permite a sus ingenieros analizar, rápidamente y con precisión, variantes y mejoras en sus métodos de diseño. Entre ellos destaca el sistema de diseño y simulación de procesos termodinámicos TESYS, o el desarrollo de sistemas de adquisición de datos y telegestión de plantas de energía (SAD).

Equipo de trabajo

Como compañía multidisciplinar, cuenta con profesionales expertos y con amplios conocimientos de los mercados energéticos en los que opera (Europa y Latinoamérica), con ingenieros especialistas en procesos energéticos y en el resto de las especialidades que se requieren para desarrollar completamente estos proyectos: proceso, mecánica, civil, eléctrica y control. Igualmente, cuenta con ingenieros expertos en la puesta en servicio y operación de plantas energéticas.

Con oficinas en Barcelona (oficinas centrales), Ciudad de México y Cartagena de Indias. AESA ha desarrollado proyectos en España, Portugal, México, Colombia, USA, República Dominicana, Argentina y Ecuador, y también ha prestado servicios de consultoría en Francia, Túnez, Perú y Chile.

fuel, always seeking to ensure that their client is provided with the most effective and efficient solution. AESA covers every stage of the project and provides the client with support until the plant is fully concluded and commissioned, as well as offering the possibility of performing the project in an EPC format.

Zero-emissions projects

In general, carbon capture, electrolysis, methanation and Power-to-X constitute one step further towards the future development of new CHP. AESA offers knowledge, experience and resources for the study and application of these technologies that will, very soon, form an essential part of any energy project.

Assisting operation

AESA provides services to assist power plant O&M. These services are designed to achieve the expected performance (capacity, heat rate, availability...), and the operational costs forecast for the study phase (operation, specialised maintenance...). They are adapted to the specific needs of each client through different levels of activity: remote assistance, operations management, full operation, basic maintenance, spare parts management, breakdown assistance, claims...

Software development

Since its creation, AESA has always been committed to developing proprietary, top level software that allows its engineers to quickly and accurately analyse variants and improvements in their design methods, in particular, the TESYS thermodynamic design and process simulation system and the development of data acquisition systems (DAS) and remote power plant management.

Teamwork

As a multidisciplinary company, AESA benefits from expert professionals with extensive knowledge of the energy markets in which it works (Europe and Latin America), with engineers specialising in energy processes and in all the other specialities that are required to fully implement these projects: process, mechanical, civil, electrical and control. Similarly, the company benefits from expert engineers in the commissioning and operation of power plants.

With offices in Barcelona (head office), Mexico City and Cartagena de Indias. AESA has undertaken projects in Spain, Portugal, Mexico, Colombia, the US, the Dominican Republic, Argentina and Ecuador, as well as providing consultancy services in France, Tunisia, Peru and Chile.



EU PVSEC 2020 *online*

**37th European Photovoltaic Solar Energy
Conference and Exhibition**

*we connect -
everywhere!*

Highlights for this year's event:

- A vibrant mix of plenary, oral and visual sessions
- A powerful interactive platform with virtual networking and matchmaking features
- A truly international event – connecting the global PV community

**The Innovation Platform for
the Global PV Solar Sector**

**7 - 11
September
2020**

www.photovoltaic-conference.com
www.photovoltaic-exhibition.com

**Register now:
Early Bird
discount until
17 July 2020**



ESPAÑA REDUJO UN 1,7% SU CONSUMO ENERGÉTICO EN 2019 TRAS EL DESPLOME DEL CARBÓN

El *Statistical Review of World Energy 2020* de bp, una de las publicaciones de referencia del sector energético, detalla las tendencias energéticas clave surgidas antes de la crisis de la COVID-19, y muestra valiosa información a medida que el mundo emerge de la pandemia y prosigue su camino hacia las cero emisiones.

En el caso de España, el informe muestra cómo el consumo de energía primaria rompió la tendencia de crecimiento iniciada en 2015 para descender un 1,7%, empujado por el desplome del carbón (-54,6%) y el fuerte descenso de la energía hidroeléctrica (-27,74%), que el año pasado tuvo datos excepcionalmente altos (+87%) a causa de las precipitaciones. El consumo del resto de energías creció: el gas lo hizo un 14,75%, seguido de las energías renovables (7,3%), energía nuclear (4,4%), y petróleo (0,09%).

De este modo, el *mix* del consumo de energía en España quedó del siguiente modo: petróleo (47,5%), gas (22,7%) y renovables (13%) ocuparon los tres primeros puestos. Por su parte, la energía nuclear supuso un 9,1%, seguida de la hidroeléctrica (3,9%) y del carbón, que desplomó su participación en el *mix* hasta el 3,7%.

Tras un ligero descenso el pasado año, la generación eléctrica volvió a crecer en España, aunque lo hizo a un ritmo discreto del 0,49%. El gas, con un aumento del 48,2%, y las energías renovables (10,9%) lideraron los datos de crecimiento, seguidas de la energía nuclear (4,8%). El resto de las energías decrecieron en su aportación a la generación eléctrica: el petróleo lo hizo un 7,5%, la energía hidroeléctrica un 27,5%, y el carbón descendió de manera abrupta, con una caída del 66,1%.

Ante estos datos, el *mix* de generación eléctrica sufrió variaciones respecto al de 2018, con el gas natural (31,2%) en primer lugar, relegando a las energías renovables al segundo puesto (28,1%). La energía nuclear volvió a situarse en tercera posición (21,2%), pero la energía hidroeléctrica (9,2%) ocupó el cuarto puesto que ostentaba el carbón, que se vio relegado a último lugar con solo un 4,8% de participación en el *mix*. El petróleo, por su parte, se situó ligeramente por delante, con un 4,9% de peso en este reparto.

Estas variaciones llevaron las emisiones de CO₂ en España a descender un 5,1%, por encima de la media europea (-3,2%) y al contrario que el resto del mundo, donde las emisiones aumentaron un 0,5%.

ENERGY CONSUMPTION IN SPAIN REDUCES BY 1.7% IN 2019 FOLLOWING THE COLLAPSE OF COAL

The “*Statistical Review of World Energy 2020*” from bp, one of the publications of reference in the energy sector, details the key energy trends that emerged before the COVID-19 crisis and offers valuable information as the world recovers from the pandemic and continues its pathway towards zero emissions.

In the case of Spain, the report shows how primary energy consumption broke the growth trend that started in 2015, to fall 1.7%, driven by the collapse of coal (-54.6%) and the sharp drop in hydroelectric (-27.74%), which last year achieved exceptionally high figures (+87%) thanks to the rain. Other energy consumption experienced growth: gas was up 14.75%, followed by renewable energies (+7.3%), nuclear (+4.4%) and oil (+0.09%).

This resulted in an energy consumption mix in Spain as follows: oil (47.5%), gas (22.7%) and renewables (13%) held the first three places. Nuclear accounted for 9.1%, followed by hydro with 3.9% and coal, whose share of the mix has plummeted to 3.7%.

Following a slight decline last year, electricity generation once again grew in Spain, albeit at a conservative pace, at 0.49%. Gas, with an increase of 48.2% and renewable energies (10.9%) headed up the growth data, followed by nuclear (4.8%). The contribution of all other energies to electricity generation decreased: oil with 7.5%, hydro power with 27.5% and coal, which experienced a sharp fall of 66.1%.

Given these figures, the electricity generation mix varied compared to 2018, with natural gas in first place with 31.2%, relegating renewable energies to second with 28.1%. Nuclear returned to hold third place with 21.2%, however hydro with 9.2% took over fourth place from coal which, with just 4.8%, was displaced to last in the share of the energy mix. Oil was just ahead of coal with 4.9% of the mix.

These variations resulted in CO₂ emissions in Spain falling 5.1% (above the European average of -3.2%) and the opposite to the rest of the world, where emissions rose by 0.5%.



BP STATISTICAL REVIEW 2020. LA TENDENCIA GLOBAL EN LAS EMISIONES DE CARBONO SIGUE SIENDO PREOCUPANTE

Según el *Statistical Review 2020*, el crecimiento del consumo de energía primaria a nivel mundial se redujo al 1,3% en 2019, menos de la mitad de la tasa de crecimiento del año anterior (2,8%). Si bien algunos aspectos del informe, como el fuerte y continuo crecimiento de las energías renovables, ofrecen aliento sobre el camino hacia un mundo más sostenible, otros – incluyendo el crecimiento persistente de las emisiones de carbono – subrayan el desafío al que se enfrenta el mundo para alcanzar el objetivo de emisiones netas cero.

El informe muestra, por tanto, algunos datos alentadores, como el fuerte y continuo crecimiento de las energías renovables que, lideradas por las energías eólica y solar, aumentaron de forma récord hasta representar más del 40% del crecimiento de la energía primaria en 2019. Su participación en la generación de electricidad (10,4%) también superó por primera vez a la de la energía nuclear.

Al mismo tiempo, el consumo de carbón disminuyó por cuarta vez en los últimos seis años, un 0,6%, impulsado por una fuerte caída de la demanda de la OCDE, y su participación en el *mix* de energía primaria se redujo a su nivel más bajo en 16 años (27%). El consumo de gas natural, por su parte, aumentó un 2%, muy por debajo del crecimiento excepcional observado en 2018, pero su cuota en el *mix* volvió a alcanzar un máximo histórico (24,2%). En cuanto a la producción, creció un 3,4%, impulsada por un aumento récord de las exportaciones de gas natural licuado (54 bcm).

En contraste, otros aspectos del sistema energético continuaron siendo motivo de preocupación. A pesar de su menor aportación al *mix* de energía primaria, el carbón siguió siendo la mayor fuente de generación eléctrica, representando más del 36% de la energía mundial, lo cual es motivo de preocupación. Ello, comparado con sólo el 10% proporcionado por las energías renovables, deja patente la necesidad de que éstas crezcan aún más en los próximos tres decenios si se quiere descarbonizar el sector energético. Por su parte, el consumo de petróleo creció por debajo de la media, un 0,9%, y la demanda de todos los combustibles líquidos, incluidos los biocombustibles, superó los 100 millones de barriles diarios.

Más preocupante es la tendencia de las emisiones de carbono. La ralentización del crecimiento de las emisiones de carbono hasta el 0,5% en 2019 puede sugerir algunos motivos de optimismo, pero esta desaceleración debe verse en el contexto del gran aumento de las emisiones de carbono en 2018, de un 2,1%. La esperanza era que, a medida que se mitigaran los factores únicos que impulsaron las emisiones de carbono en 2018, éstas se reducirían significativamente. Sin embargo, esta caída no ha tenido lugar, y el crecimiento anual medio de las emisiones de carbono en 2018 y 2019 fue superior al promedio registrado en los últimos 10 años.

BP'S STATISTICAL REVIEW 2020. THE GLOBAL TREND IN CARBON EMISSIONS CONTINUES TO CAUSE CONCERN



According to the Statistical Review 2020, growth in primary energy consumption at global level fell to 1.3% in 2019, less than half the growth rate in 2018 (2.8%). Although certain aspects of the report, such as the strong and continuous growth of renewable energies, are encouraging as regards the path towards a more sustainable world, other aspects, including the persistent growth in carbon emissions, highlight the challenge facing the world to achieve the net-zero emissions target.

As such, the report reveals some encouraging data, such as the strong and continuous growth of renewable energies which, led by wind and solar power, achieved a record amount, accounting for up to 40% of the growth in primary energy in 2019. Its participation in electricity generation (10.4%) also overtook nuclear for the first time.

At the same time, coal consumption fell for the fourth time in the last six years, by 0.6%, driven by a sharp fall in demand across the OECD and its participation in the primary energy mix reduced to its lowest level in 16 years (27%). Natural gas consumption, however, rose by 2%, well below the exceptional growth seen in 2018, but its share of the mix once again achieved an all-time high (24.2%). As regards production, it grew by 3.4%, stimulated by a record increase in exports of liquefied natural gas (54 bcm).

By contrast, other aspects of the energy system remain a cause for concern. Despite its lower contribution to the primary energy mix, coal continued to be the largest source of electricity generation, accounting for more than 36% of global energy, which is worrying. This, compared to the mere 10% provided by renewable energies, makes it patently clear that renewables must grow much more over the next three decades if the energy sector is to decarbonise. While growth in oil consumption remained below the average at 0.9%, demand for all liquid fuels, including biofuels, exceeded 100 million barrels per day.

Of more concern is the trend for carbon emissions. The slowdown in the growth of carbon emissions to 0.5% in 2019 could suggest some grounds for optimism, however this deceleration needs to be seen in the context of the big increase in carbon emissions in 2018 of 2.1%. The hope was that, as the one-off factors boosting carbon emissions in 2018 were mitigated, carbon emissions would fall significantly. That fall did not happen and the average annual growth in carbon emissions in 2018 and 2019 was greater than the average recorded for the last 10 years.

LA CAÍDA DE COSTES DE LA ENERGÍA LIMPIA, OPORTUNIDAD PARA IMPULSAR LA ACCIÓN CLIMÁTICA EN LOS PAQUETES DE RECUPERACIÓN FRENTE A LA COVID-19

A medida que la COVID-19 golpea a la industria de los combustibles fósiles, un nuevo informe muestra que la energía renovable es más rentable que nunca, brindando la oportunidad de priorizar la energía limpia en los paquetes de recuperación económica y acercar al mundo al cumplimiento de los objetivos del Acuerdo de París.

El informe *Global Trends in Renewable Energy Investment 2020* del Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA), el Centro Colaborador Escuela-PNUMA de Frankfurt y BloombergNEF (BNEF), analiza las tendencias de inversión de 2019 y los compromisos en energía limpia asumidos por países y empresas para la próxima década.

El informe encuentra compromisos equivalentes a 826 GW de nueva capacidad renovable no hidroeléctrica, a un coste probable de alrededor de 1 b\$, para 2030. Limitar el aumento de la temperatura global a menos de 2 °C, el objetivo principal del Acuerdo de París, requeriría la adición de alrededor de 3.000 GW para 2030. Las inversiones planificadas también están muy por debajo de los 2,7 b\$ comprometidos con las renovables durante la última década.

Sin embargo, el informe muestra que el coste de instalar energía renovable ha alcanzado nuevos mínimos, lo que significa que las inversiones futuras ofrecerán mucha más capacidad. La capacidad renovable, excluyendo gran hidroeléctrica de más de 50 MW, creció en 184 GW en 2019. Esta adición anual fue 20 GW más alta, 12% más, que la nueva capacidad puesta en servicio en 2018. Sin embargo, la inversión en dólares en 2019 fue solo un 1% mayor que el año anterior, con 282.200 M\$.

El LCOE continúa disminuyendo para eólica y solar, gracias a las mejoras tecnológicas, las economías de escala y la feroz competencia en las subastas. Los costes de la electricidad de las nuevas plantas fotovoltaicas en la segunda mitad de 2019 fueron un 83% más bajos que una década antes.

Casi el 78% de la nueva capacidad de generación neta agregada globalmente en 2019 fue eólica, solar, biomasa y residuos, geotérmica y pequeña hidroeléctrica. La inversión en renovables, excluyendo gran hidroeléctrica, fue más de tres veces mayor que en nuevas plantas de combustibles fósiles.

2019 marcó muchos otros registros, el informe encuentra:

- La mayor adición de capacidad solar en un año, 118 GW.
- La mayor inversión en eólica marina en un año, 29.900 M\$, un aumento del 19% interanual.
- La mayor financiación para un proyecto solar, 4.300 M\$ para Al Maktoum IV en EAU.
- El mayor volumen de PPAs renovables, 19,5 GW en todo el mundo.
- La mayor capacidad otorgada en subastas renovables, 78,5 GW en todo el mundo.
- La mayor inversión en renovables en economías en desarrollo que no fueron ni China ni India, 59.500 M\$.
- Una inversión cada vez mayor, con un récord de 21 países y territorios que invierten más de 2.000 M\$ en renovables.

La inversión en 2019 elevó la participación de las renovables, excluyendo la gran hidroeléctrica, en la generación global al 13,4%, en comparación con el 12,4% de 2018 y el 5,9% en 2009. Esto significa que en 2019, las renovables impidieron la emisión estimada de 2,1 Gt de CO₂, un ahorro sustancial dadas las emisiones globales del sector eléctrico de aproximadamente 13,5 Gt en 2019.

FALLING CLEAN ENERGY COSTS: AN OPPORTUNITY TO BOOST CLIMATE ACTION IN COVID-19 RECOVERY PACKAGES

As COVID-19 hits the fossil fuel industry, a new report shows that renewable energy is more cost-effective than ever, providing an opportunity to prioritise clean energy in economic recovery packages and bring the world closer to meeting the goals of the Paris Agreement.

The report "Global Trends in Renewable Energy Investment 2020" from the UN Environment Programme (UNEP), the Frankfurt School-UNEP Collaborating Centre and BloombergNEF (BNEF), analyses 2019 investment trends and clean energy commitments made by countries and corporations for the next decade.

It finds commitments equivalent to 826 GW of new non-hydro renewable power capacity, at a likely cost of around US\$1 trillion, by 2030. Limiting global temperature rise to under 2°C, which is the main goal of the Paris Agreement, would require the addition of around 3,000 GW by 2030. The planned investments also fall far below the US\$2.7 trillion committed to renewables during the last decade.

However, the report shows that the cost of installing renewable energy has hit new lows, meaning future investments will deliver far more capacity. Renewable energy capacity, excluding large hydro of more than 50 MW, grew by 184 GW in 2019. This highest-ever annual addition was 20 GW, or 12%, more than the new capacity commissioned in 2018. Yet the dollar investment in 2019 was just 1% higher than the previous year, at US\$282.2bn.

The LCOE continues to fall for wind and solar, thanks to technology improvements, economies of scale and fierce competition in auctions. Costs for electricity from new solar PV plants in the second half of 2019 were 83% lower than a decade earlier.

Nearly 78% of the net new GW of generating capacity added globally in 2019 was in wind, solar, biomass and waste, geothermal and small hydro. Investment in renewables, excluding large hydro, was more than three times that in new fossil fuel plants.

2019 marked many other records, including:

- The highest solar power capacity additions in one year, at 118 GW.
- The highest investment in offshore wind in one year, at US\$29.9bn, up 19% year-on-year.
- The largest financing ever for a solar project, at US\$4.3bn for Al Maktoum IV in the UAE.
- The highest volume of renewable energy corporate power purchase agreements, at 19.5 GW worldwide.
- The highest capacity awarded in renewable energy auctions, at 78.5 GW worldwide.
- The highest renewables investment in developing economies other than China and India, at US\$59.5bn.
- A broadening investment, with a record 21 countries and territories investing more than US\$2bn in renewables.

The 2019 investment brought the share of renewables, excluding large hydro, in global generation to 13.4%, up from 12.4% in 2018 and 5.9% in 2009. This means that in 2019, renewable power plants prevented the emission of an estimated 2.1 Gt of CO₂, a substantial saving given global power sector emissions of approximately 13.5 Gt in 2019.

LAS VENTAS DE VEHÍCULOS ELÉCTRICO RESISTEN ESTE AÑO EL GOLPE DE LA COVID-19 AL MERCADO MUNDIAL DE AUTOMÓVILES

Se espera que la cantidad de vehículos eléctricos en circulación llegue a casi 10 millones este año, ya que las ventas crecerán este año a pesar de la pandemia de la COVID-19, según un nuevo informe de la Agencia Internacional de Energía.

Se espera que las ventas de vehículos eléctricos funcionen mejor que el mercado general de automóviles de pasajeros, alcanzando los 2,1 millones de unidades vendidas en 2019, según la última edición del informe *Global EV Outlook* de la AIE. Esto representará un récord del 3% del total de las ventas mundiales de automóviles. Según los datos de enero a abril de este año, las ventas globales totales de automóviles de pasajeros disminuirán este año en un 15%.

La pandemia de la COVID-19 afectará a los mercados mundiales de vehículos, y la forma en que los gobiernos respondan a la pandemia influirá en el ritmo de la transición hacia el vehículo eléctrico.

Las ventas mundiales de vehículos eléctricos crecieron al menos un 30% cada año durante la última década, excepto en 2019, cuando el crecimiento se desaceleró al 6% debido al cambio regulatorio en China y las ventas de automóviles de pasajeros se contrajeron en los principales mercados. Aun así, los vehículos eléctricos tuvieron otro año excepcional en 2019, asegurando su mayor participación en la historia, 2,6%, del mercado mundial de automóviles.

El año pasado, los vehículos eléctricos tuvieron un desempeño diferente en los mercados de todo el mundo. China siguió siendo, con mucho, el mercado más grande del mundo de vehículos eléctricos, representando la mitad de las ventas en 2019. Más de 1 millón de vehículos eléctricos se vendieron en China en 2019, una disminución del 2% respecto al año anterior. Europa fue el segundo mercado más grande, con 561.000 vehículos eléctricos vendidos en 2019, seguida por Estados Unidos con 327.000.

Se espera que los vehículos eléctricos representen casi el 1% del parque automovilístico mundial con las ventas de este año. Sin embargo, el informe explica que las segundas oleadas de la pandemia y la recuperación económica más lenta de lo esperado podrían conducir a resultados diferentes. En última instancia, las respuestas del gobierno a la pandemia y la forma en que los consumidores emergen de la crisis determinarán lo que sucederá con los mercados de automóviles eléctricos en 2020 y más allá.

Los vehículos eléctricos desempeñan un papel fundamental en el cumplimiento de los objetivos ambientales del Escenario de Desarrollo Sostenible de la AIE para reducir la contaminación del aire local y abordar el cambio climático. En 2019, los vehículos eléctricos evitaron el consumo de casi 0,6 millones de barriles de petróleo por día a nivel mundial. Además, la generación de electricidad para abastecer la flota mundial de vehículos eléctricos emitió aproximadamente la mitad de la cantidad que habría sido emitida por una flota equivalente de vehículos con motor de combustión interna.

En el Escenario de Desarrollo Sostenible, el parque mundial de vehículos eléctricos (excluyendo vehículos de dos / tres ruedas) crece un 36% anual, alcanzando 245 millones de vehículos en 2030, más de 30 veces por encima del nivel actual. En 2030, los vehículos eléctricos reducen las emisiones de GEI en casi la mitad en comparación con una flota equivalente de vehículos con motor de combustión interna en el Escenario de Políticas Establecidas y en dos tercios en el Escenario de Desarrollo Sostenible.

EV SALES RESIST COVID-19'S BLOW TO THE GLOBAL CAR MARKET THIS YEAR

The number of electric vehicles (EVs) on the road is expected to reach almost 10 million this year, as sales grow this year despite the COVID-19 pandemic, according to a new report by the International Energy Agency.

EV sales are expected to fare better than the overall passenger car market, achieving 2.1 million units sold in 2019, according to the latest edition of the IEA's "Global EV Outlook". This would account for a record 3% of the total global car sales. Based on data from January to April this year, total global passenger car sales this year are set to decline by 15%.

The COVID-19 pandemic will affect global vehicle markets and how governments respond to the crisis will influence the pace of the transition to EVs.

Global EV sales grew by at least 30% every year over the past decade except for 2019, when growth slowed down to 6% as the regulatory environment changed in China and passenger car sales contracted in major markets. Even so, EVs had another banner year in 2019, securing their highest ever share, 2.6%, of the global car market.

Last year, EVs performed differently in markets worldwide. China remained by far the largest EV market in the world, accounting for half of 2019's sales. More than 1 million EVs were sold in China in 2019, 2% down on the previous year. Europe was the second largest market, with 561,000 cars sold in 2019, followed by the US with 327,000.

EVs are expected to account for nearly 1% of the global car stock with this year's sales. However, the report explains that second waves of the pandemic and slower-than-expected economic recovery could lead to different outcomes. Ultimately, government responses to the pandemic and how consumers emerge from the crisis will determine what happens to the EV markets in 2020 and beyond.

EVs play a critical role in meeting the environmental goals of the IEA's Sustainable Development Scenario to reduce local air pollution and to address climate change. In 2019, all EVs combined avoided the consumption of almost 0.6 million barrels of oil per day globally. Also, electricity generation to supply the global EV fleet emitted about half the amount that would have been emitted from an equivalent fleet of internal combustion engine vehicles.

In the Sustainable Development Scenario, the global EV stock (excluding two/three-wheelers) grows by 36% annually, reaching 245 million vehicles in 2030, more than 30 times above today's level. In 2030, EVs reduce GHG emissions by almost half compared to an equivalent fleet of internal combustion engine vehicles in the Stated Policies Scenario and by two-thirds in the Sustainable Development Scenario.

MUJERES EN EL SECTOR DEL GAS: JUSTICIA SOCIAL Y VALOR AÑADIDO

EL MUNDO ESTÁ CAMBIANDO, DE ESO NO TENEMOS DUDA. LA LUCHA CONTRA EL CAMBIO CLIMÁTICO NOS HA UNIDO PARA ERRADICAR TODO AQUELLO QUE LO PROVOCA, PERO TAMBIÉN PARA HACER “JUSTICIA SOCIAL” FRENTE A LAS DESIGUALDADES Y A LOS IMPACTOS QUE SUFREN LOS MÁS VULNERABLES.

La gran mayoría de los objetivos para conseguir una sociedad más sostenible se recogieron en los ODS, planteados en 2015 por Naciones Unidas, que la gran mayoría de países a nivel mundial se comprometieron a cumplir para 2030. Tras cinco años desde su lanzamiento, los ODS se han convertido en una gran referencia, no solamente para gobiernos u organismos supranacionales, sino que las empresas los han hecho suyos y, subordinan buena parte de su actividad a la consecución de éstos. No obstante, aún queda mucho por hacer en todos los sentidos. En uno en particular, y sobre el que se ha centrado el debate social en los últimos años, ha sido la incorporación de la mujer en puestos directivos para acabar con la infrarrepresentación que tradicionalmente ha arrastrado. Dentro del sector del gas, donde yo estoy presente, llevamos años trabajando para cambiar esta situación y hay que reconocer que hemos avanzado.

Para fomentar el talento femenino, se creó AEMENER, una asociación cuyo objetivo es garantizar la presencia de mujeres en todas las áreas de las empresas del sector energético. Además, Sedigas participa en la iniciativa “#Nosinmujeres” que facilita la visibilidad de las mujeres en las conferencias, debates, jornadas, etc, porque es cierto que hay pocas; por eso debemos ayudar a que estas mujeres se conviertan en referentes para las que ahora están iniciando su carrera profesional. Porque el talento sólo sabe de talento, no de género. Es por ello que empoderar a las niñas y las mujeres para que estudien y cursen carreras en el ámbito de las #STEM constituye un imperativo.

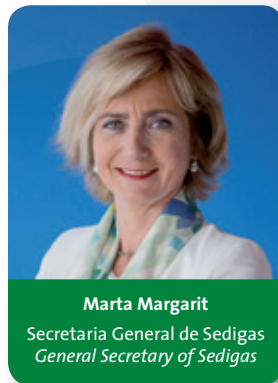
De acuerdo con el “Observatorio sobre el rol de la mujer en las empresas del sector energético” elaborado por AEMENER, y presentado el pasado marzo, los esfuerzos realizados por las empresas privadas en incorporar a mujeres en puestos de alta responsabilidad han sido muy elevados, reduciendo rápidamente la brecha existente con el sector público. Otro de los puntos más interesantes de dicho informe es la vinculación de las mujeres a empresas que prestan servicios profesionales de alto valor añadido, frente a empresas tecnológicas o dedicadas a la fabricación de productos.

Numerosas empresas del sector energético han dado grandes pasos en los últimos años para avanzar la igualdad, y acabar con la brecha de género; incrementando el peso de las mujeres en sus Consejos de Administración y en puestos directivos, dando pasos en firme hacia la paridad. Siguiendo esta estela, también numerosas empresas han implementado políticas de conciliación para ambos sexos, promoviendo las responsabilidades compartidas en el hogar y en el cuidado de los hijos, labores que tradicionalmente han sido asignadas a mujeres. Todas estas iniciativas han permitido que varias de estas empresas aparezcan en rankings internacionales y hayan recogido premios vinculados a la igualdad de género en las empresas.

La sociedad necesita del mejor talento, los mejores recursos, pero también de acercar el producto/servicio al 100% de la población. Y ¿quién mejor que una mujer para entender lo que las mujeres quieren, buscan, requieren, valoran? Debemos, entre todos, acelerar el proceso de la igualdad de género, dejando atrás viejos prejuicios y, aprovechando todo el valor añadido que las mujeres pueden aportar dentro del sector energético.

WOMEN IN THE GAS SECTOR: SOCIAL JUSTICE AND ADDED VALUE

THE WORLD IS CHANGING, OF THAT THERE IS NO DOUBT. THE FIGHT AGAINST CLIMATE CHANGE HAD UNITED US, NOT ONLY TO ERADICATE EVERYTHING THAT HAS CAUSED IT, BUT ALSO TO CREATE “SOCIAL JUSTICE” GIVEN THE INEQUALITIES AND IMPACTS EXPERIENCED BY THE MOST VULNERABLE.



Marta Margarit

Secretaria General de Sedigas
General Secretary of Sedigas

The vast majority of the objectives to achieve a more sustainable society were covered by the Sustainable Development Goals, proposed by the United Nations in 2015, to which most countries at global level committed to meet by 2030. Five years after their launch, the SDGs have become a major reference, not only for supranational governments and organisms, but also companies have made them their own and dedicate a good part of their activity to their achievement. Nevertheless, there is still much to do in every sense of the word. In one sense in particular, and

on which the social debate has been focused over the last years, has been the incorporation of women into executive posts to put an end to the under-representation that has traditionally been the norm. In my sector, gas, we have spent years working to change this situation and it must be recognised that we have made progress.

The AEMENER association has been created in order to guarantee the presence of women in every area of companies in the energy sector. In addition, Sedigas is taking part in the “#Nosinmujeres” initiative, which facilitates the visibility of women at conferences, debates, seminars, etc., because it is true that there are very few; and this is why we must help those women become references for those who are now embarking on their professional career. Because talent only recognises talent, not gender. This is why empowering girls and women so that they study and follow careers in the field of the #STEM subjects is an imperative.

According to the “Observatory on the role of women in companies in the energy sector,” drawn up by AEMENER, and published last March, major efforts have been made by private companies to incorporate women in positions of top responsibility, quickly closing the gap that exists with the public sector. Another of the most interesting points from this report is the link of women to companies that render high added value professional services, compared to technological companies or those dedicated to manufacturing products.

Numerous companies in the energy sector have made strides in recent years to progress equality and close the gender gap, increasing the weighting of women on their Boards of Directors and in executive posts, taking firm steps towards parity. Following this trend, a number of companies have also implemented conciliation policies for both genders, promoting shared responsibilities at home and in child care, tasks that have traditionally been the remit of women. All these initiatives have allowed several such companies to appear in international rankings, receiving awards linked to gender equality in the corporate field.

Society needs the best talent and the best resources, but also to deliver the product/service to 100% of the population. And who better than a woman to understand what women want, seek, need and value? We must all work to accelerate the process of gender equality, leaving old prejudices behind and make the most of all the added value that women can bring within the energy sector.

APROVIS

FuturENERGY
EFICIENCIA, PROYECTOS Y ACTUALIDAD ENERGÉTICA
EFFICIENCY, PROJECTS AND ENERGY NEWS

www.futureenergyweb.com
www.futureenergy.com.mx



Reportajes exclusivos

Versión bilingüe en castellano e inglés, en papel y digital
Versión digital compatible con tablets y smartphones
Versión digital gratuita, descargable e imprimible
Amplia distribución internacional

Exclusive reports

Totally bilingual in Spanish and English both printed and online
Digital version compatible with tablets and smartphones
Free e-edition to download and print
International distribution

Revistas de hoy para los profesionales de hoy
Magazines of today for professionals of today

FuturENVIRO
PROYECTOS, TECNOLOGÍA Y ACTUALIDAD MEDIOAMBIENTAL
PROJECTS, TECHNOLOGIES AND ENVIRONMENTAL NEWS

www.futureenviro.com
www.futureenviro.com.mx



Y si quieres estar informado en tiempo real síguenos en:
And if you'd rather receive real time information, follow us on:



PRESENTE Y FUTURO DE LA COGENERACIÓN EN ESPAÑA

Javier Rodríguez
Director general ACOGEN

Este histórico 2020 está resultando especialmente complicado para los cogeneradores industriales que se ven obligados a realizar enormes esfuerzos asociados a su particular situación productiva y a la de los mercados energéticos y del marco regulado.

Con cogeneración se fabrica el 20% del PIB industrial del país, en unas 600 fábricas de sectores industriales calorintensivos: alimentario, químico, papeler, refino, cerámico, automóvil, etc. Algunas actividades industriales esenciales —alimentaria, papelera, química— han mantenido un elevado nivel de actividad, mientras que otras —cerámicas, automóvil, refino...— han visto muy afectadas las demandas de sus productos. En todas estas industrias calorintensivas los costes energéticos son vitales para competir y mantener más de 200.000 empleos industriales directos, en sectores que exportan un 50% de su producción.

Cogeneración e industria en el año de la COVID

La caída de la producción industrial por la crisis COVID se refleja directamente en la actividad de cogeneración: si no hay producción industrial, no se requiere cogeneración. Desde abril la cogeneración indicó una fuerte recuperación, que hace que los niveles de producción de electricidad y calor se sitúen en el 85% de los alcanzados el año pasado. Queda aún mucha producción industrial por recuperar, y para España contar con sus cogeneraciones es la mejor herramienta para asegurar e impulsar la competitividad del país.

Con cogeneración se genera el 11% de la electricidad nacional —la mitad se autoconsume en las propias fábricas— y el calor necesario para los correspondientes procesos industriales, utilizando el 25% del consumo nacional de gas (40% del utilizado por la industria), que se transforma con la mayor eficiencia energética, lo que convierte a esta tecnología en clave para la industria y los sistemas eléctrico y gasista.

La crisis COVID ha tenido imprevisibles consecuencias en los mercados energéticos de electricidad y gas que se han desplomado en

THE PRESENT AND FUTURE OF SPANISH CHP

Javier Rodríguez
Managing Director of ACOGEN



This historic 2020 is turning out to be particularly complex for industrial cogenerators who have been obliged to make huge efforts associated with their particular productive situation and that of the energy markets and the regulated framework.

CHP manufactures 20% of Spain's industrial GDP from some 600 factories in energy intensive industrial sectors: food, chemicals, paper, refining, ceramic, automotive, etc. Some essential industrial

activities - food, paper, chemicals - have maintained a high level of activity, while others - ceramic, automotive, refining - have seen demand for their products seriously impacted. In all these energy intensive industries, the energy costs are crucial in order to be competitive and maintain over 200,000 direct industrial jobs in sectors that export 50% of their production.

CHP and industry in the year of COVID

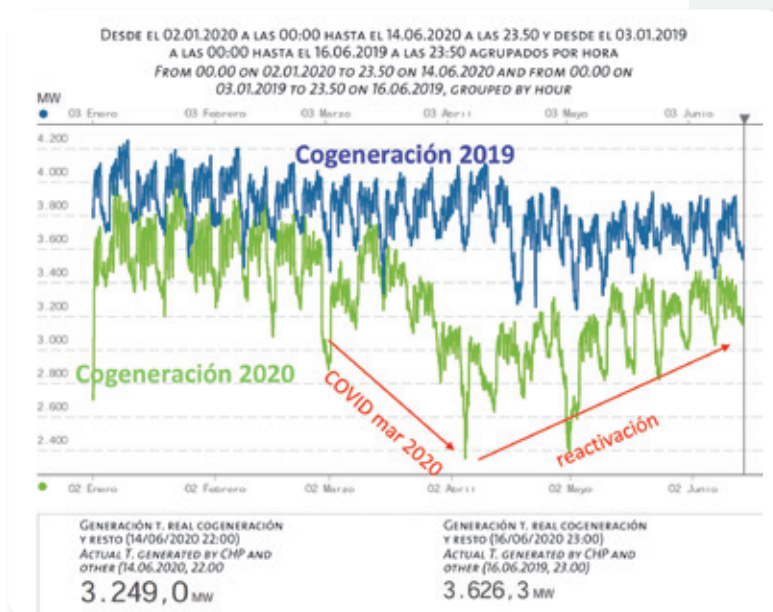
The fall in industrial production due to the COVID crisis is directly reflected in CHP activity: if there is no industrial production, no CHP is required. Since April, CHP noted a strong recovery making electricity and heat production levels achieve 85% of those reached last year. There is still much industrial production to recover and for Spain, relying on its cogeneration plants is the best tool to guarantee and stimulate the competitiveness of the country.

CHP generates 11% of domestic electricity, half of which is self-consumed by the factories themselves, and the heat needed for the corresponding industrial processes, using 25% of domestic gas consumption (40% of that used by industry), which is transformed with greater energy efficiency, thus making this a key technology for industry as well as for the electricity and gas systems.

The COVID crisis has had unforeseeable consequences for the electricity and gas energy markets which collapsed in 2020 to record minimum prices. The management of this situation by the cogeneration industries is proving to be difficult, as industrial gas and other fuel contracts follow annual or long-term cycles, which often do not match the spot markets. Legal measures to make supply contracts more flexible, arising from the state of emergency, have also required management between industries and suppliers to be adaptive. But the deciding factor was the collapse in electricity market price resulting in lower revenue and higher financing of regulated income, as official forecasts have ended up misaligned.

Regulatory changes on the table

The 2020 regulatory framework for CHP, established last January with a pool forecast of 54 €/MWh, is completely out-of-step with the 2020 prices of around 33 €/MWh. This is why cogenerators have asked the Government to urgently adjust the market value in its regulation, something to which the Ministry has committed, however we do not know when and how this will be done.



2020 a niveles de precios mínimos históricos. La gestión de esta situación en las industrias cogeneradoras está siendo difícil, ya que las contrataciones industriales de gas y otros combustibles obedecen a contratos anuales o de mayor plazo, que en muchos casos no van parejos a los mercados *spot*. Las medidas legales de flexibilización de contratos de suministro asociados al estado de alarma también han requerido una gestión adaptativa entre industrias y proveedores. Pero el factor determinante ha sido el desplome del precio del mercado eléctrico, que ha traído menores ingresos con mayor financiación de los ingresos regulados, ya que las previsiones oficiales han quedado desajustadas.

Ajustes regulatorios en curso

El marco regulatorio de la cogeneración 2020, establecido en enero pasado con una previsión de *pool* de 54 €/MWh, está totalmente desfasado frente a precios para 2020 de unos 33 €/MWh. Por ello, los cogeneradores hemos pedido al Gobierno que ajuste urgentemente el valor del mercado en su regulación, a lo que el Ministerio se ha comprometido, pero desconocemos cuándo y cómo lo hará.

Así las cosas, con retribución fijada solo hasta el 30 de junio y pendiente de ajustes regulatorios, la incertidumbre es total. Cada seis meses se revisan los costes de las cogeneraciones y se actualizan sus retribuciones, un proceso periódico que se descalabra si el Ministerio no publica las actualizaciones a tiempo. En los diferentes escenarios de cada industria cogeneradora, sin conocer la retribución para el próximo semestre es imposible saber si se cubrirán los costes de producción; para poder operar las plantas es imprescindible que se promulgue la Orden para el segundo semestre antes del 1 de julio. Hay que evitar que las industrias incurran en graves riesgos económicos por lo que el Ministerio debe cumplir su labor y publicar las retribuciones a tiempo, para que los cogeneradores podamos tomar decisiones sobre si producir o no.

Fin de ciclo para más de 50 cogeneraciones este año

Este año, 50 industrias, 450 MW, finalizarán su vida útil y en tres años serán más de 200, la mitad del sector. Llevamos seis años esperando un plan de renovación de instalaciones —contemplado en la Ley del sector eléctrico 24/2013—, apurando la extensión retributiva por dos años promulgada en 2018. Y así seguimos. Establecer el marco de futuro para la actividad y sus inversiones asociadas sigue siendo un reto capital para la industria y para sus posibilidades de descarbonización. La cogeneración es la mejor tecnología disponible para acometer con éxito desde la industria las necesidades de la transición energética.

Un PNIEC 2021-2030 industrialmente desfasado

El PNIEC 2021-2030 ha quedado desfasado tras la crisis COVID en aspectos esenciales para las industrias y la descarbonización, como la cogeneración y el desarrollo del gas renovable en España. En su estado actual conllevaría un grave retroceso de la cogeneración al contemplar la transición en diez años de únicamente 1.200 MW de cogeneración de los 2.600 MW que llegan al final de su vida útil, una cifra que supone parar la próxima década de 1 de cada 3 plantas sin alternativa que aporte soluciones que logren una mayor descarbonización, ahorro energético y bienestar industrial al país.

Las consecuencias de reducir las aportaciones de la cogeneración en la próxima década —al contrario de lo que hacen Alemania o Italia— implicaría un incremento en los costes energéticos del 20%



Thus with a fixed remuneration only until 30 June and pending regulatory changes, uncertainty is complete. The costs of the cogenerators are reviewed every six months and their remunerations updated - a periodic process that will end in disarray if the Ministry does not publish the updates in time. In the different scenarios of each CHP industry, not knowing

the remuneration for the next half year makes it impossible to know if production costs will be covered or not. To be able to operate the plants, it is vital that the Order is promulgated for the second half of the year by 1 July. To prevent industries from incurring severe economic risks, the Ministry must do their work and publish the remunerations in time, so that as cogenerators, we can take decisions as to whether to produce or not.

End of the line for over 50 CHP plants this year

This year, 50 industries, 450 MW, will come to the end of their service life and in three years' time, over 200 more, half of the sector. We have spent six years waiting for a facility renewal plan – as provided for in the Electricity Sector Law 24/2013 -, rushing through the remunerative extension for two years, approved in 2018. Nothing has changed. Establishing a future framework for the activity and its associated investments remains a primary challenge for the industry and for its decarbonisation options. CHP is the best technology available to successfully undertake the needs of the energy transition.

An industrially outdated NECP 2021-2030

Following the COVID crisis, the NECP 2021-2030 is now outdated as regards essential aspects for industries and decarbonisation, such as CHP and the development of renewable gas in Spain. In its current format, it will lead to a severe setback in CHP, given that the ten-year transition provides for just 1,300 MW of cogeneration from the 2,600 MW that are reaching the end of their service life. This figure means stopping one in three plants over the next decade, with no alternative that contributes solutions to achieve greater decarbonisation, energy saving and industrial well-being for the country.

The consequences of reducing the contributions made by CHP over the coming decade - the opposite to what they are doing in Germany and Italy - would involve a 20% increase in energy costs for some 250 industries with serious consequences for the 6% of industrial GDP and their socio-economic and employment contributions.

Reducing the contributions of CHP, as provided for by the NECP, will make Spain take a step backwards of 0.7% per annum in national efficiency and more than 4% in the overall efficiency of industry, with a 15% worsening in efficiency in the energy intensive sectors that use CHP. The NECP has forgotten the needs of energy intensive industry that cannot be electrified due to technical reasons of high temperatures and for reasons of competitiveness. In addition to supporting the development of wind and PV power, the NECP should incorporate the

para unas 250 industrias con graves consecuencias para el 6% del PIB industrial y sus aportaciones socioeconómicas y de empleo.

Reducir las aportaciones de la cogeneración que contempla el PNIEC, hace que el país retroceda anualmente un 0,7% en eficiencia nacional y más de UN 4% en el global de la industria, con un 15% de empeoramiento de la eficiencia en los sectores calorintensivos que emplean la cogeneración. El PNIEC ha olvidado las necesidades de la industria calorintensiva que no es susceptible de electrificación por razones técnicas de alta temperatura y por razones de competitividad. Además de apoyar el desarrollo de eólica y fotovoltaica, el PNIEC debería contemplar el desarrollo del gas renovable y la cogeneración como elementos esenciales del desarrollo energético e industrial del país.

Es indispensable revisar el PNIEC tras la COVID 19 y mejorar su tratamiento de la cogeneración como oportunidad para la descarbonización y el desarrollo del gas renovable. La cogeneración es la gran aliada de la industria para seguir liderando la descarbonización industrial a 2030 y alcanzar la neutralidad climática a 2050, de la mano del gas renovable y del hidrógeno y para progresar en autoconsumo, hibridación con tecnologías renovables e introducción de gases renovables, avanzando así en la neutralidad climática de las industrias con cogeneración. La cogeneración puede ser renovable con el desarrollo del gas renovable, biogás, syngas y, sobre todo, hidrógeno.

El desarrollo del gas renovable es esencial para la descarbonización de la industria, algo que imprescindiblemente debe hacerse de manera competitiva. Mientras se desarrollan las nuevas generaciones, el gas sigue siendo el combustible por excelencia en la industria y la cogeneración es la técnica más eficiente para su empleo.

Necesitamos seguridad jurídica para seguir fabricando y para recibir inversiones industriales. Una gran parte de las decisiones industriales pasan por contar con energía competitiva y con marcos energéticos que promuevan la competitividad. La situación de incertidumbre regulatoria de la cogeneración es reflejo de unas políticas energéticas y de descarbonización que no están considerando las necesidades industriales. Contar en España con industria pasa también por la energía.

Cogeneración: garantía de industria competitiva y descarbonización

En España, la cogeneración es una tecnología imprescindible para la industria calorintensiva, a la que aporta competitividad, eficiencia energética y descarbonización, reduce entre un 20% y un 35% las emisiones CO₂ en la generación eléctrica a gas, ahorra 13 millones barriles petróleo y 8 millones de t de CO₂ cada año.

El desarrollo conjunto de la cogeneración y las energías renovables es la directriz principal que están siguiendo a gran escala países industrializados como Alemania o Italia. El futuro a 2030 y 2050 de la cogeneración pasa por seguir liderando con la industria calorintensiva la mayor eficiencia energética, una total flexibilidad operativa, hibridación con renovables y mayor descarbonización hacia la neutralidad climática y la cogeneración renovable.

Ser los más eficientes y competitivos en cada momento es una aspiración y una necesidad que une la industria y la cogeneración. Si queremos realizar una transición energética eficaz y acorde con nuestras industrias, la cogeneración seguirá siendo la mejor alternativa para esta próxima década y más allá.



development of renewable gas and CHP as core elements of the energy and industrial development in Spain.

A review of the NECP following COVID-19 is indispensable to improve its approach to CHP as an opportunity for decarbonisation and the development of renewable gas. CHP is the major ally of industry to continue leading industrial decarbonisation to 2030 and to achieve climate neutrality by 2050, alongside renewable gas and hydrogen. CHP will also help make progress on self-consumption,

hybridisation using renewable technologies and the introduction of renewable gases, thereby advancing towards the climate neutrality of industries. CHP can be renewable with the development of renewable gas, biogas, syngas and, above all, hydrogen.

The development of renewable gas is essential for decarbonising industry, something that unquestionably must be done in a competitive manner. While the new generations are being developed, gas continues to be the fuel *par excellence* in industry and CHP is the most efficient technique for its use.

We need legal certainty to continue manufacturing and receive industrial investments. A large proportion of industrial decisions depends on competitive energy and energy frameworks that promote competitiveness. The situation of regulatory uncertainty surrounding CHP is a reflection of some energy and decarbonisation policies that do not take into account the needs of industries. Spanish industry needs energy.

CHP: guaranteeing competitive industry and decarbonisation

In Spain, CHP is an essential technology for the energy intensive industry, by contributing competitiveness, energy efficiency and decarbonisation, reducing CO₂ emissions by between 20% and 35% in gas-powered electricity generation, saving 13 million barrels of oil and 8 million tonnes of CO₂ every year.

The combined development of CHP and renewable energies is the main directive being followed by industrialised countries such as Germany and Italy at utility-scale level. The future of CHP to 2030 and 2050 must continue to lead the energy intensive industry with greater energy efficiency, full operational flexibility, hybridisation with renewables and increased decarbonisation to achieve climate neutrality and renewable CHP.

To be the most efficient and competitive at any given time is an aspiration and a need that unites industry and CHP. If we would like to achieve an effective energy transition that is in line with our industries, CHP continues to be the best alternative for the next decade and beyond.



XVI CONGRESO ANUAL DE COGENERACIÓN

Cogeneración imprescindible para la reactivación: industria, energía y clima

20 de Octubre de 2020

Hotel The Westin Palace, Plaza de las Cortes 7, Madrid



PATROCINADORES



PRENSA COLABORADORA



INTEGRACIÓN ENERGÉTICA

LA PRODUCCIÓN Y EL USO ENERGÉTICO (INDUSTRIA, SERVICIOS, RESIDENCIAL Y TRANSPORTE) REPRESENTAN MÁS DEL 75% DE LAS EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DE LA UE. SI BIEN SE HAN REALIZADO AVANCES SIGNIFICATIVOS EN LA DESCARBONIZACIÓN DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA, QUEDA UN LARGO TRECHO HASTA LLEGAR AL OBJETIVO DE NEUTRALIDAD CARBÓNICA EN 2050. UNA INTEGRACIÓN ENERGÉTICA QUE COMBINE LA PRODUCCIÓN ELÉCTRICA RENOVABLE CON EL CONSUMO ENERGÉTICO EN TODOS LOS SECTORES (TRANSPORTE, INDUSTRIA, EDIFICIOS, AGRICULTURA) SE PERCIBE COMO UN ELEMENTO CLAVE PARA CONSEGUIRLO.

La integración energética surge de la obligación de conjugar las circunstancias de nuestro consumo energético (fluidos térmicos, disponibilidad...), de nuestras infraestructuras energéticas (redes de gas natural ya tendidas, afectaciones medioambientales de redes de media y alta tensión...) y de las limitaciones de la producción eléctrica renovable (intermitencia, costes de almacenamiento...). La integración energética debe permitir que este camino hasta el 2050 se transite sin rupturas abruptas y con el menor coste económico posible, y debe asegurar que, en Europa, a partir de una energía primaria 100% renovable (o neutra en emisiones) se puedan atender la totalidad de las necesidades energéticas.

Hoy no podemos todavía afirmar que nuestro sistema energético está integrado, ya que los flujos energéticos son unidireccionales: la energía eléctrica es consumida en el mismo instante en que se produce, ya sea su origen renovable o fósil; los combustibles, mayoritariamente fósiles, se hallan almacenados en las plantas de regasificación o en tanques y su combustión se produce en el momento en que se necesita el calor, ya sea en procesos industriales, para calefacción o para el transporte.

Electrificación

El camino más simplista hacia la descarbonización sería la electrificación, en el que todos los consumos energéticos serían atendidos a través de energía eléctrica. Necesitaríamos, para que fuera posible, disponer de sistemas de almacenamiento capaces de compensar las importantes diferencias estacionales entre producción y consumo (ver gráfico 1).

Pero solamente el coste del sistema de almacenamiento, cuya capacidad necesaria se estima en más de 30.000 GWh, convierte la electrificación simple en una solución inviable (todo el litio disponible en el país con mayores reservas del mundo, Bolivia, estimadas en 21 Mt, permitiría fabricar 230 TWh. Solo España agotaría ya el 15% de las reservas de Bolivia para su sistema energético). Y todo esto sin tener en cuenta la obligación de los consumidores de sustituir todos los sistemas que hoy consumen combustibles gaseosos o líquidos. Estrictamente hablando, tampoco podemos calificar este sistema energético como de integrado, pues sigue siendo unidireccional y atiende la demanda en el momento en que ésta se produce (gracias a su capacidad de almacenamiento).

Integración

El sistema energético debe conseguir:

- Neutralidad carbónica (cero emisiones).
- Seguridad de suministro (fiabilidad del sistema).
- Sostenibilidad tecnológica (potenciar la industria nacional).
- Independencia energética (no depender de materias primas estratégicas).

ENERGY INTEGRATION

ENERGY PRODUCTION AND USE (INDUSTRY, SERVICES, RESIDENTIAL AND TRANSPORT) ACCOUNTS FOR MORE THAN 75% OF THE EU'S GREENHOUSE GAS EMISSIONS. ALTHOUGH MAJOR ADVANCES HAVE BEEN ACHIEVED IN THE DECARBONISATION OF ELECTRICITY GENERATION, THERE IS STILL A LONG WAY TO GO TO REACH 2050'S CARBON NEUTRALITY TARGET. AN ENERGY INTEGRATION THAT COMBINES RENEWABLE ELECTRICITY PRODUCTION WITH ENERGY CONSUMPTION ACROSS EVERY SECTOR (TRANSPORT, INDUSTRY, BUILDINGS, AGRICULTURE) IS SEEN AS A KEY ELEMENT TO ACHIEVE THIS.

Energy integration arises from the need to marry up the circumstances of our energy consumption (thermal fluids, availability...), our energy infrastructures (existing natural gas networks, environmental impacts of medium- and high-voltage grids...) and the limitations of renewable electricity production (intermittance, storage costs...). Energy integration must ensure that this pathway towards 2050 is travelled smoothly and at the lowest economic cost possible, as well as guaranteeing that, in Europe, all energy needs can be entirely covered by a 100% renewable (or emissions-neutral) primary energy.

As long as energy flows remain one-way, we cannot say that our energy system is integrated: electrical power is consumed the same moment in which it is produced, whether its origin is renewable or fossil; fuels, mainly fossil, are stored in regasification plants or in tanks and their combustion takes place the moment at which heat is needed, whether for industrial processes, for heating or for transport.

Electrification

The simplest path towards decarbonisation would be through electrification, in which all energy consumption is covered by electrical power. In order for this to be possible, we would need to have storage systems capable of handling the significant seasonal differences between production and consumption (see Graph 1).

But the cost of the storage system alone, that would need an estimated capacity of more than 30,000 GWh, makes simple electrification an impractical solution (all the lithium available in the country with the largest reserves in the world, Bolivia, estimated at 21 Mt, would be able to produce 230 TWh).

Gráfico 1. Déficit/superávit entre producción y consumo eléctrico a lo largo de un año en un sistema electrificado, en GWh | Graph 1. Yearly deficit/surplus between energy production and consumption in an electrified system, in GWh



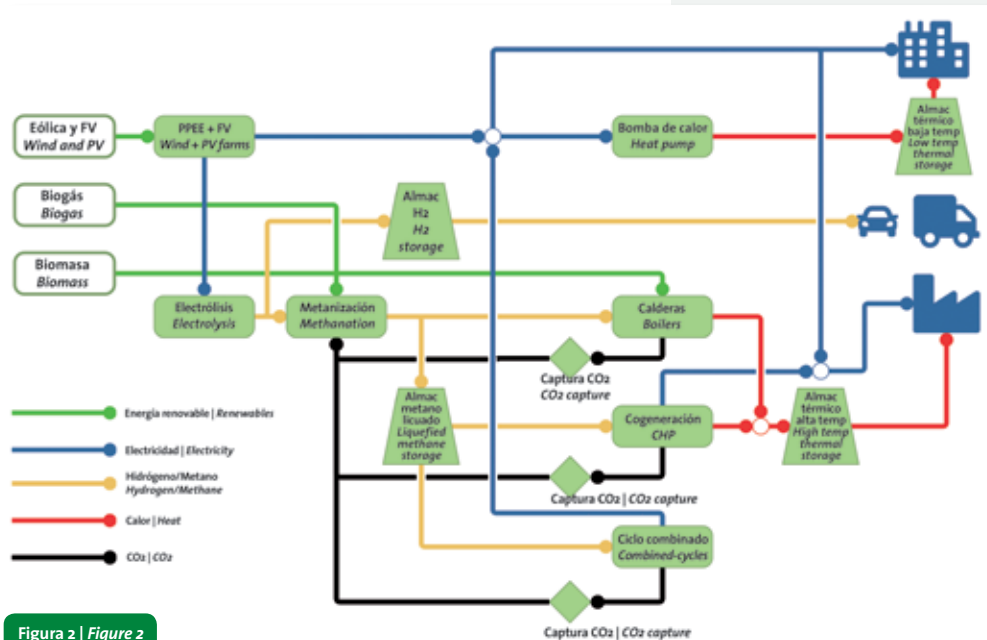


Figura 2 | Figure 2

- Optimización de inversiones ya realizadas (aprovechamiento de infraestructuras existentes).

La neutralidad carbónica nos impone la necesidad de emplear energía primaria renovable y, en consecuencia, intermitente. Debemos ser capaces de almacenar energía y lo haremos en forma de metano sintético, empleando las plantas regasificadoras ya existentes (26.000 GWh). Este metano lo habremos fabricado combinando hidrógeno, producido con la energía renovable generada y no consumida en ese instante, con dióxido de carbono, que cada consumidor de metano sintético deberá haber capturado y devuelto a las unidades de metanización.

Parte del hidrógeno se empleará en el transporte, donde previsiblemente convivirán sistemas de baterías (motocicletas y ¿turismos?) y pilas de combustible (¿turismos? y mercancías). El metano sintético se empleará en la industria, para la producción de calor y también en centrales térmicas (ciclos combinados y cogeneraciones), que aportarán seguridad de suministro en forma de capacidad rodante. La cogeneración deberá poder actuar como elemento de regulación y mantenimiento del sistema eléctrico y, por lo tanto, deben desacoplarse del consumo térmico instantáneo. Esto se conseguirá mediante sistemas de almacenamiento térmico locales. El sector terciario y residencial, muy probablemente, combinarán solar térmica con bombas de calor de alta eficiencia. La Figura 2 muestra esquemáticamente el funcionamiento integrado de este conjunto de tecnologías.

Esta integración energética permite:

- Conservar las redes de gas, que ahora se vuelven bidireccionales, y las unidades regasificadoras, que se convierten en el principal sistema de almacenamiento energético y que deberán incorporar equipos para la licuefacción del metano.
- Conservar los sistemas de combustión de las grandes industrias que, a cambio, deberán capturar el dióxido de carbono producido y devolverlo a las plantas de metanización para su reciclado en metano sintético.
- Mantener sistemas de producción eléctrica gestionable, posiblemente con una parte del parque como capacidad rodante, para asegurar la calidad del servicio.
- Mantener la cogeneración operativa, la cual deberá ser plenamente gestionable y flexible. Para ello contará con sistemas de almacenamiento térmico que la desacoplen de la demanda ins-

Spain would use 15% of Bolivia's reserves for its own energy system alone). And all this is without taking into account the obligation on consumers of replacing every one of their systems that currently consume gaseous or liquid fuels. Strictly speaking, this energy system cannot be classified as integrated, because it continues to be one-way and covers demand the moment in which it is produced (thanks to its storage capacity).

Integration

The energy system must achieve:

- Carbon neutrality (zero emissions).
- Supply security (system reliability).
- Technological sustainability (unlocking domestic industry potential).
- Energy independence (no dependence on strategic raw materials).
- Optimisation of investments already made (making the most of existing infrastructures).

Carbon neutrality requires us to use primary, and consequently, intermittent, renewable energy. We need to be able to store that energy and do so in the form of synthetic methane, using pre-existing regasification plants (26,000 GWh). This methane would have been manufactured by combining hydrogen produced from the renewable energy generated and not consumed at that moment; and from carbon dioxide that each consumer of synthetic methane would have captured and returned to the methanation units.

Part of the hydrogen would be used in transport, where it could foreseeably be used alongside battery systems (in motorbikes and cars?) and fuel cells (in cars and goods vehicles?). Synthetic methane would be used in industry, to produce heat and also in thermal plants (combined cycles and CHP plants), that would bring security to the supply in the form of rolling capacity. CHP must be able to act as an element to regulate and maintain the electrical system and, as such, must be decoupled from instantaneous thermal consumption. This would be achieved by means of local thermal storage systems. The tertiary and residential sector, very probably, would combine solar thermal with high efficiency heat pumps. Figure 2 depicts the integrated operation of this combination of technologies.

This energy integration is able to:

- Conserve the gas networks, which become two-way; and the regasification units, which become the main energy storage system and that must incorporate equipment to liquefy the methane.
- Conserve the combustion systems of the major industries that, in exchange, must capture the CO₂ produced and return it to methanation plants to be recycled as synthetic methane.

tantánea de calor de la industria asociada. La mayor eficiencia de la cogeneración frente a un ciclo combinado permitirá su priorización en el despacho. (Lógicamente, tanto la cogeneración como los ciclos combinados deberán contar también con un equipo de captura de dióxido de carbono).

- Desarrollar una tecnología nacional para el diseño y fabricación de electrolizadores, de sistemas de metanización, de almacenamiento térmico, etc.
- Disponer de fuentes energéticas propias, sin dependencia alguna de materias primas que puedan condicionar el desarrollo económico del país.

El cambio de paradigma resulta radical, la producción renovable va produciendo energía “a su aire” (y “a su sol”, si se permite la broma), mientras que el resto de actores energéticos se encargan de transformarla para que ésta se pueda almacenar y proporcione seguridad de suministro, asegurando el reciclado del carbono, que deviene “envase retornable” y vehículo transportador de energía.

El sistema gasista es el gran acumulador de energía, y la entrega a las centrales de generación eléctrica cuando hay déficits en la producción. El consumidor industrial proporciona servicios al sistema mediante sus cogeneraciones, que se han vuelto (¡por fin!) gestionables, al poder desacoplarse del consumo térmico mediante la acumulación de calor. La gestión integrada de todo el conjunto es posible gracias a sistemas inteligentes que deciden la configuración óptima en cada instante, de acuerdo con el estado de cada elemento y las previsiones de demanda energética y producción renovable.

¿Cómo avanzar hacia esta integración?

Estamos en una etapa en la que muchas de estas tecnologías se encuentran en fase de desarrollo y aún no hay equipos comerciales que se puedan implementar profusamente. Aparte, este sistema está basado en la existencia de excedentes renovables que, hoy en día, son todavía escasos. Por lo tanto, los avances deben ser realizados a través de dos caminos:

- Por una parte, desarrollando proyectos piloto de electrificación, metanización, captura de dióxido de carbono, almacenamiento térmico...
- Y, por otra, asegurando que los equipos e infraestructuras que serán claves para el funcionamiento de este sistema integrado (cogeneraciones...) están operativos y son de la máxima eficiencia energética.

La realización de un estudio en profundidad, que modelice de manera integral el sistema energético español, que pueda evaluar el comportamiento de diferentes escenarios, tanto de integración como de demanda energética y que estime las inversiones y los costes operacionales en cada caso, será una herramienta fundamental para que se puedan tomar las decisiones más acertadas en este difícil pero apasionante camino hacia la descarbonización. No tenerlo nos puede llevar a tomar decisiones que podrían hipotecar nuestro futuro.

AESA está comprometida con los objetivos de descarbonización de nuestra sociedad y presta apoyo, ideas y recursos innovadores a sus clientes y a la Administración Pública para ayudar a trazar un futuro libre de emisiones y plenamente competitivo.



Raimon Argemí
Director General de AESA
Managing Director of AESA

- Maintain dispatchable electricity production systems, possibly with part of the stock used as rolling capacity, to guarantee the quality of the service.
- Maintain operational CHP, which must be fully dispatchable and flexible. For this, it will have thermal storage systems that decouple CHP from the instant demand for heat of the associated industry. The higher efficiency of CHP compared to a combined-cycle plant will enable its dispatch to be prioritised. (Logically, both CHP and combined-cycle plants must also be equipped with a carbon capture unit).
- Develop a national technology for the design and manufacture of electrolyzers, methanation systems, thermal storage, etc.
- Have access to own energy sources, with no dependence on any raw materials that might condition the economic development of the country.

The change in paradigm will be radical. Renewable production will produce energy “under its own steam” (or rather from the sun and the wind), while other energy agents will be responsible for transforming it, so that it can be stored and provide supply security, guaranteeing the recycling of carbon which is returned as a “returnable package” and as an energy transmission vehicle.

The gas system is the major energy accumulator and the means to deliver it to power generation plants when there are production deficits. The industrial consumer provides the system with services thanks to its CHP plants that have once again become dispatchable (finally) as they can be decoupled from thermal consumption as heat can now be accumulated. The integrated management of the entire system is possible thanks to smart systems that decide on the optimal configuration for any given moment, depending on the status of each element as well as energy demand and renewable production forecasts.

How to progress towards this integration?

We are at a stage in which many of these technologies are currently in their development phase and there is still no commercial equipment available that can be massively deployed. Besides, this system is based on the existence of surplus renewables that are still scarce today. As such, progress must take place following two pathways:

- Developing pilot projects focusing on electrification, methanisation, carbon capture, thermal storage...
- Ensuring that the equipment and infrastructures that will be essential for the operation of this integrated system (CHP plants...) are operational with the maximum levels of energy efficiency.

Undertaking an in-depth study, which provides a comprehensive modelling of the Spanish energy system, and evaluates the behaviour of different scenarios, both integration and energy demand and estimates the investments and operational costs in each case, will be an essential tool in making the right decisions along this difficult but exciting journey towards decarbonisation. Without such a study, decisions might be taken that could jeopardise our future.

AESA is committed to the decarbonisation objectives of our society and provides support, ideas and innovative resources to its clients and to the Government, to help plan an emissions-free and fully competitive future.



Ahorrar energía y optimizar las operaciones de forma sostenible

El futuro de la industria es nuestro presente

Cerca del 70% de todo el uso de energía eléctrica industrial se destina a la alimentación de motores eléctricos. Desde bombas que mueven fluidos hasta ventiladores que mueven aire a compresores, transportadores y todo tipo de máquina que depende de la fuerza de rotación para realizar su trabajo. Por ello, encontrar soluciones eficientes para reducir el uso de energía y las emisiones de CO₂ es una cuestión primordial. La fiabilidad de nuestro portafolio de motores unida a los convertidores, que ayudan a reducir el consumo de energía de los motores entre un 20% y un 70%, son la forma más económica y efectiva de garantizar la eficiencia energética de su industria. Let's write the future. Together.

abb.com/drives/es/eficiencia-energetica



SENSORES INTELIGENTES MANTIENEN LA PRODUCCIÓN EN ABSOLUT VODKA

LA AUTOMATIZACIÓN DE DIFERENTES PROCESOS DE FABRICACIÓN ESTÁ FOMENTANDO EL USO DE SISTEMAS INTELIGENTES DE MONITORIZACIÓN DE ESTADO, ALGO FUNDAMENTAL DE CARA A MEJORAR LA PRODUCTIVIDAD Y LA DISPONIBILIDAD DE LAS PLANTAS. ABSOLUT VODKA, UN REFERENTE INTERNACIONAL EN LA ELABORACIÓN DE BEBIDAS ALCOHÓLICAS, MARCA EL CAMINO AL INSTALAR ABB ABILITY™ SMART SENSORS COMO ELEMENTO CLAVE EN UN PROGRAMA DE ANÁLISIS AVANZANDO Y PLANIFICACIÓN DE MANTENIMIENTO.

La destilería de Absolut Vodka, ubicada en la región meridional sueca de Skåne, cuenta con una única línea de producción que abastece a todo el mundo. Por tanto, la fiabilidad y la estabilidad del proceso son sumamente importantes para la rentabilidad de la empresa. Sin embargo, los importantes costes de instalación y funcionamiento que conlleva una tecnología permanente de monitorización basada en el estado, impedían que la dirección de la planta diera con una solución aceptable. En consecuencia, se dejaba que la mayoría de los motores eléctricos con una función vital en los procesos productivos funcionaran hasta que daban problemas. Esto se ha venido haciendo hasta hace un año.

ABB propuso una solución alternativa basada en usar sus nuevos sensores inteligentes como un método de monitorización de estado, rentable y sencillo, para los motores de baja tensión con los que funcionan las bombas y los ventiladores de la destilería.

Los sensores inteligentes, del tamaño de un teléfono móvil normal cada uno de ellos, se instalaron en los motores del proceso de preparación del mosto. El proceso está funcionando continuamente y es crítico para la actividad general de la destilería. Para la producción del vodka, que asciende a unos 130 millones de botellas al año, se emplea trigo de invierno sueco de gran calidad, que se muele, fermenta y destila. La preparación del mosto es uno de los primeros pasos. Para ello se mezcla muy bien agua pura con la harina de trigo y enzimas para que comience el proceso de fermentación.

Detección temprana de averías inminentes

Los ingenieros de planta detectaron una curva de vibración anómala en un motor agitador justo después de montar los sensores en las envolventes de los motores, y se pusieron en contacto con Mikael Lorentzson, responsable de ABB del área de monitorización de estado en Suecia. Lorentzson lleva años ayudando a la planta de Absolut y realiza cuatro veces al año tareas de monitorización



SMART SENSORS KEEP ABSOLUT VODKA PRODUCTION GOING

THE AUTOMATION OF DIFFERENT MANUFACTURING PROCESSES IS FOSTERING THE USE OF SMART CONDITION MONITORING SYSTEMS - A CRITICAL FACTOR FOR IMPROVING BOTH PLANT PRODUCTIVITY AND AVAILABILITY. ABSOLUT VODKA, AN INTERNATIONAL REFERENCE IN THE PRODUCTION OF ALCOHOLIC BEVERAGES, IS SETTING A TREND BY INSTALLING THE ABB ABILITY™ SMART SENSORS AS A KEY ELEMENT OF ITS ADVANCED ANALYSIS AND MAINTENANCE PLANNING PROGRAMME.

Located in the southern Swedish region of Skåne, the Absolut Vodka distillery has just one single production line serving the entire world. As a result, process reliability and stability is critically important to the company's profitability. However, the significant installation and operation costs involved in having a permanent condition monitoring technology have prevented plant managers from finding an acceptable solution. Consequently, most of the electric motors with vital roles in the productive processes have been left until problems started to emerge - a situation that has been continuing for a year.

ABB proposed an alternative solution based on the use of their new smart sensors as an effective and simple form of condition monitoring for the low-voltage motors used to operate the distillery's pumps and fans.

These smart sensors, each about the size of a standard mobile phone, were installed on the motors used for the mash preparation process. This is a continuous function and one that is critical to the overall activity of the distillery. To produce 130 million bottles of vodka per year, high-quality Swedish winter wheat is used that is digested, fermented and then distilled. Mash preparation is one of the first steps in this process, which involves mixing pure water with wheat flour and enzymes to start the fermentation process.

Early detection of imminent breakdowns

Just after the sensors were fitted to the motor housings, plant engineers detected an abnormal vibration curve in an agitator motor and contacted Mikael Lorentzson, ABB's head of condition monitoring in Sweden. Lorentzson has spent years helping the Absolut plant, carrying out manual vibration measurement and monitoring tasks, four times a year. Having undertaken a rigorous analysis of the data gathered by the sensors, he confirmed that there was a faulty bearing in the agitator motor.

By identifying the defective bearing before it failed, the problem could be resolved during a scheduled shutdown, thereby avoiding the productivity lost due to unforeseen downtime.

At the same time, the sensors uncovered a second possible problem that could have resulted in a severe interruption to the process. A significant vibration in one of the pumps, also located on the mash preparation line, gave plant personnel to think that there might be another defective bearing. However, a more detailed analysis revealed a problem of pump cavitation, caused by a valve that had shifted out of position for some reason. Cavitation is

y medición manual de vibraciones. Tras realizar un análisis riguroso de los datos recopilados por los sensores, confirmó que había un cojinete defectuoso en el motor agitador.

Al encontrar el cojinete defectuoso antes de que se averiara, fue posible solucionar el problema durante una parada planificada, lo que evitó la pérdida de productividad que hubiera causado una interrupción imprevista.

Además, los sensores identificaron otro posible problema antes de que provocara una interrupción seria del proceso. Una bomba, ubicada también en la línea de preparación del mosto, presentaba una vibración considerable, lo que dio lugar a que el personal de la planta sospechara que había otro cojinete defectuoso. Sin embargo, un análisis más minucioso reveló un problema de cavitación en la bomba, causado por una válvula que, por alguna razón, se había desplazado de su posición habitual. La cavitación es un problema muy molesto, que consiste en la formación de burbujas o cavidades en un líquido que se está bombeando y que luego colapsan, generando ondas de choque que dan lugar a un mayor deterioro de la bomba y, a la larga, a su avería prematura.

Una vez más, fue fácil identificar, analizar y resolver el problema antes de que se averiara un equipo. Sin estos sensores, no habría resultado nada fácil encontrar una bomba donde hay un problema con una válvula que está provocando una cavitación.

Ahora, el sistema mide la vibración, la temperatura y el campo magnético de los motores. Si algún parámetro se sale de los límites fijados, Knutsson recibe un aviso por correo electrónico. Ya no hace falta llevar a cabo inspecciones diarias. Todo es inalámbrico y, como la batería dura entre cuatro y cinco años, prácticamente no se precisa ningún mantenimiento. Además, los sensores están demostrando ser eficaces a la hora de detectar anomalías en la tensión y la potencia que indiquen un cortocircuito.

Mantenimiento más asequible

La ventaja clave de un mantenimiento basado en el estado es que el mantenimiento solo tiene lugar cuando resulta necesario, no según un calendario establecido. El uso de los sensores inteligentes brinda a la destilería la posibilidad de optimizar sus gastos de mantenimiento.

Los sensores ofrecen una forma sencilla de conocer mejor el estado de la línea de preparación de mosto, de detectar incluso pequeños problemas, con la consiguiente posibilidad de corregirlos antes de que se conviertan en problemas graves. Al entender el estado de los equipos, se pueden planificar labores de mantenimiento y programarlas para paradas de producción previstas.

De cara al futuro, el personal de Absolut ve muchas ventajas potenciales en usar más sensores inteligentes en otros equipos. El siguiente paso será trabajar con motores en zonas de difícil acceso, como los enormes recipientes con residuos que se van a reciclar, donde se necesita una grúa elevadora para acercarse a los motores.



a very bothersome problem that consists of the formation of bubbles or cavities in a liquid that is being pumped and which later collapse, generating shockwaves that lead to further deterioration to the pump and, in the long-term, its premature failure.

Once again, it was easy to identify, analyse and resolve the problem before a unit broke down. Without these sensors, it would have been far more difficult to identify a pump with a faulty valve that is causing a cavitation.

The system now measures motor vibration, temperature and the magnetic field. If any parameter exceeds the established limits, Knutsson receives an email alert. Daily inspections are no longer necessary. Everything is wireless and, as the battery lasts for between four and five years, almost no maintenance is required. In addition, the sensors are proving to be effective for detecting voltage and output anomalies that might indicate a short circuit.

More affordable maintenance

The key advantage of condition-based maintenance is that it only takes place when necessary, instead of following an established schedule. The use of smart sensors allows the distillery to optimise its maintenance costs.



The sensors offer a simple way to better understand the condition of the mash preparation line, identifying even the smallest issue, with the consequent possibility of correcting them before they become serious problems. By understanding the condition of the units, maintenance tasks can be planned and programmed for scheduled production stoppages.

In future, the personnel at Absolut see many potential advantages to the use of smart sensors in other equipment. The next step will be to work with motors in hard-to-access areas, such as the huge containers of waste for recycling, where a lifting crane is needed to get close to the motors.

ASISTENTE DIGITAL PARA CONTROL DE EFICIENCIA Y OPTIMIZACIÓN DE SALAS DE CALDERAS INDUSTRIALES

EL ÁREA INDUSTRIAL DE BOSCH TERMOTECNIA, DIVISIÓN PERTENECIENTE AL GRUPO BOSCH, HA PRESENTADO UN NUEVO ASISTENTE DIGITAL PARA EL CONTROL DE LA EFICIENCIA, MEC OPTIMIZE. SE TRATA DE UN SISTEMA INTELIGENTE DE ÚLTIMA GENERACIÓN QUE PERMITE EL SEGUIMIENTO Y LA OPTIMIZACIÓN DE LAS SALAS DE CALDERAS INDUSTRIALES. INTEGRADO EN EL CUADRO DE CONTROL DE LA CALDERA, REGISTRA Y PROCESA TODOS LOS DATOS DEL SISTEMA Y DE TODOS SUS COMPONENTES. ESTOS DATOS SE ALMACENAN LOCALMENTE POR UN LARGO PERIODO DE TIEMPO Y SE EVALÚAN MEDIANTE UN ANÁLISIS DE TENDENCIAS. DE ESTA FORMA, SI EL CONSUMO DE COMBUSTIBLE AUMENTA, POR EJEMPLO, DEBIDO A UNA TASA DE PURGA EXCESIVA O A SUCIEDAD EN LA CALDERA, EL ASISTENTE DIGITAL DE EFICIENCIA IDENTIFICA EL PROBLEMA E INFORMA DE LAS POSIBLES CAUSAS.

MEC Optimize no solo sirve como registro digital de la caldera, sino que también interpreta los parámetros introducidos por el operador, ayudándole a identificar y a corregir condiciones adversas de funcionamiento que pueden favorecer la corrosión e incluso situaciones críticas que puedan comprometer la seguridad de los sistemas. Además, realiza un análisis continuo del modo de funcionamiento de los equipos con el fin de evitar una operación ineficiente de los diferentes sistemas, arranques excesivos del quemador, tiempos prolongados de prebarrido o desajustes del control secuencial de calderas.

MEC Optimize también evita las pérdidas de producción debidas a la interrupción del calor del proceso: las respectivas cargas y ciclos de conmutación permitidos se almacenan para todos los componentes esenciales. Basándose en el modo de funcionamiento, el asistente de eficiencia determina el estado del componente, predice el tiempo de funcionamiento restante previsto y apoya la planificación de mantenimiento.

El sistema incluye un PC industrial preprogramado, completamente cableado en el cuadro de control. El módulo está preconfigurado de fábrica con uno de los tres protocolos de comunicación estándar (BACnet/IP, Modbus TCP u OPC UA) y cargado con todos los datos y documentos relevantes de la instalación de calderas. Además de la versión de *hardware* para hasta tres calderas, existen dos niveles de ampliación adicionales para seis o diez calderas, adaptándose a las necesidades de las instalaciones.

Este asistente digital hace predicciones sobre la vida útil de cada uno de los componentes y sugiere medidas para aumentar la eficiencia del sistema al mismo tiempo que guía al operador en su implementación. Además, gracias a este sistema de control innovador, se consigue una óptima operación de la caldera, un consumo energético inmejorable y un mantenimiento idóneo, pudiendo realizar en cualquier momento una sencilla auditoría de la planta.

Eficiencia energética mejorada: con MEC Optimize se puede lograr una reducción sensible del consumo de combustible gracias al análisis continuo de la eficiencia de todos los componentes

DIGITAL ASSISTANT TO CONTROL EFFICIENCY AND OPTIMISE INDUSTRIAL BOILER ROOMS

THE INDUSTRIAL DIVISION OF BOSCH THERMOTECNOLOGY, PART OF THE BOSCH GROUP, HAS RELEASED A NEW DIGITAL ASSISTANT TO CONTROL EFFICIENCY, MEC OPTIMIZE. THIS IS A LATEST GENERATION SMART SYSTEM THAT ENABLES THE MONITORING AND OPTIMISATION OF INDUSTRIAL BOILER ROOMS. INTEGRATED INTO THE BOILER CONTROL CABINET, IT CAPTURES AND PROCESSES ALL THE DATA FROM THE SYSTEM AND ITS ASSOCIATED COMPONENTS. THIS DATA IS STORED LOCALLY FOR MANY YEARS AND IS EVALUATED VIA TREND ANALYSES. FOR EXAMPLE, IF FUEL CONSUMPTION INCREASES DUE TO AN EXCESSIVE DESALTING RATE OR SOILING IN THE BOILER, THE DIGITAL EFFICIENCY ASSISTANT IDENTIFIES THE PROBLEM AND REPORTS POSSIBLE CAUSES.

MEC Optimize not only serves as a digital boiler logbook, but also interprets the values entered by the operator, helping them identify and correct adverse operating conditions that could promote corrosion or even lead to critical situations that might compromise system safety. It also performs a continuous analysis of the units' operating modes, in order to avoid the inefficient operation of the different systems, excessive burner start-ups, extended pre-sweeping times and imbalances in the boiler's sequential control.

MEC Optimize also helps to avoid production losses due to interrupted process heat: the permissible loads and switching cycles are stored for all key components. Based on the operating mode, the efficiency assistant determines the status of the component, predicts its probable remaining service life and supports maintenance planning.

The system comprises a pre-programmed industrial PC that is fully wired into the control cabinet. The module is preconfigured ex works with one of three standard communication protocols (BACnet/IP, Modbus TCP or OPC UA) and loaded with all relevant data and documents relating to the boiler system. In addition to the hardware variant for up to three boilers, there are two expansion stages for six or ten boilers, to cover the needs of the system.



de la planta. Además de la supervisión de la calidad del agua y de los gases de combustión, el sistema detecta cualquier posible fuente de pérdida de energía. Las clases de eficiencia A, B, C y D, indican hasta qué punto la eficiencia actual de la planta se desvía del estado ideal.

Aumento de la vida útil de la planta: el sistema ofrece una visualización de los perfiles de carga de los diferentes sistemas de la planta, además de una valoración del proceso y una supervisión de arranques en frío, ciclos del quemador y valores del agua. Así, proporciona información sobre la distribución de la carga de las calderas instaladas y sus posibles desviaciones respecto su rendimiento ideal.

Alta disponibilidad de la planta: el asistente lleva a cabo una supervisión de los componentes de la planta. Además de un cálculo de las previsiones de desgaste en función de los modos de operación, ofrece soporte con una programación recomendada de mantenimientos. De esta forma, todos los componentes relevantes son monitorizados por el sistema teniendo en cuenta su modo de operación individual y los límites de desgaste.

Seguridad en operación mejorada: dado que todos los valores introducidos se evalúan automáticamente, cualquier desviación o superación de los límites preestablecidos es detectada de manera fiable y alertada de inmediato a través del libro digital de servicio.

Con MEC Optimize, todos los documentos y manuales importantes de la instalación se almacenan localmente y son accesibles en cualquier momento. Este sistema ofrece, además, la posibilidad de monitorizar la planta de forma remota a través de la opción MEC Remote. De este modo, el servicio técnico oficial de Bosch puede realizar mantenimientos o revisiones a distancia, y es posible transmitir el estado actual del sistema e información importante al operador a través de SMS o email.

En definitiva, MEC Optimize proporciona una alta transparencia en la gestión de calderas 4.o., lo que es muy relevante en el segmento de las calderas industriales, ya que debido a la necesidad y a la alta exigencia de los procesos productivos e intensivos de energía se requiere un análisis de datos integral.



This digital assistant makes forecasts about the service life of each component and suggests measures to increase system efficiency, at the same time as instructing the operator in implementing them. Thanks to this

innovative control system, optimal boiler operation is moreover achieved, along with unbeatable energy consumption and an ideal maintenance schedule, with the ability to perform a simple plant audit at any time.

Improved energy efficiency: MEC Optimize is able to achieve an appreciable reduction in fuel consumption thanks to the continuous efficiency analysis performed on every plant component. In addition to monitoring the quality of the water and flue gases, the system detects any possible source of energy loss. Efficiency ratings A, B, C and D indicate up to what point the current efficiency of the plant has deviated from the ideal status.

Extended plant service life: the system is able to visualise the load profiles of the different plant systems, in addition to evaluating the process and supervising cold starts, burner cycles and water values. It thus provides information on the load distribution of the boilers installed and potential deviations from their ideal efficiency levels.

High plant availability: the assistant supervises the status of plant components. In addition to calculating wear forecasts depending on the operating modes, it offers support through a recommended maintenance programme. In this way, the system monitors all key components, taking into account their specific operating mode and wear limits.

Improved operational safety: given that every value entered is automatically evaluated, the system reliably identifies where pre-established limits are exceeded or deviated from, and sends an instant alert via the digital boiler logbook.



Thanks to MEC Optimize, all key system documents and manuals are stored locally, and are accessible at any time. This system is also able to monitor the plant remotely, via the MEC Remote option. This allows Bosch technical service experts to undertake maintenance and servicing off-site. The current status of the system as well as key information can be transmitted to the operator via SMS or email.

In short, MEC Optimize provides high transparency in the management of 4.o. boilers, something that is very important in the industrial boiler segment, as given both its needs and highly demanding and energy intensive productive processes, comprehensive data analysis is required.

MEDIDAS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA LOS ESTADOS DEL AGUA

EL AGUA LA ENCONTRAMOS Y LA USAMOS EN SUS TRES ESTADOS: SÓLIDO, LÍQUIDO Y GAS. ESTA MOLÉCULA TAN SINGULAR, ESENCIAL PARA LA VIDA, QUE CUBRE DOS TERCERAS PARTES DE LA SUPERFICIE DEL PLANETA, COMPLETA SIN CESAR UN CICLO CLIMÁTICO GRACIAS A UNA ASOMBROSA TRANSFERENCIA DE ENERGÍA. LOS CAMBIOS DE TEMPERATURA Y LOS DE ESTADO DEL AGUA SON, MARAVILLAS APARTE, POTENTES FENÓMENOS DE TRANSPORTE Y ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA TÉRMICA. POR ESTA RAZÓN, EL AGUA ES UN EXCELENTE MEDIO CALOPORTADOR EMPLEADO EN CLIMATIZACIÓN Y EN MÚLTIPLES PROCESOS INDUSTRIALES: MIDIENDO LA VARIACIÓN DE LAS PROPIEDADES DEL AGUA, MEDIREMOS EL INTERCAMBIO DE ENERGÍA.

Las primeras lecciones de física y química que reciben hoy nuestros pupilos en la ESO les hablan de la materia, sus medidas y sus estados: nuestros hijos e hijas son lanzados a un intenso viaje por las magnitudes fundamentales y derivadas, las unidades del sistema internacional y sus factores de conversión, las propiedades intensivas y extensivas, la teoría cinético molecular y las temperaturas de fusión y de ebullición. Tienen un sinfín de experimentos para corroborarlo e iniciarse en el método científico. Terminan el curso con la energía, el trabajo, el calor, su propagación y algún eslogan sostenible. Si les acercaran a los procesos industriales y les enseñaran a calcular el calor sensible y el calor latente, tendríamos formados a pequeños gestores energéticos, ciudadanos capaces de responder científicamente a los problemas sociales (¡y domésticos!) del uso y consumo de energía.

Embutidos como estamos en una civilización que quiere ser eléctrica, hemos pasado por alto lo que aprendimos en la escuela: que los cambios de temperatura se asocian a un flujo de calor y que los cambios de estado -caracterizados por su temperatura constante- requieren también una transferencia de energía térmica. Con cambio de temperatura, el intercambio es de calor sensible; con cambio de estado, el intercambio es de calor latente. Vamos a hacer un breve repaso.

Una de las propiedades de la materia es su capacidad calorífica: ésta, es la cantidad de calor requerida para modificar un grado de temperatura una unidad de masa. No es constante, cambia para cada material y con su estado termodinámico. Están disponibles diversas tablas y fórmulas con las capacidades caloríficas de cada material, expresadas en determinadas unidades, según su presión y su temperatura. En el cuadro adjunto mostramos valores para el agua y el aire. Empleando además la densidad, podemos comparar la energía que transfiere 1 m³ de agua líquida, por cada grado de

ENERGY EFFICIENCY MEASURES THE STATES OF WATER

WATER IS FOUND AND USED IN ITS THREE STATES: SOLID, LIQUID AND GAS. THIS SO UNIQUE MOLECULE, ESSENTIAL FOR LIFE, WHICH COVERS TWO-THIRDS OF THE SURFACE OF THE PLANET, UNCEASINGLY COMPLETES A CLIMATE CYCLE THANKS TO AN EXTRAORDINARY TRANSFER OF ENERGY. THE CHANGES IN TEMPERATURE AND THOSE OF THE STATE OF THE WATER ARE, MIRACLES ASIDE, POWERFUL PHENOMENA IN THE TRANSMISSION AND STORAGE OF THERMAL ENERGY. FOR THIS REASON, WATER IS AN EXCELLENT HEAT BEARING MEDIUM USED IN TEMPERATURE CONTROL AS WELL AS IN MULTIPLE INDUSTRIAL PROCESSES: BY MEASURING THE VARIATION IN THE PROPERTIES OF WATER, WE CAN MEASURE THE EXCHANGE OF ENERGY.

The earliest physics and chemistry lessons learned by our secondary school students, talk to them about matter, how to measure it and its states: our children thus embark on an intensive journey through fundamental and derived properties, the international system of units and conversion factors, the extensive and intensive properties, kinetic molecular theory, fusion temperatures and boiling points. They have a wealth of experiments to corroborate these ideas and introduce themselves to the scientific method. They end the course with energy, force, heat, its propagation and some slogan about sustainability. If we bring them into contact with industrial processes and teach them how to calculate latent and sensible heat, we will have trained young energy managers, citizens able to respond scientifically to the social (and domestic!) problems regarding energy use and consumption.

Trapped as we are in a civilisation that would like to be electric, we have ignored what we learned at school: that changes in temperature are associated with a flow of heat and that changes in state - characterised by constant temperature - also require a transfer of thermal energy. With a change in temperature, sensible heat is exchanged; with a change in state, the exchange is of latent heat. Here is a quick overview:

One of the properties of matter is its specific heat: this is the amount of heat required to modify one degree of temperature of one unit of mass. It is not constant, changing for each material and thermodynamic state. A range of tables and formulae are available with the heat specific capacities of each material, expressed in determined units depending on its pressure and temperature. The table shows the values for water and air. Moreover, by using density, we can compare the energy that transfers 1 m³ of liquid water, for every degree of temperature gained or lost, with that of 1 m³ of air,

which also experiences a change of 1°C. The table shows that by handling 1 m³ of ambient water and changing its temperature by 1°C, some 3400 times more energy is transferred than if we did the same with 1 m³ of air.

So why compare exchangeable energy between volumes of water and air? Because processes "transport energy" through tubes and pipes or store it in tanks, and installations have growing costs in line with their volume (obviously, the per unit costs are different depending on if water or air is being transported). The ratio can

Capacidad calorífica (specific heat of water and dry air)						
Cp	AGUA Sólida	AGUA Líquida	AGUA Líquida	AGUA Vaporsat.	AGUA Vaporsat.	AIRE SECO (gas)
kcal/kg°C (cal/g°C)	~0.49	1	~1	~0.49	~0.73	0.24
kJ/kg°C (J/g°C)	2.05	4.186	4.218	2.034	3.04	1.006
Temperatura	0°C	15°C	100°C	100°C	210°C	15°C
Presión	1 bar	1 bar	1 bar	1 bar	19 bar	1 bar
Capacidad calorífica y densidad (specific heat and density of water and dry air)						
Densidad kg/m ³	917	999.2	958	0.6	9.6	1.225
kJ/m ³ °C	1834	4183	4040	1.22	29.19	1.232

temperatura que gana o que pierde, con la de 1 m^3 de aire, que también experimente un cambio de un grado. Vemos en la tabla que al manejar un metro cúbico de agua ambiente y cambiarle la temperatura un grado centígrado, estamos transfiriendo del orden de 3400 veces más de energía que si hiciéramos lo mismo con un metro cúbico de aire.

¿Por qué comparar la energía intercambiable entre volúmenes de agua y de aire? Porque en los procesos “transportamos la energía” con tuberías y conductos o la almacenamos en depósitos, y las instalaciones tienen costes crecientes con su volumen (obviamente, los costes unitarios son diferentes según transportemos agua o aire). Podemos entender la proporción desde otra perspectiva: en un volumen de agua 3400 veces más pequeño que el de aire estamos transportando la misma capacidad de transferencia de energía si variamos un grado centígrado la temperatura del fluido (agua, aire). Emplear conductos de aire o tuberías de agua tiene implicaciones diferentes no solo en la arquitectura, el diseño hidráulico, la regulación, operación y el mantenimiento, sino también en los costes de inversión y energéticos para mover el agua y el aire. En base a la capacidad calorífica del agua y del aire, midiendo sus temperaturas, presiones y caudales, podremos optar por un diseño u otro en función de su eficiencia y de su rentabilidad, esto es, podremos escoger la mejor medida de eficiencia energética.

Hemos mencionado la capacidad calorífica del aire seco. ¿Por qué seco? Porque en el aire también suele haber agua, en forma de vapor: los valores de la humedad del aire nos indican qué cantidad de agua tiene. Esta cantidad de agua cambia en función de las condiciones climáticas. Para tratar térmicamente un volumen de aire no seco -que es el que solemos tener- recurriremos a valorar su capacidad de transferencia de energía en función de la parte de aire (o parte seca) y la del agua. La total es la suma de las dos transferencias de energía. Si se calienta o enfría un volumen de aire que tiene una determinada humedad, ¿qué puede suceder que nos haga plantear si nos basta con considerar los calores específicos de la masa de aire seco y de la masa de agua? ¿Qué le sucede al aire cuando, a medida que transcurre una mañana soleada, aumenta su temperatura? Suele “secar” todo lo que le rodea: se humedece el aire, gracias al calor solar aportado. ¿Qué le sucede al suelo cuando por al atardecer y por la noche, a falta del calor solar, se enfría el aire? Que se humedece el suelo, formándose el rocío o la escarcha, según la temperatura ambiente vespertina y nocturna. En los intercambios de calor del aire con cambios de humedad se producen por lo tanto también los fenómenos de evaporación (secado), condensación (rocío) e incluso cristalización (escarcha) del agua, esto son, cambios de estado.

Hemos explicado que la capacidad calorífica nos sirve para calcular los valores de la transferencia de calor sensible según modifiquemos la temperatura. El calor latente nos indica el calor asociado a los cambios de estado de un material, que son a temperatura constante. El calor latente es muy considerable en relación al calor sensible por un cambio de un grado centígrado. En la tabla vemos para el agua sólida, líquida y vapor a presión atmosférica, que los valores del calor sensible se calculan en base a 2 ó $4.18 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$. En cambio, a presión atmosférica, un kilogramo de agua que se congela (a 0°C) requiere unos 335 kJ y si se evapora (a 100°C) requiere



also be understood from another perspective: in a volume of water 3400 times smaller than that of the air, the same energy transfer capacity is transported if we vary the temperature of the fluid (water, air) by 1°C . Using air ducts or water pipes has different implications, not only for the architecture, the hydraulic design, regulation, operation and maintenance, but also for the energy and investment costs required to move the water and air. Depending on the specific heat of the water and air, measuring their temperatures, pressures and flows, we can choose one design or another as a function of its efficiency and its cost effectiveness. In other words, we can select the best energy efficiency measure.

We have so far discussed the specific heat of dry air. Why dry? Because there is usually water in the air in the form of steam: the humidity values of the air indicate the amount of its water content. This amount of water changes depending on the weather conditions. To thermally treat a volume of air that is not dry - usually the case - we have to evaluate its energy transfer capacity based on the part of the air (or the dry part) and that of the water. The total is the sum of the two energy transfers. If a volume of air that has a specific humidity is heated or cooled, what might happen if we just consider the specific heat of the mass of dry air and the mass of water? What happens to the air when, as a sunny morning elapses, its temperature rises? It usually “dries” everything surrounding it: the air becomes humid, thanks to the solar heat generated. What happens to the ground at dusk and at night, when there is no solar heat, and the air cools? The ground becomes damp, forming dew or frost, depending on the evening and night-time ambient temperature. Exchanges of heat from the air with changes in humidity cause phenomena in the water such as evaporation (drying), condensation (dew) and even crystallisation (frost), all of which are changes of state.

We have explained how specific heat helps calculate the values of sensible heat transfer as the temperature changes. Latent heat indicates the heat associated with the changes in state of a material, which are at a constant temperature. Latent heat is significant in relation to sensible heat with a change of 1°C . The table shows that for solid, liquid and steam water at atmospheric pressure, the sensible heat values are calculated based on 2 or $4.18 \text{ kJ/kg}^\circ\text{C}$. By contrast, at atmospheric pressure, one kilogramme of frozen water (at 0°C) requires some

335 kJ , and if it evaporates (at 100°C) it requires around 2257 kJ . Making use of the changes in state of the water to transfer

unos 2257 kJ. Aprovechar los cambios de estado del agua para transferir energía explica que el frío se almacene en forma de hielo y que el calor se produzca en forma de vapor (a presiones superior a la atmosférica para permitir que circule por las tuberías hasta los aparatos de consumo de vapor).

Para no estar continuamente haciendo cálculos de calor sensible y latente (una vez ya tenemos dominado el tema) la última propiedad a considerar de la materia es la entalpía: nos sirve para indicar cuanta energía térmica (en forma de calor) tiene una cantidad de materia a una determinada temperatura y presión. Como toda medida, necesita un valor "o" de referencia. El valor de entalpía del agua líquida en condiciones atmosféricas y a 0°C es nuestra referencia: 0 kJ/kg. De esta manera, el agua líquida a 100 °C tiene 418 kJ/kg de entalpía: este valor se obtiene sumando a la entalpía de referencia (a 0 °C) el calor específico medio del agua por el salto térmico de 100 °C. Si sometemos esta masa de agua a un cambio de estado y la transformamos en vapor (a la misma presión), tendremos que aportar 2257 kJ/kg, por lo tanto, la entalpía del vapor atmosférico a 100°C es de 2676 kJ/kg.

Los valores de entalpía, con criterio, se encuentran también en libros científicos y en internet: como la diferencia de entalpía equivale a la transferencia de energía, podemos medirla. Así en los balances energéticos de instalaciones de proceso indicaremos para caracterizar cada punto en el que se produzca una transferencia de calor o frío cuál es la entalpía del material (además de la materia, su presión, temperatura, densidad y otras características que permitan diseñar bien la instalación).

Al realizar el estudio de medidas de eficiencia energética de una instalación tenemos que trazar todo el proceso energético, desde la producción hasta el servicio, con el agua y el aire propio del uso que estamos analizando. Las especificaciones técnicas de calderas, climatizadoras, enfriadoras y demás se refieren siempre en unas determinadas condiciones de trabajo, del agua, del vapor, del hielo. Debemos incorporar estos datos. Es muy importante realizar el balance energético en los mismos diagramas de las instalaciones de climatización, de calefacción, de refrigeración frío industrial y de vapor-condensado. Unos cálculos al detalle, acertados y comprensibles, basados en las capacidades de transferencia de calor sensible y latente y las entalpías de los materiales en todo el proceso nos ayudarán no sólo a entender como está realmente funcionando nuestra instalación sino también a escoger bien entre diferentes "medidas de eficiencia energética", diseñadas con equipos de diferentes características. En este punto de encuentro de la ingeniería de proyectos y de la gestión energética seremos capaces de escoger, con criterio, la mejor medida.



energy explains how cold is stored in the form of ice and how heat is produced in the form of steam (at pressures higher than atmospheric to allow it to circulate through the pipes to the steam consumption units).

To avoid continuous calculations of sensible and latent heat (now that we have mastered the subject), the last property of matter to consider is enthalpy. This indicates how much thermal energy

(in the form of heat) a quantity of matter has at a specific temperature and pressure. As with every measurement, we need a "o" reference value. The enthalpy value of liquid water at atmospheric conditions and at 0°C provides the reference: 0 kJ/kg. As a result, liquid water at 100°C has an enthalpy of 418 kJ/kg: this value is obtained by adding the specific heat medium of the water to the reference enthalpy (at 0°C), through the thermal step of 100°C. If this mass of water is subjected to a change of state, transforming it into steam (at the same pressure), we will have to add 2257 kJ/kg, thus making the enthalpy of the atmospheric steam at 100°C, 2676 kJ/kg.

The enthalpy values can of course also be found in scientific books and on the Internet. Given that the difference in enthalpy is equivalent to the energy transfer, it can be measured. So the energy balances of the process installations indicate the characteristics of each point at which a heat or cold transfer takes place and the enthalpy of the material (in addition to the material, its pressure, temperature, density and other features that lead to a well-designed installation).

By studying the energy efficiency measurements of an installation, we need to follow the entire energy process, from production to service, with the water and air inherent to the usage being analysed. The technical specifications of boilers, temperature control units, chillers and other equipment always refer to some specific working, water, steam and ice conditions. This data must be incorporated. It is essential that the energy balance is displayed in diagrams themselves of the temperature control, heating, industrial cooling and steam-condensation installations. Detailed, accurate and clear calculations, based on the sensible and latent heat transfer capacities and the enthalpies of the materials throughout the entire process not only help us to understand the actual operating status of our installation, but also to make the optimal choice of the different "energy efficiency measures", designed with equipment of differing characteristics. At this meeting point between the project engineering and energy management, we can thus make a well-informed selection of the best measure.



Cristina Christine Soler

Ingeniera Industrial en Técnicas Energética (ETSEIB 1995) y CEM® (Certified Energy Manager) por la AEE (Association of Energy Engineers).
Industrial Engineer in Energy Techniques (ETSEIB 1995) and CEM® (Certified Energy Manager) by the AEE (Association of Energy Engineers).

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN LOS SISTEMAS DE EXTRACCIÓN DE POLVO

WEG HA IMPLEMENTADO UN NUEVO PROYECTO DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN UNA DE SUS FÁBRICAS EN MÉXICO. SE TRATA DE UNA FACTORÍA EN LA QUE SE FABRICAN COMPONENTES DE FUNDICIÓN MECANIZADOS PARA LAS CARCASAS DE LOS MOTORES ELÉCTRICOS INDUSTRIALES FABRICADOS POR WEG. PARA ESTE PROYECTO, LA COMPAÑÍA HA APLICADO SU SOLUCIÓN DE ALTA EFICIENCIA PARA FILTROS DE MANGAS CONSISTENTE EN INSTALAR EL CONJUNTO FORMADO POR EL MOTOR W22 MAGNET Y EL CONVERTIDOR CFW11, RESULTANDO EN UNA IMPORTANTE REDUCCIÓN EN EL CONSUMO DE ENERGÍA ELÉCTRICA.

Muchos procesos industriales generan partículas o gases contaminantes que interfieren en la calidad del ambiente, del producto e incluso en la seguridad de los trabajadores. Los filtros de mangas sirven para solucionar este problema tan común en la industria. A través de captores, el aire es aspirado y conducido hacia el sistema de filtrado, donde las partículas permanecen retenidas en los elementos filtrantes y el aire es devuelto a la atmósfera, en conformidad con las legislaciones ambientales vigentes.

La solución WEG consiste en la aplicación del conjunto de alta eficiencia: motor de la línea W22 Magnet de alto rendimiento y el convertidor de frecuencia CFW11; juntos proporcionan una importante reducción en el consumo de energía eléctrica. Esta reducción sólo es posible por el rendimiento diferenciado del motor W22 Magnet, combinado con el control de velocidad que proporciona el CFW11, que controla la velocidad de rotación de acuerdo con lo exigido por la aplicación, obedeciendo a las características de cada proceso.

Esta reducción de velocidad a valores sumamente bajos es posible con la línea de motores de imanes permanentes W22 Magnet, debido a su amplio rango de rotación, evitando el uso de ventilación forzada.

WEG desarrolló un proyecto de eficiencia energética para los sistemas de extracción de polvos de su propia fábrica, en funcionamiento desde noviembre de 2019, con la instalación de siete motores W22 Magnet con niveles de rendimiento IE5 Ultra Premium e IE4 Super Premium, con potencias de 45 kW a 260 kW, y un motor W22 NEMA Premium Efficiency, que funcionan con el convertidor de frecuencia CFW11 y un transmisor de presión. La solución proporcionó una reducción del 30% al 35% en el consumo de electricidad, lo que también reduce el coste operativo de todo el sistema.

Otros beneficios de implementar el proyecto de eficiencia energética en el filtro de mangas son, entre otros, su fácil aplicación. Es replicable a otros sistemas de extracción de polvos y humos, tiene una reducción significativa en el consumo de aire comprimido, aumenta la vida útil de los elementos del filtro, reduce el desgaste de las tuberías y también contribuye con la reducción de los paros de mantenimiento y cambio de bolsas.

Los parques industriales de WEG, que operan en todo el mundo, permiten la implementación y verificación de las soluciones desarrolladas para sus clientes. El consumo reducido de energía, los costes de mantenimiento reducidos, la mayor productividad y la vida útil de los equipos son algunos de los muchos beneficios logrados con los proyectos de eficiencia energética, que pueden implementarse en varios segmentos industriales.



WEG's industrial premises, which operate around the world, enable the implementation and verification of the solutions developed for their clients. The reduced energy consumption, lower maintenance costs, increased productivity and service life of the equipment are just some of the many benefits achieved with such energy efficiency projects that can be applied to many industrial segments.

ENERGY EFFICIENCY IN DUST EXTRACTION SYSTEMS

WEG HAS IMPLEMENTED A NEW ENERGY EFFICIENCY PROJECT AT ONE OF ITS FACTORIES IN MEXICO. THIS FACTORY PRODUCES MECHANISED DIE-CAST COMPONENTS FOR THE HOUSINGS OF THE INDUSTRIAL ELECTRIC MOTORS MANUFACTURED BY WEG. FOR THIS PROJECT, THE COMPANY HAS APPLIED ITS HIGH EFFICIENCY SOLUTION FOR BAG FILTERS, WHICH COMPRISES THE INSTALLATION OF THE W22 MAGNET MOTOR TOGETHER WITH THE CFW11 FREQUENCY INVERTER, RESULTING IN A SIGNIFICANT REDUCTION IN ELECTRICITY CONSUMPTION.

Many industrial processes generate particles and contaminant gases that impact on the quality of the environment, the product and even on the safety of the workers. Bag filters aim to resolve this problem, which is very common in industry. Air is sucked through the captors and fed towards the filtration system, where the particles are retained within the filtering elements and the air is expelled into the atmosphere, in compliance with current environmental legislation.

The WEG solution consists of applying the highly efficient combination of the high efficiency motor from the W22 Magnet series with the CFW11 frequency inverter, which together achieve a significant reduction in electricity consumption. This reduction is only possible thanks to the outstanding efficiency of the W22 Magnet motor, in conjunction with the frequency control provided by the CFW11, that controls the torque and speed as required by the application, observing the features of each process.

Reducing the speed to extremely low values is possible with the W22 Magnet line of permanent magnet motors, due to their wide speed range that does not require the use of forced ventilation.

WEG implemented an energy efficiency project for its dust extraction systems in its own factory, in operation since November 2019, by installing seven W22 Magnet motors with efficiency levels IE5 Ultra Premium and IE4 Super Premium, with outputs from 45 kW to 260 kW; and a W22 NEMA Premium Efficiency motor, which works with the CFW11 frequency inverter and a pressure transducer. The solution achieves a 30-35% reduction in electricity consumption, with a consequent reduction in the operational cost of the entire system.

Other benefits of implementing this energy efficiency project in the bag filters are, among others, its easy application. It can be replicated in other dust and flue gas extraction systems; significantly reduces compressed air consumption; increases the service life of the filtration elements; reduces wear and tear on the pipework; and helps reduce downtime for maintenance and bag changes.

LOS CICLOS COMBINADOS, PIEZA CLAVE PARA RESPALDAR LAS ENERGÍAS RENOVABLES

LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA ES UN GRAN RETO AL QUE NOS ENFRENTAMOS COMO SOCIEDAD; SUPONE UN ELEMENTO NECESARIO PARA MEJORAR LA VIDA DE TODOS LOS CIUDADANOS Y, ADEMÁS, FOMENTARÁ LA CREACIÓN DE EMPLEO Y EL DESARROLLO ECONÓMICO DEL PAÍS. ESPAÑA HA TRAZADO SU HOJA DE RUTA EN EL PNIEC DONDE UNO DE LOS OBJETIVOS ES CONSEGUIR QUE EL 74% DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA PROVENGA DE RENOVABLES. PARA ALCANZAR ESTA CIFRA, EL PNIEC ESTABLECE COMO OBJETIVO DISPONER DE UNA POTENCIA INSTALADA DE 25.000 MW DE CICLOS, UNA CIFRA IGUAL A LA ACTUAL, MANTENIENDO SU PAPEL DE RESPALDO EN EL PROCESO DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA, TENIENDO EN CUENTA LA INTERMITENCIA DE LAS RENOVABLES Y LA EVOLUCIÓN DEL RESTO DE ENERGÍAS QUE INTEGRAN EL MIX.

La introducción progresiva de fuentes renovables como vector clave en la descarbonización requiere, entre otras necesidades, la disponibilidad de un marco atractivo para la inversión, una integración eficiente en las redes y la disponibilidad de otras tecnologías de generación o almacenamiento que le doten de la flexibilidad y respaldo para momentos donde las renovables no tengan capacidad de atender toda la demanda. De acuerdo con el PNIEC, la introducción progresiva de renovables requerirá del respaldo de, al menos, 30 GW de potencia firme, de los cuales el 80% serán de ciclos combinados.

Esta garantía que suponen los 51 ciclos combinados que se encuentran operando actualmente en España, con una potencia instalada de 25.000 MW, es, por tanto, imprescindible para encarar este proceso de transición. Pero para ello, hay que resolver urgentemente el problema de la falta de rentabilidad económica de estas instalaciones. El informe de PwC titulado *Situación actual y futura de los ciclos combinados*, señala que los objetivos medioambientales son ambiciosos, pero no renunciables, siempre y cuando se haga de una manera ordenada para todos.

El informe ha arrojado unos datos preocupantes y apunta que los ciclos combinados se encuentran en una situación de mercado en la que no logran recuperar sus costes fijos, lo que compromete la viabilidad económica del sector.

El PNIEC prevé mantener toda la capacidad instalada de ciclos combinados, junto con una disminución de la potencia firme total y un aumento de la penetración renovable, lo que convierte a los ciclos combinados en la principal tecnología de respaldo en la transición ecológica.

COMBINED CYCLES: A KEY ELEMENT TO SUPPORT RENEWABLE ENERGIES

THE ENERGY TRANSITION IS A MAJOR CHALLENGE THAT WE AS A SOCIETY ARE FACING. IT REPRESENTS A NECESSARY ELEMENT TO IMPROVE THE LIVES OF EVERY CITIZEN, IN ADDITION TO FOSTERING JOB CREATION AND THE ECONOMIC DEVELOPMENT OF THE COUNTRY. SPAIN HAS SET OUT ITS ROAD MAP IN THE NECP, IN WHICH ONE OF THE OBJECTIVES IS TO ACHIEVE 74% OF RENEWABLY-SOURCED ELECTRICITY GENERATION. TO REACH THIS FIGURE, THE NECP ESTABLISHES A TARGET AVAILABILITY OF 25,000 MW INSTALLED OUTPUT FROM COMBINED CYCLES. THIS FIGURE EQUALS CURRENT LEVELS AND MAINTAINS THEIR ROLE AS A SUPPORT TO THE ENERGY TRANSITION PROCESS, TAKING INTO ACCOUNT THE INTERMITTENCY OF RENEWABLES AND THE EVOLUTION OF ALL THE OTHER ENERGY SOURCES THAT COMPRISE THE MIX.

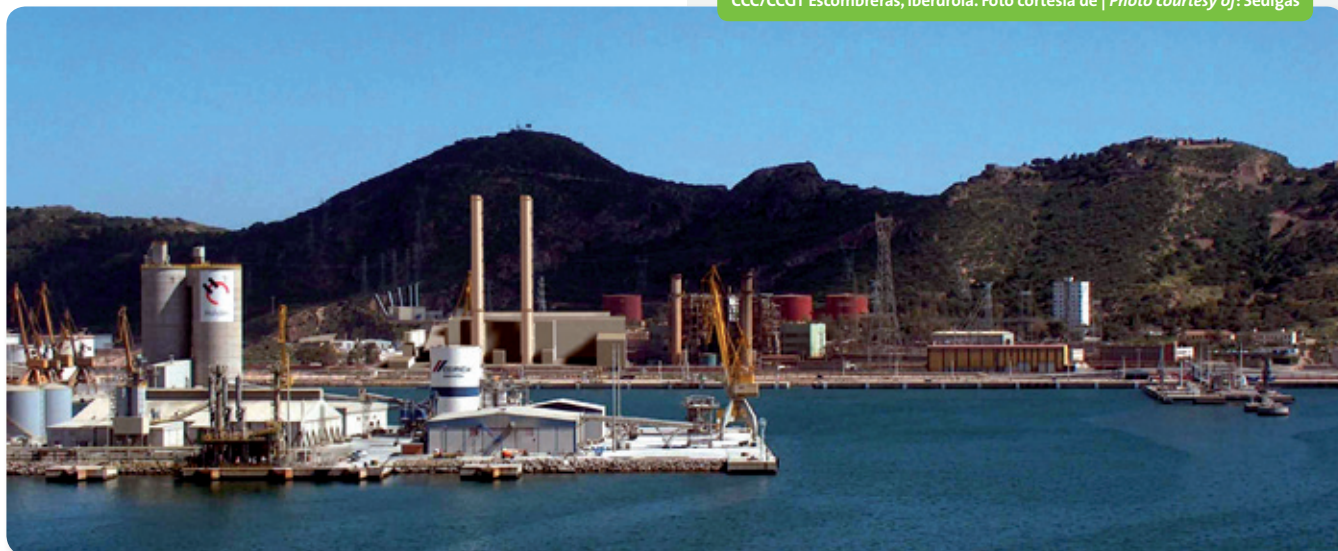
The gradual introduction of renewable sources as a key vector to achieving decarbonisation requires, among other needs, the availability of an attractive investment framework, efficient network integration and the availability of other generation and storage technologies that provide the flexibility and backup for those moments when renewables are unable to cover 100% of demand. According to the NECP, the progressive introduction of renewables will require the backup of at least 30 GW of firm capacity, of which 80% will come from combined cycles.

This guarantee represented by the 51 combined cycles that are currently in operation in Spain, with an installed capacity of 25,000 MW, is therefore essential for implementing this transition process. However, the problem of the lack of cost effectiveness of such installations requires urgent resolution. The report from PwC entitled "Current and future situation of combined cycles", points out that the environmental targets are both mandatory and ambitious, and must be implemented in an orderly manner for everyone.

The report reveals some worrying data and indicates that combined cycles under construction are currently in a market situation in which they are unable to recoup their fixed costs, thereby compromising the economic feasibility of the sector.

The NECP aims to maintain all the installed capacity of the combined cycles, along with a reduction in the total

CCC/CCGT Escombreras, Iberdrola. Foto cortesía de | Photo courtesy of: Sedigas



Alrededor del mundo

ARI ARMATUREN

Sinónimo de fiabilidad
en proyectos

Válvulas de Globo con Fuelle - Válvulas de Mariposa Triple Excéntricas
Válvulas de Control - Válvulas de Seguridad - Válvulas Auto Operadas
Purgadores y Especialidades de Vapor



www.comeval.es

Comeval Valve Systems
...desde 1975



firm capacity and an increase in renewable penetration. This will turn combined cycles into the main backup technology in the ecological transition.

However, the NECP proposes a load factor of 13% by 2030 for the combined cycles, even reaching a value of 5% by 2025, which will involve operating at almost four times less compared to the period August 18-July 19.

Sin embargo, el PNIEC propone un factor de carga para los ciclos combinados de un 13% en 2030, llegando incluso a un valor del 5% para el 2025, lo que implicaría un funcionamiento casi cuatro veces menor al que tuvieron durante el año móvil (agosto 18-julio 19).

Esto confirma la tendencia observada en los últimos años, en los que la participación de los ciclos combinados en el mercado se ha venido reduciendo, con la excepción de 2019 donde el factor de carga se situó en un 19% gracias a que se dieron condiciones algo más favorables como: mayor hueco térmico, menor coste del gas y mejora de la competitividad de los ciclos combinados frente al carbón (coste CO₂).

Los ingresos de los ciclos combinados provienen del mercado diario, los servicios de ajuste del sistema y los pagos por capacidad, mientras que los costes variables de explotación dependen de la materia prima, peajes, derechos de emisión e impuestos.

Aun habiendo aumentado su participación en el mercado durante 2018-19, las horas equivalentes medias de los ciclos combinados siguen muy por debajo del nivel para el que fueron diseñados, concretamente las horas equivalentes medias del año móvil ascienden a 1.648 h, muy por debajo de las 5.000 ó 6.000 horas equivalentes para las que fueron diseñados. En estas condiciones de funcionamiento tan solo 15 ciclos combinados recuperaron sus costes operativos (30% del parque), y se reducirán a 11 una vez agotado el incentivo a la inversión. Por tanto, el 70% del parque de ciclos combinados presenta pérdidas operativas.

Estas condiciones de mercado y operación hacen que el ciclo medio presente un EBITDA negativo de 6,7 k€/MW. Con la terminación del incentivo a la inversión, (agotado ya para el 50% del parque), el EBITDA se situará en -11,5 k€/MW. Adicionalmente, si consideramos los costes de amortización y capital, el ciclo medio incurre en unas pérdidas de 44,2 k€/MW, -49k€/MWh sin pagos por capacidad.

En este contexto, los ciclos combinados buscan fórmulas de variabilización de sus costes fijos de explotación, como la contratación a corto plazo del peaje de conducción que, aunque supone un menor coste para los ciclos, es una reducción de los ingresos del sistema gasista de aproximadamente 65 M€, debido a que el volumen de peajes contratado a corto tiene un gran peso (38%) en el mix de peajes de los ciclos combinados.

Situándonos en el Escenario PNIEC 2030, casi 23 GW de ciclos combinados dejarán de ser viables económicamente, lo que presenta-

This confirms the trend observed in recent years, in which the participation of combined cycles in the market has been reducing, with the exception of 2019, where the load factor stood at around 19% thanks to which, more favourable conditions were conferred, including: a greater thermal gap, lower gas cost and improved competitiveness of combined cycles compared to coal (CO₂ cost).

The revenue of the combined cycles originates from the daily market, the system's balancing services system and capacity payments, while the variable operating costs depend on the commodity, tolls, emissions rights and taxes.

Even though their market participation increased during 2018-19, the equivalent average hours of the combined cycles remains well below the level for which they were designed. Specifically, the equivalent average annual hours amount to 1,648, well below the design parameter of 5,000 or 6,000 equivalent hours. Under these operating conditions, just 15 combined cycles recoup their operating costs (30% of the stock), a figure that drops to 11 once the investment incentive has been used up. As a result, 70% of the combined cycle stock experiences operating losses.

These market and operating conditions mean that the average cycle has a negative EBITDA of 6.7 k€/MW. With investment incentives coming to an end, (already used up for 50% of the stock), the EBITDA would stand at -11.5 k€/MW. Moreover, taking into account CAPEX and amortisation costs, the average cycle incurs losses of 44.2 k€/MW, -49 k€/MWh excluding capacity payments.

In this context, combined cycles are looking for formulae that vary their fixed operating costs, such as short-term conductance contracts which, although representing a lesser cost for the cycles, reduce the gas system revenue by approximately €65m. This because the volume of tolls contracted in the short-term have a high weighting (38%) in the tolls mix of the combined cycles.

Turning to the NECP's 2030 Scenario, almost 23 GW of combined cycles will cease to be economically viable, leading to a context in which only 1.7 GW of combined cycles would manage to recoup their operating costs. In this situation, almost the entire stock would risk closure for failing to be

ría un contexto en la que únicamente 1,7 GW de ciclos combinados lograrían recuperar sus costes operativos. En esta situación prácticamente todo el parque estaría en riesgo de cierre al no ser viable económicamente (el 93% de la potencia no es capaz de cubrir sus costes de explotación).

Considerando el nivel de funcionamiento de los ciclos combinados establecido en el PNIEC, el sector C tendría que enfrentarse a unas pérdidas acumuladas de más de 4.400 M€ hasta 2030.

Este contexto hace muy probable un cierre progresivo de muchas de estas centrales por cuestiones económicas, lo que pondría en riesgo el respaldo que este tipo de tecnología realiza sobre las energías renovables.

Ello provocaría la necesidad en el sistema de atraer inversiones para instalar nueva potencia firme, lo que resultaría en una estrategia tres veces más ineficiente en términos económicos que asegurar la viabilidad económica de los ciclos existentes.

Los cálculos realizados en el estudio lo dejan claro. Realizar inversiones para construir nuevos ciclos combinados que aporten 22,9 GW de potencia con una rentabilidad del 5,58%, supondría un coste de unos 1.327 M€/año, mientras que establecer un mecanismo que incentive los 22,9 GW de potencia de ciclos combinados existente de forma que recuperen las pérdidas actuales en términos de EBITDA supondría unos 402 M€/año. Los mayores costes en potencia firme tendrían además repercusión en el incremento de la tarifa eléctrica.

En Europa existen diversos mecanismos de capacidad que dan soporte a las necesidades del mercado y que están alineados con las directrices de la UE, principalmente subastas y reservas estratégicas.

Los mecanismos aprobados en otros países del entorno han llevado de un plazo de aprobación de alrededor de dos años. Y estos plazos se han alargado con la aprobación de nuevos requisitos. La situación actual de los ciclos combinados, agravada por el contexto del COVID19, requiere ser ágiles para poner en marcha una solución equiparable a homólogos europeos, sin necesidad de iniciar un proceso desde cero que pueda durar años.

economically viable (93% capacity is unable to cover their operating costs).

Considering the operating level of the combined cycles established in the NECP, sector C would have to face cumulative losses of over €4.4bn to 2030.

This context makes it highly likely that many of these plants will suffer a gradual closure due to economic reasons, thus risking the backup that this type of technology provides to renewable energies.

This would give rise to the need to attract investments in the system to install new firm capacity, resulting in a strategy that is three times more inefficient in economic terms compared to guaranteeing the economic feasibility of the existing cycles.

The numbers contained in the study speak for themselves. Investing in the construction of new combined cycles that contribute 22.9 GW of capacity with a profitability of 5.58%, would represent a cost of around €1.327bn/year; while establishing a mechanism that incentivises the 22.9 GW of existing combined cycle output so that they recoup their actual losses in terms of EBITDA, would cost around €402m/year. The biggest costs in firm capacity would moreover have repercussions on the increase in the electricity tariff.

Different capacity mechanisms exist in Europe that support the needs of the market and that are in line with EU directives, mainly auctions and strategic reserves.

The mechanisms passed in Spain's neighbours have resulted in an approval period of around two years. And these periods have been extended with the approval of new requirements. The current situation of the combined cycles, aggravated by the context of COVID-19, needs flexibility to put into place a solution that is on a level playing field with our European counterparts, with no need to start a process, which could take years, from zero.



CCC/CCGT BBGE, EVE. Foto cortesía de | Photo courtesy of: Sedigas

LA ECONOMÍA DEL HIDRÓGENO OFRECE UN CAMINO PROMETEDOR HACIA LA DESCARBONIZACIÓN

EL COSTE DECRECIENTE DE PRODUCIR HIDRÓGENO A PARTIR DE EÓLICA Y SOLAR OFRECE UNA RUTA PROMETEDORA PARA REDUCIR LAS EMISIONES EN ALGUNOS DE LOS SECTORES DE LA ECONOMÍA MÁS DEPENDIENTES DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES, COMO EL ACERO, LOS VEHÍCULOS PESADOS, EL TRANSPORTE MARÍTIMO Y EL CEMENTO. “HYDROGEN ECONOMY OUTLOOK”, UN ESTUDIO GLOBAL DE BLOOMBERGNEF (BNEF), ENCUENTRA QUE SE PODRÍA DESPLEGAR HIDRÓGENO LIMPIO EN LAS PRÓXIMAS DÉCADAS PARA REDUCIR HASTA EL 34% DE LAS EMISIONES GLOBALES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES Y LA INDUSTRIA, A UN COSTE RAZONABLE. SIN EMBARGO, ESTO SOLO SERÁ POSIBLE SI SE ESTABLECEN POLÍTICAS PARA AYUDAR A ESCALAR LA TECNOLOGÍA Y REDUCIR LOS COSTES.

En 2018, más del 99% del hidrógeno se produjo a partir de combustibles fósiles, pero el hidrógeno también se puede producir limpiamente, utilizando electricidad renovable para dividir el agua en un electrolizador. Dado que el coste de eólica y solar continúa disminuyendo, la pregunta es si el coste de los electrolizadores y del hidrógeno renovable puede ir a continuación. Si bien aún son caros en los mercados occidentales, hay signos alentadores: el coste de los electrolizadores alcalinos fabricados en Norteamérica y Europa cayó un 40% entre 2014 y 2019, y los sistemas fabricados en China ya son hasta un 80% más baratos que los fabricados en Occidente.

Si la fabricación de electrolizadores puede aumentar y los costes continúan bajando, los hallazgos del informe sugieren que para 2050 podría producirse hidrógeno renovable entre 0,8 y 1,6 \$/kg en la mayor parte del mundo. Esto es equivalente a un precio del gas de 6-12 \$/MMBtu, lo que lo hace competitivo con los precios actuales del gas natural en Brasil, China, India, Alemania y Escandinavia en términos de energía equivalente. Al incluir el coste del almacenamiento y de la infraestructura de gasoductos, el coste de entrega de hidrógeno renovable en China, India y Europa Occidental podría caer a alrededor de 2 \$/kg (15 \$/MMBtu) en 2030 y a 1 \$/kg (7,4 \$/MMBtu) en 2050. Los costes podrían ser un 20-25% más bajos en países con los mejores recursos renovables y de almacenamiento de hidrógeno, como EE.UU., Brasil, Australia, Escandinavia y Oriente Medio. Sin embargo, el coste sería hasta un 50-70% más alto en lugares como Japón y Corea, que tienen peores recursos renovables y una geología desfavorable para el almacenamiento.

El transporte y almacenamiento de hidrógeno necesitan una inversión masiva en infraestructura

Almacenar y transportar hidrógeno es un desafío. La baja densidad del hidrógeno hace que sea mucho más difícil de almacenar que los combustibles fósiles y caro de transportar por carretera o barco. Sin embargo, el hidrógeno fluye casi tres veces más rápido que el metano a través de tuberías, lo que lo convierte en una opción rentable para el transporte a gran escala. Para que el hidrógeno se vuelva tan omnipresente como el gas natural hoy en día, se necesitaría un enorme y coordinado programa de construcción y mejora de infraestructuras. Por ejemplo, se necesitaría construir 3-4 veces más infraestructura de almacenamiento a un coste de 637.000 M\$ para 2050 para proporcionar el mismo nivel de seguridad energética que el gas natural. Sin embargo, existen opciones ren-

HYDROGEN ECONOMY OFFERS A PROMISING PATH TO DECARBONISATION

THE FALLING COST OF MAKING HYDROGEN FROM WIND AND SOLAR POWER OFFERS A PROMISING ROUTE TO CUTTING EMISSIONS IN SOME OF THE MOST FOSSIL FUEL DEPENDENT SECTORS OF THE ECONOMY, SUCH AS STEEL, HEAVY-DUTY VEHICLES, SHIPPING AND CEMENT. “HYDROGEN ECONOMY OUTLOOK”, A GLOBAL STUDY FROM BLOOMBERGNEF (BNEF), FINDS THAT CLEAN HYDROGEN COULD BE DEPLOYED IN THE DECADES TO COME TO CUT UP TO 34% OF GLOBAL GREENHOUSE GAS EMISSIONS FROM FOSSIL FUELS AND INDUSTRY – AT A MANAGEABLE COST. HOWEVER, THIS WILL ONLY BE POSSIBLE IF POLICIES ARE PUT IN PLACE TO HELP SCALE-UP TECHNOLOGY AND DRIVE DOWN COSTS.

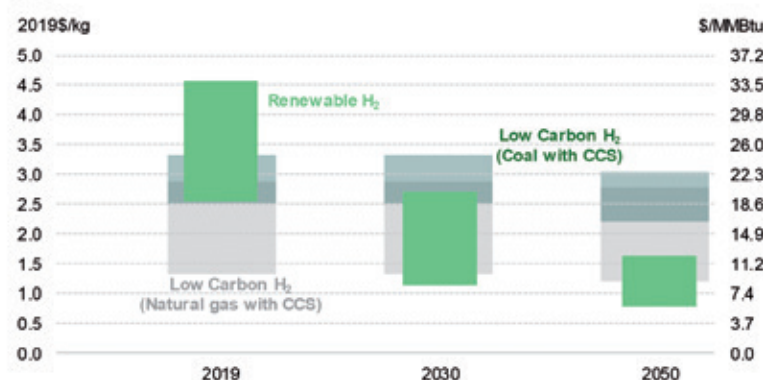
In 2018, over 99% of hydrogen was made from fossil fuels, but hydrogen can also be produced cleanly using renewable electricity to split water in an electrolyser. With the cost of wind and solar continuing to fall, the question is whether the cost for electrolysers and renewable hydrogen can follow. While they are still expensive in Western markets, there are encouraging signs: the cost of alkaline electrolysers made in North America and Europe fell 40% between 2014 and 2019, and Chinese made systems are already up to 80% cheaper than those made in the west.

If electrolyser manufacturing can scale-up and costs continue to fall, the report’s findings suggest that renewable hydrogen could be produced for 0.8 to 1.6 \$/kg in most parts of the world by 2050. This is equivalent to gas priced at 6-12 \$/MMBtu, making it competitive with current natural gas prices in Brazil, China, India, Germany and Scandinavia on an energy-equivalent basis. When including the cost of storage and pipeline infrastructure, the delivered cost of renewable hydrogen in China, India and Western Europe could fall to around 2 \$/kg (15 \$/MMBtu) in 2030 and 1 \$/kg (7.4 \$/MMBtu) in 2050. Costs could be 20-25% lower in countries with the best renewable and hydrogen storage resources, such as the US, Brazil, Australia, Scandinavia and the Middle East. However, the cost would be up to 50-70% higher in places like Japan and Korea that have weaker renewable resources and an unfavourable geology for storage.

Transporting and storing hydrogen needs massive infrastructure investment

Storing and moving hydrogen is challenging. Hydrogen’s low density makes it considerably harder to store than

Figure 1: Forecast global range of levelized cost of hydrogen production from large projects



Source: BloombergNEF. Note renewable hydrogen costs based on large projects with optimistic projections for capex. Natural gas prices range from \$1.1-10.3/MMBtu, coal from \$40-116/t.

tables a gran escala y podrían utilizarse para suministrar gas limpio a clientes industriales.

Almacenar hidrógeno en grandes cantidades será uno de los desafíos más importantes para una futura economía del hidrógeno. Las opciones a gran escala y de bajo coste, como las cavernas de sal, están geográficamente limitadas y el coste de usar tecnologías alternativas de almacenamiento de líquidos a menudo es mayor que el coste de producir hidrógeno.

La política y el precio del carbono son críticos

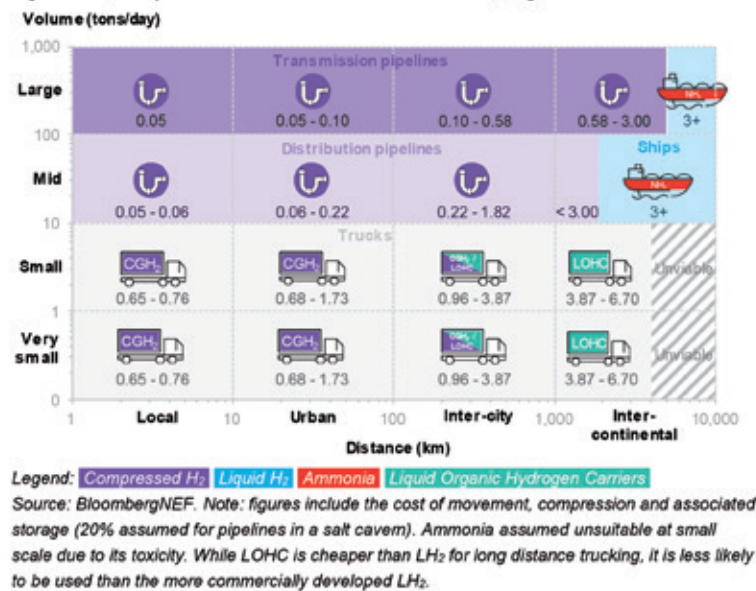
El estudio encontró que el hidrógeno puede permitir un cambio de los combustibles fósiles en muchas aplicaciones a precios sorprendentemente bajos de carbono. Por ejemplo, a 1 \$/kg, un precio del carbono de 50 \$/tCO₂ sería suficiente para cambiar a hidrógeno renovable en la fabricación de acero; 60 \$/tCO₂ para usar hidrógeno renovable para producir calor en la producción de cemento; 78 \$/tCO₂ para la síntesis de amoníaco; y 90 \$/tCO₂ para la fabricación de aluminio y vidrio.

Pero su papel en el transporte debe centrarse en camiones y barcos. El hidrógeno puede desempeñar un papel valioso en la descarbonización de camiones de larga distancia y carga pesada. Éstos podrían ser más baratos de operar utilizando pilas de combustible de hidrógeno que motores diesel para 2031. Pero la mayor parte del mercado de automóviles, autobuses y camiones ligeros parece estar preparada para adoptar propulsores eléctricos de batería, que son una solución más barata que las pilas de combustible. En opinión de BNEF, la industria de vehículos con pila de combustible también será el sector más caro de ampliar, requiriendo 105.000 M\$ en subsidios para 2030. Para los buques, el amoníaco verde a partir de hidrógeno es una opción prometedora y podría ser competitivo con el combustible pesado con un precio del carbono de 145 \$/tCO₂ en 2050.

Para que el hidrógeno gane uso, la política es crítica. La industria del hidrógeno limpio es actualmente pequeña y los costes son altos. Existe un gran potencial para que los costes caigan, pero el uso de hidrógeno debe ampliarse y crearse una red de infraestructura de suministro. Esto requiere coordinación política, marcos para la inversión privada y el despliegue de alrededor de 150.000 M\$ en subsidios durante la próxima década. Eso puede sonar desalentador, pero no es, de hecho, una tarea tan enorme: los gobiernos de todo el mundo actualmente gastan cada año más del doble en subsidios para el consumo de combustibles fósiles.

Incluso a 1 \$/kg, para que el hidrógeno compita con los combustibles fósiles baratos en sectores difíciles de reducir pueden seguir siendo necesarios precios del carbono o medidas equivalentes que pongan en valor la reducción de emisiones. Esto se debe a que el hidrógeno debe fabricarse, mientras que el gas natural, el carbón y el petróleo solo necesitan ser extraídos, por lo que es probable que siempre sea una forma de energía más cara. La menor densidad energética del hidrógeno también lo hace más caro de manejar. Pero con las políticas necesarias en vigor, podrían reducirse hasta el 34% de las emisiones de GEI de los combustibles fósiles y la industria utilizando hidrógeno, el 20% por menos de 100 \$/tCO₂.

Figure 2: H₂ transport costs based on distance and volume, \$/kg, 2019



fossil fuels and expensive to transport via road or ship. However, hydrogen flows nearly three times faster than methane through pipes, making this a cost-effective option for large-scale transport. For hydrogen to become as ubiquitous as natural gas today, a huge, coordinated programme of infrastructure upgrades

and construction would be needed. For instance, 3-4 times more storage infrastructure would need to be built at a cost of US\$637bn by 2050 to provide the same level of energy security as natural gas. However, cost-efficient large-scale options do exist and could be used to supply industrial customers with the clean gas.

Storing hydrogen in large quantities will be one of the most significant challenges for a future hydrogen economy. Low cost, large-scale options like salt caverns are geographically limited and the cost of using alternative liquid storage technologies is often greater than the cost of producing hydrogen in the first place.

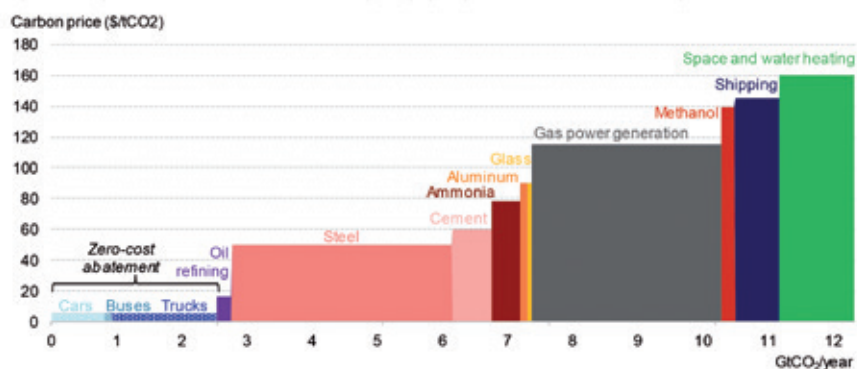
Policy and carbon price are critical

The study found that hydrogen can enable a switch away from fossil fuels in many of these applications at surprisingly low carbon prices. For example, at 1 \$/kg, a carbon price of 50 \$/tCO₂ would be enough to switch to renewable hydrogen in steel making; 60 \$/tCO₂ to use renewable hydrogen for heat in cement production; 78 \$/tCO₂ for ammonia synthesis; and 90 \$/tCO₂ for aluminium and glass manufacturing.

But its role in transport should be focused on trucks and ships. Hydrogen can play a valuable role decarbonising long-haul, heavy-payload trucks. These could be cheaper to run using hydrogen fuel cells than diesel engines by 2031. But the bulk of the car, bus and light-truck market looks set to adopt battery electric drive trains, which are a cheaper solution than fuel cells. In BNEF's view, the fuel cell vehicle industry will also be the most expensive sector to scale-up, requiring US\$105bn in subsidies to 2030. For ships, green ammonia from hydrogen is a promising option and could be competitive with heavy fuel oil with a carbon price of 145 \$/tCO₂ in 2050.

For hydrogen to gain use, policy is critical. The clean hydrogen industry is currently tiny and costs are high. There is big potential for costs to fall, but the use of hydrogen needs to be scaled-up and a network of supply infrastructure created. This needs policy coordination across government, frameworks for private investment, and the roll-out of around US\$150bn of subsidies over the next decade. That may sound daunting but it is not, in fact, such a huge task: governments around the world currently spend more than twice that every year on fossil fuel consumption subsidies.

Figure 3: Marginal abatement cost curve from using \$1/kg hydrogen for emission reductions, by sector in 2050



Source: BloombergNEF. Note: sectoral emissions based on 2018 figures, abatement costs for renewable hydrogen delivered at \$1/kg to large users, \$4/kg to road vehicles. Aluminum emissions for alumina production and aluminum recycling only. Cement emissions for process heat only. Refinery emissions from hydrogen production only. Road transport and heating demand emissions are for the segment that is unlikely to be met by electrification only, assumed to be 50% of space and water heating, 25% of light-duty vehicles, 50% of medium-duty trucks, 30% of buses and 75% of heavy-duty trucks.

Even at 1 \$/kg, carbon prices or equivalent measures that place a value on emission reductions are still likely to be needed for hydrogen to compete with cheap fossil fuels in hard-to-abate sectors. This is because hydrogen must be manufactured, whereas natural gas, coal and oil need only to be extracted, so it is likely always to be a more expensive form of energy. Hydrogen's lower energy density also makes it more expensive to handle. But if the required policy is in place, up to 34% of GHG emissions from fossil fuels and industry could be abated using hydrogen – 20% for less than 100 \$/tCO₂.

But right now, the BNEF study finds that the outlook for a hydrogen economy is still uncertain, as there is insufficient policy to support investment and to scale-up the industry. Even if that occurs, hydrogen would not be a silver bullet. Carbon prices and emission policies will still be essential to drive hydrogen use, particularly in locations with very cheap coal and gas. Despite the potential cost reductions, hydrogen must still be manufactured, so it is likely to remain a more expensive form of energy. Industry will not automatically switch to using it. In addition, a commitment to net-zero emissions will be required.

El estudio de BNEF encuentra que actualmente las perspectivas para la economía del hidrógeno aún son inciertas, ya que no hay una política suficiente para apoyar la inversión y ampliar la industria. Incluso si eso ocurre, el hidrógeno no sería una bala de plata. Los precios del carbono y las políticas de emisión seguirán siendo esenciales para impulsar el uso del hidrógeno, particularmente en lugares con carbón y gas muy baratos.

El hidrógeno podría cubrir hasta un 24% de las necesidades energéticas mundiales en 2050

Con almacenamiento geológico a gran escala, el hidrógeno podría producirse a partir de energía renovable que de otro modo se perdería, almacenarse y transportarse hasta un generador a un coste de 8-14 \$/MMBtu para 2050 en la mayoría de los lugares. Si las turbinas de gas están preparadas para usar hidrógeno, un precio de carbono de 32 \$/tCO₂ sería suficiente para impulsar el cambio de combustible de gas natural a hidrógeno, así como para generar energía limpia y despachable a un precio competitivo. La producción de hidrógeno a partir del exceso de electricidad renovable reduciría el desperdicio y ayudaría a hacer realidad un sistema eléctrico cero emisiones.

Si se implementa poco a poco una política de apoyo, BNEF estima que podrían estar en uso 187 Mt de hidrógeno para 2050, suficiente para satisfacer el 7% de las necesidades finales de energía proyectadas en un escenario donde el calentamiento global se limita a 1,5 °C. Si se aplica una política sólida e integral, se podrían utilizar 696 Mt de hidrógeno, suficiente para cubrir el 24% de la energía final en un escenario de 1,5 °C. Esto requeriría más de 11 b\$ de inversión en infraestructura de producción, almacenamiento y transporte. Las ventas anuales de hidrógeno serían de 700.000 M\$, con miles de millones más gastados también en equipos de uso final. Si todos los sectores improbables de electrificar en la economía usaran hidrógeno, la demanda podría llegar a 1.370 Mt en 2050.

Satisfacer el 24% de la demanda de energía con hidrógeno en un escenario de 1,5 °C requerirá cantidades masivas de generación adicional de electricidad renovable. En este escenario, se necesitarían alrededor de 31.320 TWh de electricidad para alimentar electrolizadores, más de lo que se produce actualmente en todo el mundo a partir de todas las fuentes. Si a esto se suman las necesidades previstas del sector eléctrico, donde las energías renovables también se expandirán masivamente para cumplir los objetivos de emisiones, y la generación total de energía renovable, excluyendo la energía hidroeléctrica, necesitaría superar los 60.000 TWh, en comparación con menos de 3.000 TWh en la actualidad.

Hydrogen could meet up to 24% of the world's energy needs by 2050

With large-scale geological storage in place, hydrogen could be produced from renewable power that would otherwise be curtailed, stored and transported back to a generator at a cost of 8-14 \$/MMBtu by 2050 in most locations. If gas turbines are hydrogen-ready, a carbon price of 32 \$/tCO₂ would be enough to drive fuel switching from natural gas to hydrogen, as well as generate clean, dispatchable power at a competitive price. Producing hydrogen from excess renewable electricity would reduce waste and help to deliver a zero-emissions electricity system.

If a supportive but piecemeal policy is in place, BNEF estimates that 187 million metric tons (MMT) of hydrogen could be in use by 2050, enough to meet 7% of projected final energy needs in a scenario where global warming is limited to 1.5°C. If a strong and comprehensive policy is in force, 696 MMT of hydrogen could be used, enough to cover 24% of final energy in a 1.5°C scenario. This would require over US\$11 trillion of investment in production, storage and transport infrastructure. Annual sales of hydrogen would be US\$700bn, with billions more also spent on end-use equipment. If all the unlikely-to-electrify sectors in the economy used hydrogen, demand could be as high as 1,370 MMT by 2050.

Meeting 24% of energy demand with hydrogen in a 1.5°C scenario will require massive amounts of additional renewable electricity generation. In this scenario, around 31,320 TWh of electricity would be needed to power electrolyzers, more than is currently produced worldwide from all sources. Add to this the projected needs of the power sector, where renewables are also likely to expand massively if deep emission targets are to be met, and total renewable energy generation excluding hydro would need to top 60,000 TWh, compared to less than 3,000 TWh today.

**¿QUÉ GRADO DE PERSONALIZACIÓN
Y FIABILIDAD DESEA QUE TENGA
SU SOLUCIÓN DE PROCESOS?**



Aerzen Ibérica S.A.U.

Calle Adaptación 15-17, 28906 Getafe (Madrid), Spain

T: +34916424450

F: +34916422903

iberica@aerzen.com

www.aerzen.com



AERZEN
EXPECT PERFORMANCE

COMPRESORES DE TORNILLO, LA SOLUCIÓN COMPLETA PARA EL PROCESADO DE BIOGÁS

MIENTRAS QUE LAS PLANTAS ENERGÉTICAS MÁS PEQUEÑAS, LAS PLANTAS SOLARES O LOS PARQUES EÓLICOS PUEDEN APAGARSE DE UNA MANERA RELATIVAMENTE SIMPLE O DESCONECTARSE POR COMPLETO DE LA RED, ESTO ES MUCHO MÁS DIFÍCIL CON LAS PLANTAS DE BIOGÁS. LOS PROCESOS BIOLÓGICOS NO PUEDEN SIMPLEMENTE DETENERSE, POR LO QUE SE REQUIERE LA MÁXIMA FIABILIDAD Y REDUNDANCIA DE LOS EQUIPOS TÉCNICOS. EN LA PLANTA DE TRATAMIENTO DE BIOGÁS DE EWE NETZ GMBH EN CLOPPENBURG, ALEMANIA, LOS COMPRESORES DE TORNILLO DE AERZEN SON ESENCIALES EN EL PROCESO DE COMPRESIÓN DEL BIOMETANO PARA SU POSTERIOR INYECCIÓN EN LA RED DE GAS.

Procesar biogás en biometano y alimentarlo a la red de gas natural representa una forma efectiva de almacenar energía producida de forma regenerativa. Sin embargo, en contraste con la generación directa de electricidad a partir de biogás en el sitio, el productor debe procesar el biogás en biometano antes de inyectarlo en la red de gas natural. El operador local de la red de gas natural es responsable de la alimentación con equipo especial. Un área funcional aquí es la precompresión, para la cual EWE NETZ GmbH utiliza compresores de tornillo de Aerzen. Este proceso se divide en dos etapas de presión. En la primera etapa de presión se utilizan conjuntos de Aerzen, y para el rango de alta presión se utilizan compresores alternativos de Neumann y Esser.

Asegurar la calidad del gas

Cada conjunto ofrece un caudal de 700 m³/h, y está certificado para esta aplicación de acuerdo con ATEX.

Hasta 700 m³ de biometano de una planta de tratamiento de biogás en el distrito de Cloppenburg, llegan cada hora a la estación de alimentación de EWE NETZ GmbH a una presión de transferencia de alrededor de 100 mbar. La compañía es responsable de las cualidades del biometano entregado, el ajuste de presión necesario y el ajuste del valor calorífico para la alimentación segura del biometano en la red de gas natural.

Deben observarse las pautas de la DVGW (Asociación Técnica y Científica Alemana para Gas y Agua). Las reglas y regulaciones especifican, entre otras cosas, el contenido de metano transferido, los valores límite de dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno y el punto de rocío del agua. Si el biometano transferido permanece dentro de los límites, la presión se aumenta de aproximadamente 100 mbar a 5 bar por medio de compresores de tornillo de Aerzen.

La red local funciona a una presión de entre 0,8 y 0,9 bar y suministra gas natural o biometano inyectado a las empresas y hogares conectados. La autoridad competente alemana estipula que cuando se inyecta biometano en la red de gas natural, se debe lograr una disponibilidad técnica de la planta de alimentación de al menos un 96%. Por



SCREW COMPRESSORS, THE COMPLETE SOLUTION FOR BIOGAS PROCESSING

WHEREAS SMALLER POWER PLANTS, SOLAR FARMS OR WIND FARMS CAN BE SHUT DOWN RELATIVELY SIMPLY OR COMPLETELY DISCONNECTED FROM THE NETWORK, THIS IS MUCH MORE DIFFICULT WITH BIOGAS PLANTS. BIOLOGICAL PROCESSES CANNOT JUST BE STOPPED, WHICH IS WHY TECHNICAL EQUIPMENT REQUIRES MAXIMUM RELIABILITY AND REDUNDANCY. AT THE EWE NETZ GMBH BIOGAS TREATMENT PLANT BIOGAS IN CLOPPENBURG, GERMANY, SCREW COMPRESSORS FROM AERZEN FORM AN ESSENTIAL PART OF THE BIOMETHANE COMPRESSION PROCESS FOR ITS SUBSEQUENT FEED INTO THE GAS NETWORK.



Processing biogas into biomethane and feeding it into the natural gas network is an effective way of storing regeneratively-produced energy. However, in contrast with the direct generation of electricity from biogas on site, the producer must process the biogas into biomethane before it can be fed into the natural gas network. The local natural gas network operator is responsible for the feed-in with special equipment. One functional area here is pre-compression, for which EWE NETZ GmbH uses screw compressors from Aerzen. This process is divided into two pressure stages. Assemblies from Aerzen are used in the first pressure stage, while for the high pressure range, reciprocating compressors from Neumann and Esser are used.

Gas quality guaranteed

Each assembly offers a flow of 700 m³/h and is certified for this application in accordance with ATEX.

Up to 700 m³ of biomethane from a biogas treatment plant in the district of Cloppenburg reach the EWE NETZ GmbH feed-in station every hour at a transfer pressure of around 100 mbar. The company is responsible for the biomethane qualities handed over, the necessary pressure adjustment and the adjustment of the calorific value for the safe feed-in of biomethane into the natural gas network.

DVGW (the German Technical and Scientific Association for Gas and Water) guidelines must be observed. Among other things, the rules and regulations specify the methane content transferred, the limit values for carbon dioxide and hydrogen sulphide, as well as the water dew point. If the transferred biomethane remains within the limits, the pressure is increased from about 100 mbar to 5 bar thanks to the Aerzen screw compressors.

The local network operates at a pressure of between 0.8 and 0.9 bar and supplies connected companies and households with natural gas or injected biomethane. The German legislative authority stipulates that when biomethane is fed into the natural gas network, the feed-in plant must achieve a technical

esta razón, EWE NETZ GmbH mantiene una operación redundante de dos ensamblajes VMX 110 idénticos de Aerzen. Cada uno de estos ofrece una capacidad de 700 m³/h. Si una máquina funciona mal, la segunda máquina se hace cargo automáticamente.

Solución aprobada

La estación de alimentación es móvil y ahorra espacio en un contenedor situado directamente al lado de la unidad de tratamiento de gas. Aerzen entregó a EWE una solución completa lista para instalar, que incluye tuberías y conexión al nivel de control.

Los paquetes de compresores de tornillo VMX de accionamiento directo, lubricados con aceite están diseñados para la compresión de biometano, biogás y otros gases mixtos de hidrocarburos. En cinco tamaños, la serie cubre flujos de volumen de hasta 2.500 m³/h en funcionamiento continuo y ofrece una sobrepresión de hasta 16 bar. Para su uso cerca de las plantas de biogás, los conjuntos están certificados de acuerdo con la directiva ATEX 2014/34 / EU y la directiva de maquinaria. La serie VMX cumple con los últimos estándares de seguridad de EN 1012-3, así como con las normas DVGW para su uso en Alemania.

Los compresores de tornillo de la planta de alimentación en el distrito de Cloppenburg están instalados en un edificio que se encuentra justo al lado de la planta de procesamiento de biogás. La unidad está diseñada como un sistema listo para conectar, que se puede poner en funcionamiento rápidamente.

Cuando se inyecta biometano en la red de gas natural, se debe observar en qué red se alimenta. La red de distribución local funciona a un máximo de 1 bar, la red de alta presión con hasta 70 bar. Mientras la red de distribución local tenga capacidad de admisión disponible, los compresores de tornillo Aerzen alimentan esta red. Si se produce un cuello de botella, se activa automáticamente la alimentación a la red de alta presión, a continuación entran en funcionamiento los compresores alternativos de Neumann y Esser.

Los compresores de tornillo Aerzen permanecen en funcionamiento y generan la presión primaria para los compresores de alta presión. Este diseño significa que los compresores alternativos solo se usan por razones energéticas cuando la red local ya no absorbe nada y se requiere una presión de alimentación de 70 bar.

Conclusión

La inyección de biometano en la red de gas natural existente mejora las posibilidades de almacenamiento de biogás y el uso de la energía generada independientemente de la ubicación de la planta de biogás. Además, es posible un desacoplamiento en el tiempo de generación y uso. Con una longitud total de 530.000 km, la infraestructura de la red de gas natural, con los almacenamientos asociados, se considera bien desarrollada en Alemania. Las soluciones completas del sistema para la compresión e inyección de gas facilitan a los operadores de red el desarrollo de nuevas ubicaciones. En España actualmente, se están construyendo dos instalaciones, con fecha de arranque en diciembre 2020.



availability of at least 96%. For this reason, EWE NETZ GmbH maintains a redundant operation of two identical VMX 110 assemblies from Aerzen. Each delivers a capacity of 700 m³/h and if one machine malfunctions, the second automatically takes over.

Approved solution

The feed-in station is mobile and saves space being located in a container situated directly next to the gas treatment unit. Aerzen delivers a complete ready-to-connect solution to EWE, which includes pipes and connections to the control level.

The oil-lubricated direct-drive VMX screw compressor packages are designed to compress biomethane, biogas and others gases mixed with hydrocarbons. In five sizes, the series covers volume flows of up to 2500 m³/h in continuous operation and delivers an overpressure of up to 16 bar. Where used in the vicinity of biogas plants, the assemblies are certified in accordance with the ATEX directive 2014/34/EU and the machinery directive. The VMX series meets the latest safety standards of EN 1012-3, as well as the DVGW regulations for use in Germany.

The screw compressors of the Cloppenburg district feed-in plant are installed in a building that is located right next to the biogas processing plant. The unit is designed as a ready-to-connect system that can be put into operation quickly.

When the biomethane is fed into the natural gas network, attention must be paid as to which network it is feeding. The local distribution network operates at a maximum of 1 bar, while the high pressure network works at up to 70 bar. As long as intake capacities are available within the local distribution network, the Aerzen screw compressors feed into this network. If a bottleneck occurs, the feed into the high-pressure network is automatically activated, at which time the reciprocating compressors from Neumann and Esser take over.

The Aerzen screw compressors remain operational and generate the primary pressure for the high-pressure compressors. This design means that the reciprocating compressors are only used for energy reasons when the local network is no longer absorbing anything and 70 bar feed pressure is required.

Conclusion

The injection of biomethane into the existing natural gas network improves biogas storage possibilities and the use of the generated energy, irrespective of the biogas plant's location. Moreover, a time-related decoupling of generation and use is possible. With a total length of 530,000 km, the infrastructure of the natural gas network with the associated caverns is considered well-developed in Germany. Complete system solutions for the compression and injection of gas make it easier for network operators to develop new locations. Two installations are currently under construction in Spain, due to come online in December 2020.

BIOGÁS_RIS3A: REVALORIZAR BIOGÁS PROCEDENTE DE RESIDUOS AGROINDUSTRIALES Y RSU

LA PREOCUPACIÓN POR EL EFECTO DE LAS ACTIVIDADES HUMANAS SOBRE LA PRESERVACIÓN DEL CLIMA, LA CRECIENTE DEMANDA ENERGÉTICA Y EL USO INTENSIVO DE COMBUSTIBLES FÓSILES MOTIVAN ESTE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN. COORDINADO POR LA FUNDACIÓN PARA EL DESARROLLO DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DEL HIDRÓGENO EN ARAGÓN Y APOYADO POR EMPRESAS COMO SAMCA (MYTA Y GRES DE ARAGÓN), ENAGÁS, MANN+HUMMEL IBÉRICA Y GRHUSA, BIOGÁS_RIS3A AFIANZA LA ESPECIALIZACIÓN EN ENERGÍAS LIMPIAS Y RENOVABLES Y PROMUEVE LA TRANSFERENCIA DE TECNOLOGÍA AL SISTEMA PRODUCTIVO.

Las limitadas reservas de combustibles fósiles obligan a los gobiernos a buscar alternativas energéticas basadas en procesos renovables, así como a cambios sistémicos en los modelos de producción y consumo. Dichas estrategias para la reducción y reaprovechamiento de desechos forman parte de lo que se denomina economía circular.

Una de las posibles vías de utilización de materias de desecho, reciclaje de dióxido de carbono y desarrollo sostenible, consiste en la revalorización de biogás como fuente de energía renovable.

El biogás es un gas combustible de características similares al gas natural aunque con menor poder calorífico. Está compuesto por metano (CH₄) y dióxido de carbono (CO₂), además de pequeñas proporciones de otros gases producidos mediante un proceso de descomposición bacteriana. Como resultado de la descomposición de estos materiales se obtiene, además del gas combustible, un fertilizante que puede aplicarse como abono de cultivo.

Una fuente energética de gran potencial

La producción de biogás a partir de residuos está en constante crecimiento, ya sea procedente de centros de tratamiento de residuos sólidos urbanos y de plantas de tratamiento de aguas residuales, o de residuos de tipo industrial, agrícola, forestal, ganadero y alimentario. El potencial del biogás como fuente energética renovable es muy significativo. A nivel regional está alineado, además, con dos de los tres sectores industriales prioritarios en Aragón: el energético y el del agua.

La utilización de biogás como fuente de energía renovable reside en su elevado contenido en metano (entre un 55 y un 70%, en función de su origen), que permite producir energía térmica mediante su uso en calderas y hornos, o energía eléctrica y térmica en motores y turbinas. Algunas tecnologías emergentes, como las basadas en pilas de combustible de óxido sólido, poseen un gran potencial, al poder ser alimentadas directamente por biogás, aunque este debe ser previamente purificado.

La producción de combustibles alternativos como resultado de la valorización energética de los residuos del biogás, es una solución tecnológica clave en el crecimiento y desarrollo sostenible de la sociedad actual. A corto plazo, sería posible producir biometano a partir de biogás, que podría inyectarse en la red de gas natural o utilizarse directamente como combustible. A medio o largo plazo, la producción de hidrógeno a partir de biogás permitiría disponer de un vector energético clave en los sectores de la movilidad y la industria química.

BIOGAS_RIS3A: ADDING VALUE TO BIOGAS FROM AGRO-INDUSTRIAL WASTE AND MSW

CONCERN REGARDING THE EFFECT OF HUMAN ACTIVITIES ON CLIMATE PRESERVATION, GROWING ENERGY DEMAND AND INTENSIVE USE OF FOSSIL FUELS PROVIDED THE DRIVERS FOR THIS RESEARCH PROJECT. COORDINATED BY THE FUNDACIÓN PARA EL DESARROLLO DE LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS DEL HIDRÓGENO EN ARAGÓN (FOUNDATION FOR THE DEVELOPMENT OF NEW HYDROGEN TECHNOLOGIES IN ARAGON), WITH THE SUPPORT OF COMPANIES SUCH AS SAMCA (MYTA Y GRES DE ARAGÓN), ENAGÁS, MANN+HUMMEL IBÉRICA AND GRHUSA, BIOGAS_RIS3A CONSOLIDATES SPECIALISATION IN CLEAN, RENEWABLE ENERGIES AND PROMOTES TECHNOLOGY TRANSFER TO THE PRODUCTION SYSTEM.

Limited fossil fuel reserves have forced governments to seek energy alternatives based on renewable processes, as well as systemic changes in production and consumption models. Strategies to reduce and reuse waste form part of what is called the circular economy.

One potential way of reusing waste material, recycling carbon dioxide and promoting sustainable development lies in adding value to biogas as a source of renewable energy.

Biogas is a combustible gas with similar characteristics to natural gas, albeit with a lower calorific value. It is composed of methane (CH₄) and carbon dioxide (CO₂), in addition to small proportions of other gases and is produced by means of a bacterial decomposition process. The decomposition of these materials gives rise to a combustible gas as well as a fertiliser that can be used in crop farming.

An energy source of great potential

Biogas production from waste is growing constantly, be it waste from municipal solid waste treatment facilities and wastewater treatment plants, or industrial, farm, forest, livestock and food waste. Biogas has very significant potential as a source of renewable energy. It is also aligned with two of the three priority industrial sectors in the region of Aragón: the energy and water sectors.

The utility of biogas as a source of renewable energy resides in its high methane content (between 55% and 70%, depending on its origin), which enables thermal energy production through use in boilers and kilns, or the generation of electrical energy in engines and turbines. Some emerging technologies, such as those based on solid oxide fuel cells, have great potential because they can be directly powered by biogas, although the biogas must undergo prior purification.

The production of alternative fuels through energy recovery from biogas is a key technological solution in terms of the growth and sustainable development of current society. In the short term, it will be possible to produce biomethane from biogas for injection into the natural gas network or for direct use as fuel. In the medium and long term, the production of hydrogen from biogas will enable a key energy vector in the mobility sector and the chemical industry.



Banco de metanación instalado en el centro I3A | Methanation test bed installed at the I3A centre

Detalle del banco de limpieza de biogás instalado en la FHA
Detailed image of biogas cleaning testbed installed at the FHA



La valorización energética del biogás, además de asegurar la eficiencia de recursos, abre nuevos modelos de negocio que permiten obtener un beneficio económico adicional; por ejemplo, al reducir los costes de explotación del resto de instalaciones.

¿Cómo desarrollar un método de aprovechamiento energético de los residuos urbanos?

Una de las alternativas para alcanzar los objetivos de economía circular y desarrollar un método de aprovechamiento energético de los residuos urbanos, pasa por la explotación del biogás como fuente energética o materia prima de otros procesos. Captar biogás en plantas de compostaje y vertederos evitaría olores, así como la liberación a la atmósfera de gas metano, 30 veces más nocivo que el CO₂ respecto a su potencial de calentamiento global según indicadores del *Global Warning Potential*.

Se calcula que en los vertederos de la Unión Europea se podría obtener energía suficiente para abastecer a casi 10 millones de personas en el año 2030. Esto es, aproximadamente, el consumo energético de los hogares de dos ciudades del tamaño de Barcelona.

El uso de este biogás reduciría las emisiones de CO₂ procedentes de residuos y permitiría disponer de un recurso energético local, además del ahorro de costes en la importación de combustibles fósiles.

El biogás presenta elevadas concentraciones de contaminantes, variables según su origen (lodos de depuradora, estiércol, residuos agrícolas y ganaderos, vertederos, aguas residuales, subproductos carbonatados de la industria, etc.) y que impiden su aprovechamiento directo si no son eliminados previamente.

La purificación y acondicionamiento del biogás se presenta como etapa clave previa a su valorización posterior. Esta consistirá en su combustión directa en procesos industriales para producir calor y electricidad, su aplicación en pilas de combustible sólido (electricidad), o su reformado para la producción de combustibles alternativos como el hidrógeno. Una última alternativa consiste en la producción de gas natural sintético y posterior inyección en la red de gas natural existente, que actúa tanto como sistema de distribución como de almacenamiento temporal.

Además de las mencionadas impurezas, el alto contenido en CO₂ en el biogás (entre un 30 y un 50%) hace que su aprovechamiento térmico sea deficiente. Por ello, la transformación óptima del biogás en gas natural sintético consiste en transformar este CO₂ en metano a través de una reacción con hidrógeno de origen renovable.

Nuevos materiales para mejorar la eficiencia

Para que los procesos mencionados sean competitivos en el mercado energético actual, es fundamental diseñar nuevos tipos de reac-

Apart from ensuring resource efficiency, energy recovery from biogas paves the way for new business models that can provide additional economic benefits, for example, by reducing the operating costs of other installations.

How to develop a method to avail of the energy in municipal waste

One way of achieving the goals of the circular economy and developing a method to avail of the energy in municipal waste revolves around the use of biogas as a source of energy or raw material for other processes. Capturing biogas at composting plants and landfills prevents foul odours and the release of methane into the atmosphere. Methane is 30 times more noxious than CO₂, according to Global Warming Potential indicators.

It is calculated that enough energy could be obtained from EU landfills to supply almost 10 million people by 2030. In other words, the energy requirements of two cities of around the size of Barcelona.

The use of this biogas would reduce CO₂ emissions from waste and facilitate the availability of a local energy source. Moreover, it would give rise to savings in the importation costs associated with fossil fuels.

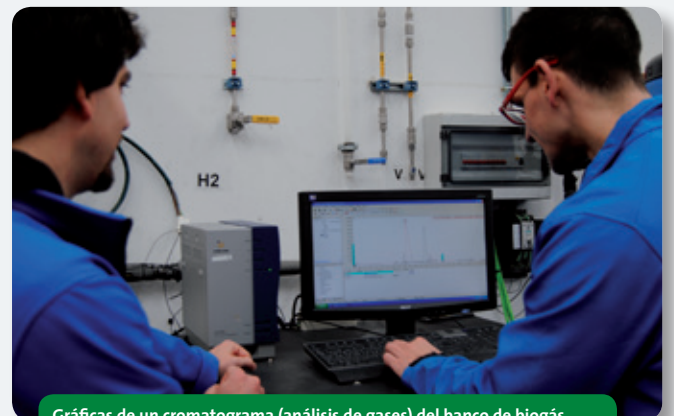
Biogas has high pollutant concentrations, which vary depending on its origin (WWTP sludge, manure, crop farming waste, livestock waste, landfills, wastewater, carbonated by-products from industry, etc.) and prevent it from being used directly unless the pollutants are removed beforehand.

Biogas purification and conditioning represents a key stage prior to its recovery in the form of energy. This consists of direct combustion in industrial processes to produce heat and electricity, application in solid oxide fuel cells (electricity), and biogas reforming for the production of alternative fuels such as hydrogen. A final alternative is the production of synthetic natural gas for subsequent injection into the existing natural gas network, with the network acting as both a distribution system and a temporary storage system.

In addition to the aforementioned impurities, the high CO₂ content of biogas (between 30% and 50%) hinders its use for thermal energy. Therefore, the optimal transformation of biogas into synthetic natural gas requires the conversion of this CO₂ into methane by means of a reaction with hydrogen from a renewable source.

New materials to improve efficiency

In order to make the aforementioned processes competitive in the current energy market, it is vitally important to design new types of reactors and catalysers to improve the efficiency of these processes, as well as to reduce the frequency of the replacement



Gráficas de un cromatograma (análisis de gases) del banco de biogás instalado en la FHA | Chromatogram (gas analysis) graphs from the biogas testbed installed at the FHA.

tores y catalizadores que permitan mejorar la eficiencia de los procesos, así como reducir la frecuencia de sustitución de los materiales por deterioro. Se requiere la optimización de los procesos involucrados, tanto en eficiencia como en costes, desde el acondicionamiento del propio biogás hasta la innovación en el proceso de conversión a biometano.



Banco de limpieza de biogás instalado en la FHA | Biogas cleaning testbed installed at the FHA

Para hacer frente a este desafío, el proyecto BIOGAS RIS3A propone el desarrollo de nuevos materiales estructurados, con excelentes propiedades catalítico-absorbentes, capaces de actuar como “retenedor” o filtro de impurezas y catalizador en el proceso de metanización del CO₂.

Así, los nuevos materiales, de bajo coste, innovarán en la tecnología de procesos de acondicionamiento del biogás como paso previo a su utilización en turbinas y los metanizadores catalíticos avanzados para la producción de gas natural sintético (biometano) a partir de biogás e hidrógeno electrolítico.

El objetivo principal del proyecto reside en innovar en los procesos de limpieza y conversión como aspectos clave para la revalorización de biogás procedente de residuos, favoreciendo una mayor integración de energías renovables de diversa naturaleza. Para ello el investigador de ARAID en el Instituto de Ciencia de Materiales de Aragón (ICMA), J. Gurauskis, experto en manufactura avanzada, ha desarrollado nuevos materiales estructurados, que permitirán maximizar la limpieza efectiva de contaminantes y el proceso catalítico de metanización del dióxido de carbono contenido en el biogás.

Mediante la innovación en el desarrollo de materiales avanzados de bajo coste, se mejora la eficiencia y el coste en el proceso de limpieza previo a la obtención de un biogás de elevada calidad. Dichos ensayos de adsorbentes innovadores se lideran desde el equipo de la Fundación Hidrógeno Aragón (FHA) a cargo de la investigadora de ARAID en la Fundación Hidrógeno Aragón, V. Gil y gracias a la implementación de un banco de ensayos con un sistema de mezclado de gases capaz de simular distintas concentraciones de biogás con presencia de impurezas según su origen. La optimización de las condiciones de operación del proceso de metanización está a cargo del Grupo de catálisis, separaciones moleculares e ingeniería de reactores (CREG) del Instituto de Investigación en Ingeniería de Aragón (I3A) de la Universidad de Zaragoza.

El proyecto BIOGAS_RIS3A, cuyas conclusiones se publicarán a finales de este año, está financiado por la convocatoria de proyectos de I+D+i del Gobierno de Aragón en líneas prioritarias de la Estrategia de Especialización Inteligente (RIS3) y de proyectos de carácter multidisciplinar. Además de la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, el Instituto de Ciencia de Materiales de Aragón y el Instituto de Investigación en Ingeniería de Aragón, participan empresas como SAMCA (Myta y Gres de Aragón), Enagás, Mann+Hummel Ibérica y Gestión de Residuos Huesca (GRHUSA).

of materials due to deterioration. The processes involved must be optimised in terms of both efficiency and costs, from the conditioning of the biogas itself through to innovation in the biomethane conversion process.

To address this challenge, the BIOGAS_RIS3A project proposes the development of new structured materials with excellent catalytic/absorbent qualities capable of acting as a “retainer” or filter of impurities and a catalyser in the CO₂ methanation process.

Thus, the new, low-cost materials will provide innovation in the technology of biogas conditioning processes, as a preliminary step prior to its use in turbines, and advanced catalytic methanizers for the production of synthetic natural gas (biomethane) from biogas and electrolytic hydrogen.

The main objective of the project is innovation in the cleaning and conversion processes as key factors in adding value to biogas from waste, thereby facilitating greater integration of renewable energies of a diverse nature. For this purpose, J. Gurauskis, the Fundación Agencia Aragonesa para la Investigación y el Desarrollo (Aragonese Foundation for Research & Development - ARAID) researcher at the Instituto de Ciencia de Materiales de Aragón (Aragon Institute of Materials Science - ICMA), an expert in advanced manufacturing, has developed new structured materials that enable optimisation of the effective cleaning of pollutants and optimisation of the catalytic process for the methanation of the carbon dioxide contained in biogas.

Through innovation in the development of advanced, low-cost materials, improvements in efficiency and costs are achieved in the cleaning process prior to obtaining high-quality biogas. The testing of innovative absorbers is led by the Fundación Hidrógeno Aragón (Aragon Hydrogen Foundation - FHA) team, headed by ARAID researcher V. Gil, and features the implementation of a testbed with a gas mixing system capable of simulating biogases with different concentrations of impurities depending on their origin. The catalysis, molecular separation and reactor engineering team (CREG) at the Instituto de Investigación en Ingeniería de Aragón (Aragon Institute for Engineering Research - I3A) of the University of Zaragoza is responsible for the optimisation of operating conditions for the methanation process.

The conclusions of the BIOGAS_RIS3A project will be published at the end of this year. The project is funded by the Aragon Regional Government's call for R&D&i projects in the priority research lines of the Intelligent Specialisation Strategy (RIS3) and the call for multidisciplinary projects. The project consortium is composed of the Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, the Instituto de Ciencia de Materiales de Aragón and the Instituto de Investigación en Ingeniería de Aragón, in addition to private enterprises such as SAMCA (Myta y Gres de Aragón), Enagás, Mann+Hummel Ibérica and Gestión de Residuos Huesca (GRHUSA).

J. Gurauskis^{1,2}, J. A. Peña³, J. Herguido³, A. Sanz-Martínez³, J. Sánchez-Laínez⁴, R. Pérez⁴, V. Gil^{1,4}

¹Fundación Agencia Aragonesa para la Investigación y el Desarrollo (ARAID), Zaragoza

²Instituto de Ciencia de Materiales de Aragón, CSIC, Zaragoza

³Instituto de Investigación en Ingeniería de Aragón (I3A), Universidad de Zaragoza

⁴Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón, Huesca

Dando energía a tu futuro

En Redexis estamos comprometidos con el desarrollo económico, la eficiencia energética y el respeto al medioambiente.

Nos dedicamos a la construcción y operación de modernas redes de transporte y distribución de gas natural, **capaces de impulsar una energía limpia, eficiente y sostenible.**

El gas natural es una energía que genera ahorros y confort a las familias y dota de competitividad a negocios e industrias.

Descubre hoy todo lo que ganas con el gas natural,
llama a Redexis: **900 922 209**
www.redexis.es

Redexis 

CIELOS LIMPIOS, CALIDAD DE VIDA: DESARROLLANDO LA INFRAESTRUCTURA DE GNV PARA UNA MOVILIDAD MÁS SOSTENIBLE

UNA DE LAS CONSECUENCIAS MÁS INMEDIATAS DE LAS MEDIDAS DE CONFINAMIENTO Y RESTRICCIÓN DE LAS ACTIVIDADES ECONÓMICAS POR LA PANDEMIA DEL COVID-19, FUE UN DESCENSO BRUSCO DE LAS EMISIONES DE CO₂ Y OTROS GASES CONTAMINANTES EN GRANDES NÚCLEOS URBANOS DE TODO EL MUNDO. IMÁGENES TOMADAS POR SATÉLITES COMPARANDO EL ANTES Y EL DESPUÉS EN GRANDES CIUDADES DE ASIA Y EUROPA APARECÍAN EN LOS PRINCIPALES INFORMATIVOS Y RECORRÍAN LAS REDES SOCIALES, DANDO BUENA CUENTA DE LA GRAVEDAD DE LA SITUACIÓN. LA INTERRUPCIÓN DE LA MOVILIDAD Y DEL TRANSPORTE SUPUSO UNA CAÍDA DRÁSTICA DE LAS EMISIONES QUE RESULTÓ ESPECIALMENTE RELEVANTE EN LAS GRANDES CIUDADES, VOLVIENDO A PONER DE MANIFIESTO QUE ESTAS ACTIVIDADES CONSTITUYEN UNO DE LOS PRINCIPALES FOCOS DE EMISIONES CONTAMINANTES A NIVEL GLOBAL.

El transporte sigue dominado por los combustibles derivados del petróleo, que resultan altamente contaminantes; un problema al que en ciertos países, como España, hay que sumar el envejecimiento de un parque automovilístico incapaz de renovarse a la velocidad que el reto del cambio climático exige. Como compañía de infraestructuras energéticas, Redexis es consciente de que el futuro del transporte pasa por el desarrollo de nuevos modelos de movilidad más sostenibles y bajos en emisiones que, en lugar de suponer un deterioro de la calidad del aire, contribuyan a generar una mayor calidad de vida para todos.

El gas natural es uno de los combustibles convencionales con menores emisiones de efecto invernadero, gases contaminantes y partículas. El desarrollo del Gas Natural Vehicular (GNV) y de sus dos variantes principales, el Gas Natural Comprimido (GNC) como combustible para vehículos turismos y pequeños transportes industriales y el Gas Natural Licuado (GNL) para vehículos pesados y grandes buques de transporte, constituye toda una oportunidad para desplazar a los combustibles derivados del petróleo gracias a sus ventajas económicas y sus importantes rebajas de emisiones.

En el plano económico, el GNV como combustible para vehículos ligeros y pesados supone ahorros del 30% en coste por kilómetro frente al diésel y del 50% frente a la gasolina. Respecto a las emisiones contaminantes, además de reducir considerablemente las de CO₂ respecto a la gasolina y al diésel, elimina también la emisión de partículas y óxidos de azufre. Los vehículos de GNV actuales disponen además de una gran autonomía: pueden recorrer hasta 1.300 km sin necesidad de repostar, gracias a su doble depósito de gas y gasolina. Con un depósito, se pueden recorrer más de 550 km por unos 375 con un diésel y unos 275 con uno de gasolina.

El desarrollo actual de los vehículos de GNV les confiere más autonomía y misma seguridad y potencia que otros motores de combustión. A todas estas ventajas se suma el hecho de ser competitivos en coste, pues se benefician de descuentos o bonificaciones en el impuesto de circulación, pueden circular en escenarios de alta contaminación gracias a que cuentan con la tarjeta ECO de la Dirección General de Tráfico (DGT), y gozan de subvenciones significativas para su compra tanto en el Programa de Renovación del Parque de Automóviles como en el Plan MOVES.

CLEAN SKIES, QUALITY OF LIFE: DEVELOPING THE VNG INFRASTRUCTURE FOR A MORE SUSTAINABLE MOBILITY

ONE OF THE MOST IMMEDIATE CONSEQUENCES OF THE MEASURES TO LOCKDOWN AND RESTRICT ECONOMIC ACTIVITIES DUE TO THE COVID-19 PANDEMIC WAS A SHARP DROP IN CO₂ AND OTHER CONTAMINANT GAS EMISSIONS IN THE MAJOR CONURBATIONS WORLDWIDE. SATELLITE IMAGES COMPARING THE BEFORE AND AFTER IN MAJOR ASIAN AND EUROPEAN CITIES APPEARED ON THE LEADING NEWS NETWORKS AND ALL OVER SOCIAL MEDIA, CLEARLY ILLUSTRATING THE GRAVITY OF THE SITUATION. THE INTERRUPTION TO MOBILITY AND TRANSPORT REPRESENTED A DRASTIC FALL IN EMISSIONS WHOSE EFFECT WAS PARTICULARLY RELEVANT IN THE LARGE CITIES, ONCE AGAIN DEMONSTRATING THAT THESE ACTIVITIES CONSTITUTE ONE OF THE MAIN FOCUSES OF CONTAMINANT EMISSIONS AT GLOBAL LEVEL.

Transport remains dominated by oil-derivative fuels that are highly pollutant; a problem to which certain countries, including Spain, must add an ageing vehicle stock incapable of being renewed at the speed required by the climate change challenge. As an energy infrastructure company, Redexis is aware that the future of transport is shifting towards the development of new, low-emission and more sustainable mobility models which, rather than representing a deterioration in air quality, will help generate a better quality of life for all.

Natural gas is one of the conventional fuels with the lowest greenhouse gas emissions, contaminant gases and particulate matter. The development of Vehicular Natural Gas (VNG) and its two main variants, Compressed Natural Gas (CNG) as a fuel for private cars and small industrial transport; and Liquefied Natural Gas (LNG) for heavy vehicles and large tankers, represents an opportunity to replace oil-derivative fuels, thanks to their economic advantages and their significant emissions reduction.

At an economic level, VNG as a fuel for light and heavy vehicles represents savings of 30% on the per kilometre cost, compared to diesel and 50% compared to petrol. As regards contaminant emissions, in addition to significantly reducing CO₂ emissions compared to petrol and diesel, it also eliminates the emission of particulates and sulphur oxides. Current VNG vehicles also come





Los vehículos propulsados con este combustible son aptos para cualquier tipo de movilidad, motivo por el que han duplicado sus ventas en España el año pasado y se sitúan ya como una alternativa a los vehículos híbridos, a los híbridos enchufables y a los eléctricos. Según un informe de Gasnam, España ha pasado de contar con 8.400 vehículos en 2017 a 14.200 en 2018 y más de 21.000 en octubre de 2019, mes en el que se alcanzó un aumento del número de matriculaciones de turismos de GNC del 466% respecto al mismo mes del año anterior.

Para hacer frente al avance de la demanda de estos vehículos, Redexis continúa su firme y decidida apuesta para construir una infraestructura de gasineras a nivel nacional moderna y en constante expansión. El pasado mes de marzo, en la localidad murciana de Puerto Lumbreras, la compañía puso en funcionamiento la primera de las 80 estaciones de repostaje de gas que construirá en el periodo 2019-2023, con una inversión de 60 M€, en el marco de su alianza con Cepsa para crear la mayor red de gasineras de España. Estaciones de repostaje con depósitos de GNL y GNC que cubrirán todos los corredores de transporte que se extienden a lo largo y ancho de la geografía peninsular: el cantábrico, el mediterráneo, la ruta de la plata o el que une Andalucía con Madrid y Zaragoza y se extiende hasta la frontera por Irún o la Junquera.

Redexis también ha alcanzado acuerdos con importantes fabricantes de automóviles, como FIAT, para promover la venta de vehículos de GNC y compartir información sobre la demanda de este tipo de vehículos, con el objetivo último de promover la instalación de nuevos puntos de carga con acceso público en aquellas zonas que se consideren de especial relevancia.

A nivel nacional, Redexis prevé contar con más de 100 gasineras en los próximos dos años. El acuerdo más reciente que se ha alcanzado en esta dirección ha sido con la compañía Orthem, para la construcción de una nueva red de siete estaciones de repostaje de GNV que abastecerán a la flota de ambulancias del Servicio Murciano de Salud y también a vehículos de particulares. Además, en España ya utilizan el GNV a través de Redexis, la flota municipal encargada de la recogida de residuos y limpieza en Palma de Mallorca -Emaya-, la flota de Valoriza Servicios Medioambientales en Ibiza, la flota de autobuses de la Empresa Municipal de Transportes de Palma -EMT- y la flota de la empresa de recogida de limpieza de El Puerto de Santa María.

Pero el GNV no es la única apuesta de Redexis por una movilidad limpia. Otro de los grandes combustibles del futuro en el ámbito del transporte es el hidrógeno, un combustible 100% limpio que puede ser generado a partir de fuentes renovables y cuya única emisión es

with a high level of autonomy: they can travel up to 1,300 km with no need to refuel, thanks to their dual gas and petrol tank. With one tank, they can travel over 550 km: some 375 km on diesel and 275 km on a tank of petrol.

The current development of VNG vehicles gives them more autonomy and the same safety and output as other combustion engines. To all these advantages is added the fact of being cost-competitive, as owners can benefit from discounts or bonuses as regards the road tax; they can drive through high pollution zones, thanks to the fact they have the ECO card from the Directorate-General for Traffic (DGT); as well

as take advantage of considerable subsidies for their purchase, under both the Automobile Stock Renewal Programme and the MOVES Plan.

Vehicles propelled by this fuel are suited to any type of mobility, the reason why Spain has doubled its sales last year, to position themselves as an alternative to hybrids, plug-in hybrids and pure electric vehicles. According to a report from Gasnam, Spain went from producing 8,400 vehicles in 2017 to 14,200 in 2018 and over 21,000 in October 2019, the month in which the number of new CNG car registrations achieved an increase of 466% over the same month last year.

To address the advance in demand for these vehicles, Redexis remains firmly committed to constructing a modern gas refuelling station network at national level that will be in constant expansion. Last March, in the Murcia town of Puerto Lumbreras, the company put the first of the 80 gas refuelling stations to be built over the period 2019-2023 into operation. With an investment of €60m, the project forms part of the partnership with Cepsa to create the largest gas refuelling station network in Spain. Refuelling stations with LNG and CNG tanks will cover every transport corridor that extends the length and breadth of mainland Spain: the Cantabrian, the Mediterranean, the Silver Route and the corridor that links Andalusia with Madrid and Zaragoza and extends as far as the French border through Irún and La Junquera.

Redexis has also entered into agreements with the major automakers, such as FIAT, to promote the sale of CNG vehicles and share information regarding demand for this type of vehicles, with the ultimate aim of fostering the installation of new public access charging points in those areas deemed to be of special importance.

At national level, Redexis aims to have more than gas refuelling stations in the next two years. The latest agreement to have been signed in this respect has been with the company Orthem to construct a new network of seven VNG refuelling stations that will supply the ambulance fleet of the Murcia Health Service in addition to private cars. VNG via Redexis is already being used by the municipal fleet of Emaya, which is responsible for cleaning and waste collection in Palma de Mallorca; the Valoriza Servicios Medioambientales fleet in Ibiza; the bus fleet belonging to the Palma municipal transport company, EMT; and the cleaning and waste collection fleet in El Puerto de Santa María.

But VNG is not the only commitment by Redexis to clean mobility. Another big fuel of the future in the field of transport is hydrogen,

vapor de agua. Este hidrógeno, a su vez, puede inyectarse a través de los actuales gasoductos que conducen el gas natural, aprovechando la infraestructura gasista ya existente. En la actualidad, el hidrógeno como vector energético en automoción tiene su principal aplicación a través de las pilas de combustible, que permiten generar electricidad en el propio vehículo de manera eficiente y fiable. En este sentido, Redexis está desarrollando un proyecto pionero en cuanto a la implantación de la pila de combustible de hidrógeno en España mediante su integración en una Estación de Regulación y Medida (ERM) del gasoducto Bárboles-Sobradiel, en Zaragoza, analizando su viabilidad como paso previo a su implementación general en las instalaciones de transporte y distribución de gas de Redexis.

Pese a ser todavía una fuente de energía en desarrollo tanto en España como en el resto de Europa, Redexis se ha comprometido a invertir más de 60 M€ en proyectos relacionados con el gas renovable y el hidrógeno para el horizonte 2025, impulsando el uso del hidrógeno como combustible enfocado a un modelo de transporte libre de emisiones. La transición energética implicará una ineludible transformación del transporte, que hará necesario el uso y la complementación de todas las alternativas sostenibles. Es ahí donde los combustibles como el GNV y el hidrógeno encuentran un importante margen de crecimiento y una valiosa capacidad de contribuir al cuidado del medio ambiente y la calidad de vida.

a 100% clean fuel that can be generated from renewable sources and whose only emission is water vapour. This hydrogen, in turn, can be injected via the existing gas pipelines that channel natural gas, making use of the current gas infrastructure. Today, the main application of hydrogen as an energy vector in the automotive sector is through fuel cells that are able to efficiently and reliably generate electricity within the vehicle itself. In this regard, Redexis is developing a pioneering project as regards the deployment of the hydrogen fuel cell in Spain through its integration into a Regulating and Metering Station for the Bárboles-Sobradiel gas pipeline in Zaragoza. The project will analyse its feasibility as a step prior to its widespread roll-out into the Redexis gas transport and distribution installations.

Despite this being an energy source that is still under development in both Spain and in the rest of Europe, Redexis has committed to investing over €60m in projects relating to renewable gas and hydrogen to 2025, promoting the use of hydrogen as a fuel focused on emissions-free transport. The energy transition involves an inescapable transformation of transport that will make the use and complementarity of every sustainable alternative necessary. And this is where fuels such as VNG and hydrogen find a significant margin for growth and a valuable capacity to help improve the environment and quality of life.



EL GAS BAJO EN CARBONO, CLAVE PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS CLIMÁTICOS DEL TRANSPORTE

EN UN CONTEXTO EN EL QUE EL PACTO VERDE EUROPEO SE POSICIONA COMO NÚCLEO DEL PLAN DE RECUPERACIÓN DE LA CRISIS DEL COVID-19, EL USO COMO COMBUSTIBLE DEL GAS BAJO EN CARBONO SERÁ DETERMINANTE PARA ALCANZAR LOS ANSIADOS OBJETIVOS CLIMÁTICOS.

La electromovilidad o el uso directo de energía eléctrica a través de baterías, sin duda, tendrá un gran protagonismo en el futuro. Sin embargo, es muy probable que no sea la respuesta para el transporte pesado de larga distancia, el transporte marítimo o aéreo.

Los gases renovables, como el biometano originado a partir de residuos orgánicos, o el hidrógeno y el gas sintético producidos con electricidad renovable jugarán un papel relevante en el camino hacia la descarbonización de estos sectores.

¿Qué es el BioGNC / BioGNL, SNG, H₂ Verde, H₂ Azul?

Biometano (BioGNC / BioGNL): gas 100% renovable, originado a partir de residuos biológicos, lodos de aguas residuales o residuos orgánicos domésticos e industriales, que contribuye al desarrollo de la economía circular como alternativa sostenible al tratamiento de residuos. Puede ser inyectado en red o empleado directamente como combustible en vehículos de GNC y GNL. Tiene la ventaja de ser totalmente intercambiable cono en gran parte neutro en carbono puede comenzar desde hoy, aportando redroviarias no electrificadas, aproximadamente el 37% de la red ferroviaria. El GNL es una tecnología viable para sustituir las locomotoras diésel en esta red de transporte. Además, la posibilidad de incluir mezclas de hidrógeno con gas natural, puede ser un primer paso hacia la descarbonización completa del sector ferroviario.

Todo esto se analizará en Green Gas Mobility Online Event, el congreso que Gasnam organiza los días 22, 23 y 24 de septiembre, donde se dará respuesta a los retos a los que se enfrenta el transporte en la actualidad en más de 50 conferencias, reuniones B2B, y una gran exposición virtual.

El sector de la energía y el transporte se unen para analizar las posibilidades que ofrecen los gases renovables en un encuentro de tres días de duración que se celebrará en formato *online*, reduciendo la huella de carbono y eliminando barreras geográficas.

LOW CARBON GAS, KEY TO ACHIEVING TRANSPORT CLIMATE OBJECTIVES

IN A CONTEXT IN WHICH THE EUROPEAN GREEN DEAL IS POSITIONED AT THE HEART OF THE COVID-19 CRISIS RECOVERY PLAN, THE USE OF LOW CARBON GAS AS A FUEL WILL BE A DETERMINING FACTOR FOR ACHIEVING THE LONG-DESIRED CLIMATE OBJECTIVES.

E-mobility and the direct use of electrical power through batteries will undoubtedly play a central role in the future. However, it is highly likely that this will not be the answer for heavy-duty long-distance road, maritime and air transport.

Renewable gases, such as biomethane originating from organic waste, as well as hydrogen and synthetic gas produced from renewable electricity, will play an important role on the way towards decarbonising these sectors.

What are BioCNG/BioLNG, SNG, Green H₂, Blue H₂?

Biomethane (BioCNG/BioLNG): a 100% renewable gas, originating from biological waste, sludge from wastewater treatment plants and domestic/industrial organic waste, which helps to develop the circular economy as a sustainableNG and LNG vehicles with no need to change the engines or the fuel logistics infrastructure. In this way, the transition of a fossil world to an environment which is largely carbon-neutral can start now and achieve immediate emissions reductions.

The truck or ship propelled by CNG or LNG will enable renewable energy to penetrate modes of transport that, as of today, do not have a competitive and scalable alternative for decarbonisation. The use of biomet

All of this will be analysed at the Green Gas Mobility Online Event, a conference organised by Gasnam, that will take place on 22, 23 and 24 September. It sets out to respond to the challenges currently facing transport, through more than 50 discussion groups, B2B meetings and a major virtual exhibition.

The transport and energy sectors will come together to examine the possibilities offered by renewable gases at a three-day meeting to be held online, thereby reducing the carbon footprint and eliminating geographical barriers.

GASNAM

green gas

MOBILITY
ONLINE EVENT
22, 23, 24 SEP.



WWW.GREENGASMOBILITYSUMMIT.COM

EL GAS BAJO EN CARBONO, CLAVE PARA ALCANZAR LOS OBJETIVOS CLIMÁTICOS DEL TRANSPORTE

EN UN CONTEXTO EN EL QUE EL PACTO VERDE EUROPEO SE POSICIONA COMO NÚCLEO DEL PLAN DE RECUPERACIÓN DE LA CRISIS DEL COVID-19, EL USO COMO COMBUSTIBLE DEL GAS BAJO EN CARBONO SERÁ DETERMINANTE PARA ALCANZAR LOS ANSIADOS OBJETIVOS CLIMÁTICOS.

La electromovilidad o el uso directo de energía eléctrica a través de baterías, sin duda, tendrá un gran protagonismo en el futuro. Sin embargo, es muy probable que no sea la respuesta para el transporte pesado de larga distancia, el transporte marítimo o aéreo.

Los gases renovables, como el biometano originado a partir de residuos orgánicos, o el hidrógeno y el gas sintético producidos con electricidad renovable jugarán un papel relevante en el camino hacia la descarbonización de estos sectores.

¿Qué es el BioGNC / BioGNL, SNG, H₂ Verde, H₂ Azul?

Biometano (BioGNC / BioGNL): gas 100% renovable, originado a partir de residuos biológicos, lodos de aguas residuales o residuos orgánicos domésticos e industriales, que contribuye al desarrollo de la economía circular como alternativa sostenible al tratamiento de residuos. Puede ser inyectado en red o empleado directamente como combustible en vehículos de GNC y GNL. Tiene la ventaja de ser totalmente intercambiable con el gas natural, por lo que su inyección en la red de gas natural (más de 87.000 km) permite su fácil distribución, así como la posibilidad de ser suministrado en las estaciones de servicio que actualmente suministran gas convencional.

Gas sintético (SNG): se refiere a la conversión de la electricidad renovable en combustibles sintéticos. Este gas natural sintético, gracias a su transformación, puede ser almacenado e introducido en la red gasista cuando se precise. El excedente eléctrico de fuentes como la energía eólica y solar o la biomasa se convierte, y almacena después, en hidrógeno, que se obtiene de la electrólisis del agua: un proceso químico que separa sus dos componentes (hidrógeno y oxígeno). En una segunda fase, ese hidrógeno sirve para producir metano a partir de CO₂. Como resultado final tenemos un gas natural sintético (SNG por sus siglas en inglés).

Hidrógeno. El hidrógeno puede ser inyectado en un determinado porcentaje en la red de gas para emplearse en los actuales motores de combustión o bien ser usado directamente en un vehículo de pila de combustible. Según el método de producción del hidrógeno, puede ser:

- Hidrógeno azul: producido a partir del reformado de vapor de gas natural, pero siguiendo un proceso de captura de ese CO₂, de tal forma que se considera de baja emisión de carbono.



LOW CARBON GAS, KEY TO ACHIEVING TRANSPORT CLIMATE OBJECTIVES

IN A CONTEXT IN WHICH THE EUROPEAN GREEN DEAL IS POSITIONED AT THE HEART OF THE COVID-19 CRISIS RECOVERY PLAN, THE USE OF LOW CARBON GAS AS A FUEL WILL BE A DETERMINING FACTOR FOR ACHIEVING THE LONG-DESIRED CLIMATE OBJECTIVES.

E-mobility and the direct use of electrical power through batteries will undoubtedly play a central role in the future. However, it is highly likely that this will not be the answer for heavy-duty long-distance road, maritime and air transport.

Renewable gases, such as biomethane originating from organic waste, as well as hydrogen and synthetic gas produced from renewable electricity, will play an important role on the way towards decarbonising these sectors.

What are BioCNG/BioLNG, SNG, Green H₂, Blue H₂?

Biometane (BioCNG/BioLNG): a 100% renewable gas, originating from biological waste, sludge from wastewater treatment plants and domestic/industrial organic waste, which helps to develop the circular economy as a sustainable alternative to waste treatment. It can be injected into the network or directly used as a fuel to power CNG and LNG vehicles. It has the advantage of being fully interchangeable with natural gas, meaning that by injecting it into the natural gas network (over 87,000 km long), distribution is easy. It can also be supplied at filling stations that currently supply conventional gas.

Synthetic natural gas (SNG): refers to the conversion of renewable electricity into synthetic fuels. This synthetic natural gas, thanks to its transformation, can be stored and introduced into the gas network when needed. The surplus electricity from sources such as wind and solar power or biomass is converted, and then stored, into hydrogen, which is obtained from water electrolysis. This is a chemical process that separates its two components (hydrogen and oxygen). In a second phase, this hydrogen can be used to produce methane from CO₂. The end result is a synthetic natural gas (SNG).

Hydrogen. A certain percentage of hydrogen can be injected into the gas network to be used in existing combustion engines or directly used in a vehicle powered by a fuel cell. Depending on the hydrogen production method, it can be:

- Blue hydrogen: produced by steam methane reforming, but following a process to capture that CO₂, in such a way that it is considered to be low in carbon emissions.
- Green hydrogen: produced by water electrolysis from surplus, renewably-sourced energy. This process emits no CO₂ and transforms the water into hydrogen and oxygen gas molecules.

The low or carbon-neutral gas obtained by mixing these renewable gases with conventional gas can be used in CNG and LNG vehicles with no need to change the engines or the fuel logistics infrastructure. In this way, the transition of a fossil world to an environment which is largely carbon-neutral can start now and achieve immediate emissions reductions.

The truck or ship propelled by CNG or LNG will enable renewable energy to penetrate modes of transport that, as of today, do not have a competitive and scalable alternative for decarbonisation.

- Hidrógeno verde: producido por electrólisis del agua a partir de electricidad excedentaria procedente de fuentes renovables. Este proceso no emite CO₂ y transforma el agua en moléculas de gases de hidrógeno y oxígeno.

El gas bajo o neutro en carbono que obtenemos de la mezcla de estos gases renovables con gas convencional puede emplearse en los vehículos de GNC o GNL sin la necesidad de cambiar los motores o la infraestructura logística de combustible. De esta manera, la transición de un mundo fósil a un entorno en gran parte neutro en carbono puede comenzar desde hoy, aportando reducciones de emisiones de manera inmediata.

El camión o el barco propulsados con GNC o GNL van a permitir la penetración de la energía renovable en modos de transporte que, a día de hoy, no cuentan con una alternativa competitiva y escalable para la descarbonización

El uso de biometano como combustible en vehículos ya es una realidad en muchos países europeos. De las 4.120 estaciones de servicio de GNC y GNL operativas en la actualidad en Europa, más del 25% suministran este combustible. Esto equivale a un promedio del 17% de todo el gas utilizado como combustible en el transporte (2,4 bcm/23,4 TWh). La reducción de emisiones de CO₂ que aporta ese 17% de gas renovable mezclado con gas natural convencional es de entre un 30% y un 38% en comparación con el uso de gasolina o el diésel.

Según las estimaciones de la Asociación Europea de Biogás (EBA) y NGVA Europe, en 2030 se podrían distribuir 117 TWh de gas renovable como combustible para el transporte, lo que representaría el 40% del consumo total de gas natural como combustible para una flota estimada de más de 13 millones de vehículos. El resultado sería una reducción de las emisiones de GEI asociadas a la movilidad del 55%, lo equivalente a evitar 15 Mt de emisiones de CO₂.

Pero, como ya hemos mencionado, los gases renovables no solo contribuirán a la descarbonización del transporte por carretera. Tendrán un papel fundamental en el transporte marítimo y ferroviario.

En buques, de manera inmediata, en aquellos que hoy en día cuentan con motores de GNL y que podrían emplear un porcentaje de BioGNL o hidrógeno y, progresivamente, incorporar pilas de combustible, que aún no cuentan con la potencia necesaria para propulsar grandes buques.

En cuanto al ferrocarril, España cuenta con 5.600 km de líneas ferroviarias no electrificadas, aproximadamente el 37% de la red ferroviaria. El GNL es una tecnología viable para sustituir las locomotoras diésel en esta red de transporte. Además, la posibilidad de incluir mezclas de hidrógeno con gas natural, puede ser un primer paso hacia la descarbonización completa del sector ferroviario.

Todo esto se analizará en Green Gas Mobility Online Event, el congreso que Gasnam organiza los días 22, 23 y 24 de septiembre, donde se dará respuesta a los retos a los que se enfrenta el transporte en la actualidad en más de 50 conferencias, reuniones B2B, y una gran exposición virtual.

El sector de la energía y el transporte se unen para analizar las posibilidades que ofrecen los gases renovables en un encuentro de tres días de duración que se celebrará en formato *online*, reduciendo la huella de carbono y eliminando barreras geográficas.



The use of biomethane as a fuel in vehicles is already a reality in many European countries. Of the 4,120 CNG and LNG filling stations currently operating in Europe, more than 25% supply this fuel. This is equivalent to an average of 17% of all the gas utilised as a fuel in transport (2.4 bcm/23.4 TWh). The reduction in CO₂ emissions that this 17% of renewable gas mixed with conventional natural gas represents is between 30% and 38% compared to using petrol and diesel.

According to estimates from the European Biogas Association (EBA) and NGVA Europe, by 2030, 117 TWh of renewable gas could be distributed as a fuel for transport, which would represent 40% of the total natural gas consumption as a fuel for an estimated fleet of over 13 million vehicles. The result would be a reduction in the GHG emissions associated with mobility of 55%, which is the equivalent of avoiding 15 Mt of CO₂ emissions.

However, as mentioned above, renewable gases will not only help decarbonise road transport. They will play a fundamental role in maritime and rail transport.

Those vessels that are already equipped with LNG engines could immediately incorporate a percentage of bioLNG or hydrogen and gradually, introduce fuel cells, although these still do not have sufficient output to propel large ships.

As regards the railways, Spain has 5,600 kms of non-electrified railway lines, approximately 37% of the rail network. LNG is a viable technology for replacing diesel rolling stock in this transport network. Moreover, the possibility of including mixtures of hydrogen and natural gas could be first step towards the full decarbonisation of the rail sector.

All of this will be analysed at the Green Gas Mobility Online Event, a conference organised by Gasnam, that will take place on 22, 23 and 24 September. It sets out to respond to the challenges currently facing transport, through more than 50 discussion groups, B2B meetings and a major virtual exhibition.

The transport and energy sectors will come together to examine the possibilities offered by renewable gases at a three-day meeting to be held online, thereby reducing the carbon footprint and eliminating geographical barriers.



Eugenia Sillero

Secretaria General de Gasnam
General Secretary of Gasnam

ARAGÓN APUESTA POR EL HIDRÓGENO COMO OPORTUNIDAD PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA E INDUSTRIAL

Arturo Aliaga López
Vicepresidente y Consejero de Industria, Competitividad y Desarrollo Empresarial del Gobierno de Aragón.
Presidente de la Fundación Hidrógeno Aragón

El Gobierno de España presentaba recientemente el Plan de impulso de la cadena de valor de la industria de la automoción, un conjunto de medidas que, con una dotación de 3.750 M€, pretende respaldar a un sector clave para nuestra economía desde cinco puntos de vista: la renovación del parque de vehículos primando los menos contaminantes, las inversiones para impulsar la competitividad y la sostenibilidad, la investigación y el desarrollo, una fiscalidad acorde con estos objetivos y la formación y cualificación de las personas para poder alcanzarlos.

Sin duda se trata de un plan ambicioso por su alcance y cuantía económica, pero también, y es aquí donde me gustaría incidir, por su enfoque integral. Y muy especialmente, porque puede ser útil para dinamizar el sector industrial y propiciar su reconversión hacia un horizonte de bajas o nulas emisiones, que es al que las principales instituciones como la Unión Europea y sobre todo el sentido común nos dicen que debemos caminar, siempre garantizando la seguridad industrial, así como la de todos los usuarios.

Parece recomendable optar por una visión más amplia que la que a veces tenemos sobre todo lo relacionado con la movilidad sostenible y respetuosa con el entorno, con frecuencia restringida al ámbito de las personas y, más en concreto, al automóvil. La apuesta por la movilidad sostenible no puede quedar circunscrita al ámbito personal, sobre todo si tenemos en cuenta que nuestro país contaba con 490.000 vehículos autorizados para el transporte de mercancías por carretera a 1 de enero de 2020 según el Observatorio del Transporte de Mercancías por Carretera del Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, o que el número de toneladas transportadas por estos mismos vehículos ha crecido un 80% en los últimos 10 años. Asimismo, más de 400 millones de viajeros son transportados mensualmente en España por medios de transporte terrestres, marítimos, ferroviarios o aéreos, según datos del Instituto Nacional de Estadística (INE). Es lógico plantearse que, además de la de los automóviles y motocicletas, la incorporación de camiones, trenes y autobuses a la movilidad sostenible favorecerá la reconversión industrial en el campo de las infraestructuras, porque será necesario construir redes de hidrogenas, electrolinas y gasineras que a su vez llevarán un sinfín de elementos industriales de suministro, medición, presión, control...

En lo tocante al hidrógeno, también conviene ampliar el campo de visión radicalmente, tanto en su enfoque de aplicaciones como en el estratégico. No debemos perder las dinámicas que rigen los mercados, entre las cuales se encuentra la competitividad. Debemos fomentar alcanzar la competitividad en las tecnologías del hidrógeno y para ello tenemos que ir más allá de las oportunidades energéticas que nos ofrecen. No deberíamos limitarnos a buscar soluciones tecnológicas que nos resuelvan problemas medioambientales o de sostenibilidad, sino aspirar a producirlos en nuestro territorio. Y esto implica, evidentemente, preparar y crear mercado que tire de nuestra industria. Y de nuevo debemos “salir de la caja” y analizar los dos lados de la ecuación que nos ofrecen estas tecnologías disruptivas.

ARAGÓN COMMITS TO HYDROGEN AS AN OPPORTUNITY FOR THE INDUSTRIAL AND ENERGY TRANSITION

Arturo Aliaga López
Vice President and Regional Minister of Industry, Competitiveness and Business Development of the Aragón Government.
Chair of the Aragón Hydrogen Foundation



The Government of Spain recently presented its Plan to stimulate the value chain of the automotive industry, a series of measures that, with a provision of €3.75bn, aims to support a key sector for our economy from five standpoints: the renewal of the vehicle stock, prioritising the least pollutant; investments to stimulate competitiveness and sustainability; research and development; taxation in line with these objectives; and the training and qualification of people so that these goals can be achieved.

This is undoubtedly an ambitious plan due to its scope and economic value, but also, and this is the point I would like to emphasise, due to its integrated approach. And particularly, because it could be useful to stimulate the industrial sector and foster its conversion to a low- or zero-emissions future which is the aim of every major institution such as the European Union. Above all, common sense tells us that this is the direction in which we must travel, while safeguarding industrial security and well as that of every user.

Opting for a wider vision than usual seems appropriate, above all as regards sustainable mobility and care for the environment, which is frequently limited to the field of the individual, specifically, the car. The commitment to sustainable mobility cannot be solely confined to the personal level, particularly if we take into account that Spain had 490,000 vehicles authorised to transport goods by road as of 1 January 2020, according to the Observatory of Goods Transport by Road of the Ministry of Transport, Mobility and Urban Agenda. In terms of the number of tonnes transported by those same vehicles, this figure has grown by 80% in the last 10 years. Similarly, over 400 million passengers are carried every month in Spain via land, sea, rail and air, according to data from the National Statistics Institute (INE). In addition to cars and motorbikes, it makes complete sense to include trucks, trains and buses in the sustainable mobility plans in order to foster industrial conversion in the field of infrastructures, because it will be necessary to construct networks of hydrogen stations, charging stations and natural gas refuelling stations, which in turn will lead to an endless number of industrial elements to cover supply, metering, pressure, control...

With respect to hydrogen, it is also useful to radically extend the field of vision, both regarding its focus on applications and in terms of strategy. We must not lose sight of the dynamics that govern the markets, which include competitiveness. We must promote the achievement of competitiveness in the hydrogen technologies and for this, we have to go beyond the energy opportunities they offer. We must not restrict ourselves to seeking technological solutions that resolve environmental and sustainability issues, but also aspire to producing them at home. And this evidently involves preparing and creating a market that is led by Spanish industry. Once again, we must “think outside the box” and analyse both sides of the equation these disruptive technologies bring.



Resulta casi obligatorio convertir a España en un centro de producción y exportación de hidrógeno renovable, obtenido a partir de nuestro sector eólico y fotovoltaico, referente a nivel mundial, potenciando sectores industriales afines a esta parte de la cadena de valor basada en procesos electrolíticos y favoreciendo la utilización energética de dicho hidrógeno verde.

Pero precisamente las oportunidades que tenemos responden a desafíos no resueltos, como es la búsqueda de la competitividad de este hidrógeno verde, que impide su sustitución en los sectores demandantes tradicionales de este “combustible” o su despliegue en otros nuevos como su inyección a las redes de gas natural, usual en países como Japón o EE.UU. y una realidad en España, aunque de momento únicamente con fines prospectivos.

Esto nos descubre una faceta importante del hidrógeno renovable, como es que puede representar un papel clave en la descarbonización de tecnologías ya extendidas y asequibles como la del gas natural, que pueden ser un paso intermedio clave para la reducción de emisiones antes de que la electrificación se extienda y un paso finalista para aquellas aplicaciones térmicas difícilmente sustituibles por soluciones electrificadas.

Es el momento del pragmatismo, sin perder el romanticismo de una descarbonización con hidrógeno verde a medio plazo, y de estimular, energética e industrialmente, el lado de la demanda de hidrógeno, aunque sea con aquel bajo en carbono, hidrógeno azul, producido a partir de reformado de gas y con captura de CO₂, que tiene un coste mucho menor, permitiendo una transición energética más pragmática y dinámica.

Las dos partes de la ecuación estimularían toda la cadena de valor, fomentando desde este mismo momento una actividad industrial y productiva que nuestro país necesita tanto en una situación como la actual, que además no sabemos cómo va a evolucionar. La transición energética es un propósito que requiere el concurso de todos nosotros si queremos que sea efectiva y que Europa pueda, en 2050, abastecerse únicamente de fuentes renovables, desterrando los combustibles fósiles y las emisiones a ellos asociadas. Pero esa transición, para ser efectiva en el territorio, para llevarse a efecto, tiene que ser primero tecnológica y luego energética, porque será la tecnología la que capacite a los diferentes actores industriales para llevar a cabo esos cambios, muchos de los cuales ni siquiera atisbamos todavía.

El hidrógeno puede proporcionar numerosas oportunidades a nuestro sector industrial, tanto en lo referido a los productos como en lo relativo a los procesos, desde este mismo momento. No debe-

Spain must necessarily become a centre that produces and exports renewable hydrogen obtained from the domestic wind and PV sector, - a reference at global level, - optimising industrial sectors related to this part of the value chain, based on electrolytic processes and fostering the energy use of this green hydrogen.

But the very opportunities that are open to us correspond to unresolved challenges, such as the search for the competitiveness of this green hydrogen, whose replacement is being hindered in sectors that traditionally demand this “fuel”; or its deployment in other new sectors, such as its injection into the natural gas networks, something usual in countries such as

Japan and the US and a reality in Spain, although for prospective purposes only at present.

This reveals an important facet of renewable hydrogen: how it could play a key role in decarbonising already widespread and affordable technologies, such as natural gas, thereby representing a crucial interim step for emissions reduction, prior to the roll-out of electrification and a final step for those thermal applications where electrified solutions are not an option.

It is time for pragmatism, without losing sight of the romantic ideal of green hydrogen being the medium-term solution to decarbonisation, and to stimulate the demand side for hydrogen in energy and industrial terms. Even though this stimulus takes place via blue hydrogen, which is low carbon and produced from gas reforming and CO₂ capture, it involves lower costs, thereby enabling a more pragmatic and dynamic energy transition.

Both sides of the equation would stimulate the entire value chain, fostering from that very moment an industrial and productive activity that Spain needs more than ever in a situation such as the present, whose evolution moreover, is unknown. The energy transition is a challenge that requires the collaboration of each one of us in order for it to be effective and so that Europe, by 2050, is solely powered by renewable sources, eradicating fossil fuels and their associated emissions. But in order to be effective throughout the region and also be implemented, this transition must first be technological and then, energy oriented, because it will be the technology that enables the different industrial agents to undertake these changes, many of which are still unimaginable.

Hydrogen can provide our industrial sector with numerous opportunities, both as products and processes, from this very moment. We must not forget that the hydrogen vehicle contains components that today's industry can immediately start to produce and with just slight adaptations to everyday processes, such as printing, valves and paint. We must remember that this type of vehicle also needs filters, pipes, plastics and an infinite range of parts that are fairly similar to many of those used by any conventional car with an internal combustion engine, let alone the equipment shared by both in respect of drive systems, brakes, shock absorbers, interior and exterior finishes, infotainment and connectivity.

The development of hydrogen and specifically the mobility associated to it can be moreover represent another part of a

mos olvidar que el vehículo de hidrógeno lleva componentes que la industria actual puede comenzar a producir inmediatamente y con ligeras adaptaciones en procesos tan habituales como los de estampación, válvulas o pintura. No dejemos de lado que este tipo de vehículos también necesitan filtros, conducciones, plásticos e infinidad de piezas que no difieren mucho de las que usa cualquier turismo convencional con motor de combustión, por no hablar de los equipos que les son comunes en cuanto a los sistemas de rodadura, frenos, amortiguación, acabados interiores y exteriores o infoentretenimiento y conectividad.

El desarrollo del hidrógeno y más en concreto de la movilidad asociada a él puede ser por otra parte un elemento tractor de primer orden para todo el sector de las energías renovables, que en España y en Aragón son ya uno de los principales nichos de actividad y empleo, y están llamados a serlo todavía en mucho mayor grado. Avala esta afirmación el hecho de que la comunidad autónoma de Aragón fue de toda España la que más potencia de generación renovable incorporó durante el pasado año 2019, con casi 1.800 nuevos MW de eólica y fotovoltaica conectados a la red, más del 27% de toda la generación renovable instalada en el país, según datos de Red Eléctrica de España. Además de haber supuesto que Aragón aumente su potencia instalada en energía solar fotovoltaica un 450% y casi un 50% en eólica, este salto indica que estamos encabezando el camino hacia la transición energética que ya sigue todo el país, en el que en 2019 por primera vez las tecnologías renovables representaron el 50% de toda la capacidad de generación.

Es en esa línea de transición tecnológica y descarbonización en la que venimos trabajando en la Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón desde su creación en 2003. La Fundación, con un patronato que integran 75 entidades del máximo nivel, la mayor parte de ellas empresas de referencia en sus campos de actividad, ha puesto a Aragón en el mapa internacional del hidrógeno, las energías renovables, la nueva movilidad y la sostenibilidad.

Y lo ha hecho liderando proyectos de investigación concretos como Ely4OFF, que ha permitido desarrollar un sistema de electrólisis autónomo y aislado de la red, vinculado a fuentes de energía renovable, en el que industrias aragonesas han desarrollado producto propio capacitándose en el sector del hidrógeno a nivel internacional. Gracias al Ely4OFF se está produciendo en las instalaciones de la Fundación en el Parque Tecnológico Walqa de Huesca hidrógeno 100% renovable que sirve para abastecer los vehículos de pila de combustible enmarcados dentro de la iniciativa H2PYIR, donde se ha creado y puesto en marcha un corredor de hidrogeneras que conecta España, Francia y Andorra, extendiendo los beneficios de la movilidad asociada al hidrógeno a toda el área pirenaica y uniéndola con las grandes redes del resto de Europa. Y así un sinfín de proyectos más, industriales y energéticos, de los que estamos muy orgullosos.

Es esta visión global, integradora y de aportación de valor añadido a la sociedad a largo plazo la que debe presidir nuestras actuaciones y acompasar el despliegue de todas estas tecnologías con la creación de nuevas oportunidades para nuestra industria y, en definitiva, para nuestra sociedad y para el planeta. Un reto apasionante en el que nadie sobra.

key driver for the entire renewable energy sector, which in Spain and in Aragón is already one of the main niches of activity and employment and one which will gain yet more ground in future. This statement is endorsed by the fact that the Autonomous Community of Aragón was the one region out of the whole country to have incorporated the most renewable generation output in 2019, with almost 1,800 new grid-connected MW of wind and PV power, more than 27% of the entire renewable generation capacity installed in the country, according to data from REE, the Spanish Electricity Grid. In addition to Aragón increasing its installed capacity in solar PV power by 450% and wind by almost 50%, this step indicates that we are leading the country on the path towards the energy transition: in 2019, for the first time, renewable technologies accounted for 50% of the entire generation capacity.

The Foundation for the Development of New Hydrogen Technologies in Aragón has been working on this line of technological transition and decarbonisation since its creation in 2003. With a patronage that brings together 75 top level entities, most of which are companies of reference in their fields of activity, the Foundation has placed Aragón on the international map of hydrogen, renewable energies, new mobility and sustainability.

And it has achieved this position by leading specific research projects, such as Ely4OFF, which has led to the development of an off-grid, stand-alone electrolysis system, linked to renewable energy sources, in which Aragón-based industries have developed their own product and training in the hydrogen sector at international level. Thanks to Ely4OFF, 100% renewable hydrogen to supply fuel cell vehicles is being produced at the Foundations' facilities in the Walqa Technological Park in Huesca. This is part of the H2PYIR initiative that has created and launched a hydrogen corridor connecting Spain, France and Andorra, extending the benefits of hydrogen mobility throughout the region of the Pyrenees and linking up with the major networks across the rest of Europe. And there are an unlimited number of other industrial and energy projects of which we are immensely proud.

This global and integrated vision, which brings long-term added value to society, must govern our actions and keep step with the deployment of all these technologies with the creation of new opportunities for our industry and, in short, for our society and our planet. An exciting challenge in which everyone counts.





La
INNOVACIÓN
está en **nuestro**
ADN



Mucho más que aire acondicionado y bomba de calor,
líderes en ofrecer **soluciones** para **hacer la vida mejor**
a los nuestros y a los que están por llegar.

**Por tierra, mar, aire...
y a través del espacio!**

Es tecnología. Es futuro



www.lumelco.es

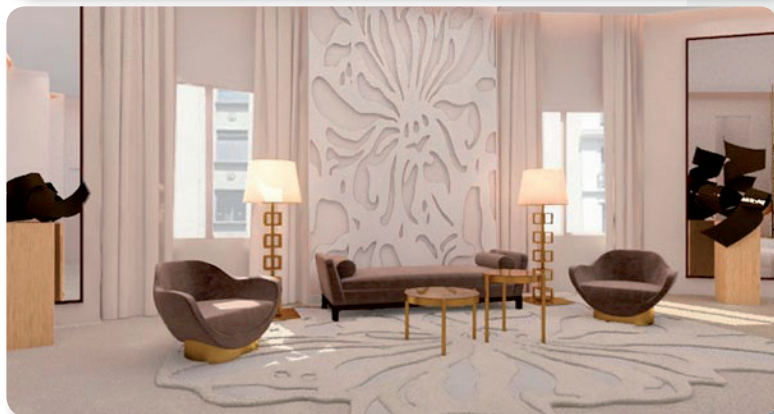
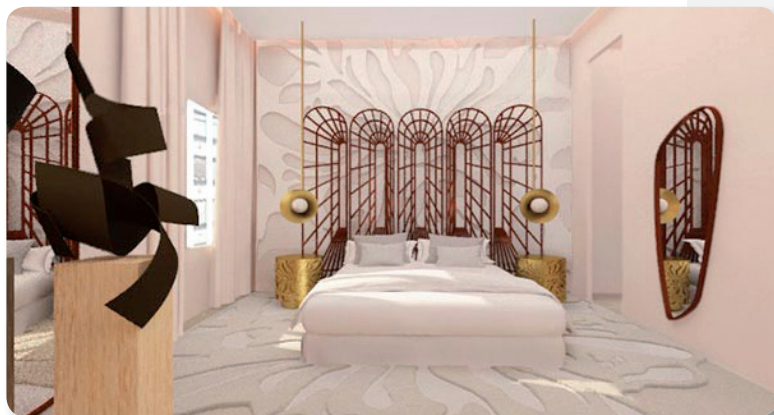
ROOM MATE MACARENA ELIGE TECNOLOGÍA DE ÚLTIMA GENERACIÓN PARA LA PRODUCCIÓN DE ACS

LA CADENA ROOM MATE HA INAUGURADO RECIENTEMENTE EL HOTEL ROOM MATE MACARENA DESPUÉS DE REFORMAR EL EMBLEMÁTICO EDIFICIO DE GRAN VÍA 43, DONDE ESTABA ANTES ALOJADO EL HOTEL REX. ESTE ESTABLECIMIENTO HA HECHO UNA IMPORTANTE APUESTA POR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA PARA EL SUMINISTRO DE AGUA CALIENTE SANITARIA (ACS) CON LA INNOVADORA BOMBA DE CALOR Q-TON DE LA MARCA JAPONESA MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES (MHI) Y DISTRIBUIDA POR LA FIRMA LUMELCO.

El pasado mes de febrero se inauguraba el hotel Room Mate Macarena y significó el debut de la enseña de Kike Sarasola en la Gran Vía madrileña. Ubicado en una de las principales arterias comerciales y de ocio de la capital, este es el sexto activo del grupo en la capital.

El nuevo establecimiento está situado en Gran Vía, 43; en concreto, en el edificio que albergaba hasta hace unos años el antiguo hotel Rex y los conocidos cines homónimos, propiedad desde 2015 de la aseguradora francesa Axa, que lo adquirió a Equity Inmuebles por 42 M€.

El Room Mate Macarena ha sido diseñado por el arquitecto Tomás Alía quien ha conseguido crear una atmósfera cosmopolita a través de elementos vanguardistas integrados en una reluciente escala de colores. Cuenta con categoría de 3 estrellas y 130 habitaciones, divididas en cinco categorías (standard, standard superior, standard con vistas, superior con vistas y suite). Cada rincón del hotel emana la vocación de la marca. Room Mate Macarena es una propuesta totalmente conceptualizada para crear experiencias extraordinarias y superar las expectativas de sus clientes, combinando una atención cuidadosa con un servicio sobresaliente que culminan en una estancia inigualable.



ROOM MATE MACARENA OPTS FOR LATEST GENERATION TECHNOLOGY FOR DHW PRODUCTION

THE ROOM MATE CHAIN HAS RECENTLY INAUGURATED ITS ROOM MATE MACARENA HOTEL FOLLOWING THE REFURBISHMENT OF THIS EMBLEMATIC BUILDING SITUATED AT NO. 43, GRAN VÍA ON THE SITE OF THE FORMER REX HOTEL. THIS ESTABLISHMENT HAS MADE A SIGNIFICANT COMMITMENT TO ENERGY EFFICIENCY IN ITS DOMESTIC HOT WATER (DHW) SUPPLY WITH THE INNOVATIVE Q-TON HEAT PUMP FROM JAPAN'S MITSUBISHI HEAVY INDUSTRIES (MHI), DISTRIBUTED IN IBERIA BY LUMELCO.

The Room Mate Macarena hotel was inaugurated last February and signifies the début of the Kike Sarasola brand on Madrid's Gran Vía. Located on one of the main commercial and leisure arteries of the capital, this is the sixth active establishment for the group in Madrid.

The new establishment is situated at Gran Vía, number 43, specifically, in the building that used to house the former Rex hotel and the well-known cinemas of the same name. Since 2015, it has been owned by French insurer Axa, who bought it from Equity Inmuebles for €42m.

Room Mate Macarena has been designed by architect Tomás Alía who has managed to create a cosmopolitan atmosphere through the use of avant-garde elements integrated into a shimmering scale of colour. The three-star, 130-room hotel, offers five categories of accommodation (standard, standard superior, standard with views, superior with views and suite). Every corner of the hotel exudes the spirit of the brand. The Room Mate Macarena project was fully conceptualised to create extraordinary experiences and exceed its clients' expectations, combining careful attention with an outstanding service to culminate in an unparalleled stay.

In an avant-garde hotel such as this, it is no surprise that much importance and priority has been given over to energy efficiency. Choosing energy efficient equipment is a sound commitment to economic saving as well as being environmentally-friendly.

The most efficient solution on the market was sought after to supply DHW, with a COP of 4.7, in other words, for every kW consumed, the unit provides 4.7 kW of energy. This innovative, pioneering technology is the Q-TON heat pump from Japanese manufacturer Mitsubishi Heavy Industries, given that it produces DHW at up to 90°C using the eco-friendly CO₂ coolant and Inverter technology. A 30 kW Q-TON module has been installed to cover a DHW demand of 5,000 litres/day. The Q-TON unit heats the 4,000 litres of accumulated water for the DHW.

As regards its installation, the Q-TON heat pump has been positioned on the hotel roof. As this system can be installed both indoors and outdoors, it provides greater versatility and flexibility when the time comes to adapt it to the needs of the establishment. Moreover, it features a reduced footprint thereby making it the perfect ally for refurbishments or in buildings where it is essential to make the best use of space.

En un hotel a la vanguardia como es este, no es de extrañar que se le diese mucha importancia y prioridad a la eficiencia energética. Elegir equipos eficientes es una apuesta segura por el ahorro económico y por el respeto por el medio ambiente.

Para el suministro de ACS se buscó la solución más eficiente en el mercado con un COP de 4,7 es decir, por cada kW consumido, el equipo proporciona 4,7 kW. Esta innovadora tecnología es la bomba de calor Q-TON del fabricante japonés Mitsubishi Heavy Industries, pionera en el mercado ya que produce ACS hasta 90 °C utilizando el refrigerante ecológico CO₂ y la tecnología Inverter. Para suministrar ACS a una demanda diaria de unos 5.000 litros, se ha instalado un módulo Q-TON de 30 kW. El equipo Q-TON calienta los 4.000 litros de acumulación previstos para el ACS.

Respecto a la instalación, la bomba de calor Q-TON va ubicada en la cubierta del hotel. Este sistema ofrece la posibilidad de instalarse tanto en interior como en exterior, ofreciendo una mayor versatilidad y flexibilidad a la hora de adaptarse a las necesidades de esta. Además, destaca por su reducido espacio en planta que lo convierte en el aliado perfecto en rehabilitaciones o en edificios donde el aprovechamiento de espacio es fundamental.

El equipo produce y acumula ACS a entre 60 °C y 90 °C, consiguiendo un COP medio de la instalación de 4,7 y un ahorro económico anual estimado del 60% frente a una caldera de gasóleo. El ahorro de emisiones de CO₂ estimado es del 71%.

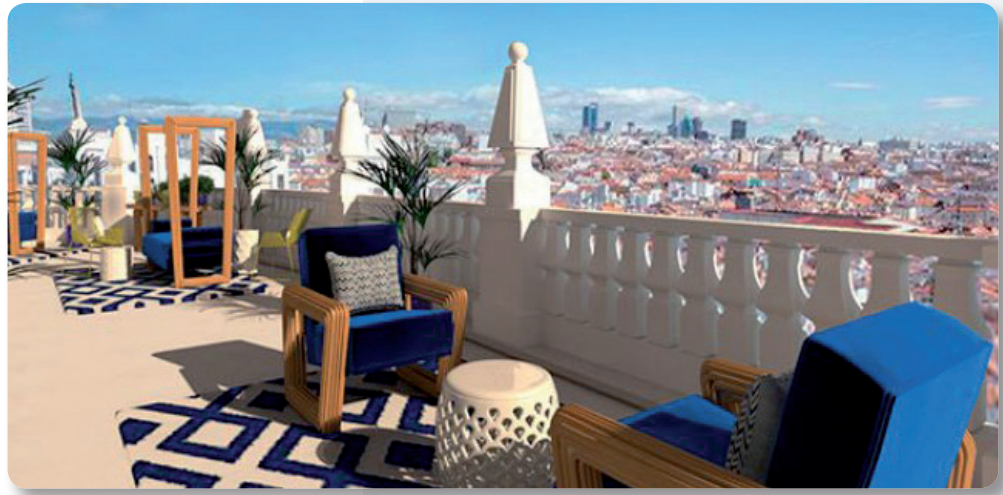
El sistema Q-TON esta monitorizado de manera que se puede hacer un seguimiento diario de su funcionamiento para poder realizar los ajustes necesarios en caso de que se produzca alguna desviación y conseguir, de esta forma, el funcionamiento eficiente y el ahorro de consumo con el que se diseñó la instalación. El mantenimiento es muy sencillo y básico.

Además dispone de un sistema antilegionela, lo que proporciona aún mayor seguridad a la instalación.

La bomba de calor Q-TON es un sistema de aerotermia, de energía renovable, es decir, utiliza una fuente gratuita como es el aire para transformarla en energía sin necesidad de ningún otro sistema de apoyo.

Ya son más de 300 equipos Q-TON instalados en España y Portugal, con diferentes aplicaciones pero con una gran presencia en el sector hotelero dada su eficiencia y ahorro demostrado.

Con esta apertura, la compañía suma 27 hoteles y más de 2.000 habitaciones en siete países, según datos de la propia compañía, que continúa así con su ambicioso plan de expansión nacional e internacional que pasa por la apertura de 10 nuevos hoteles, ya firmados, y otros 10 proyectos en *due diligence*, en los próximos 18 meses.



The unit produces and accumulates DHW at between 60°C and 90°C, achieving an average COP for the installation of 4.7 and an estimated economic saving of 60% per year compared to a diesel boiler. It also saves an estimated 71% in CO₂ emissions.

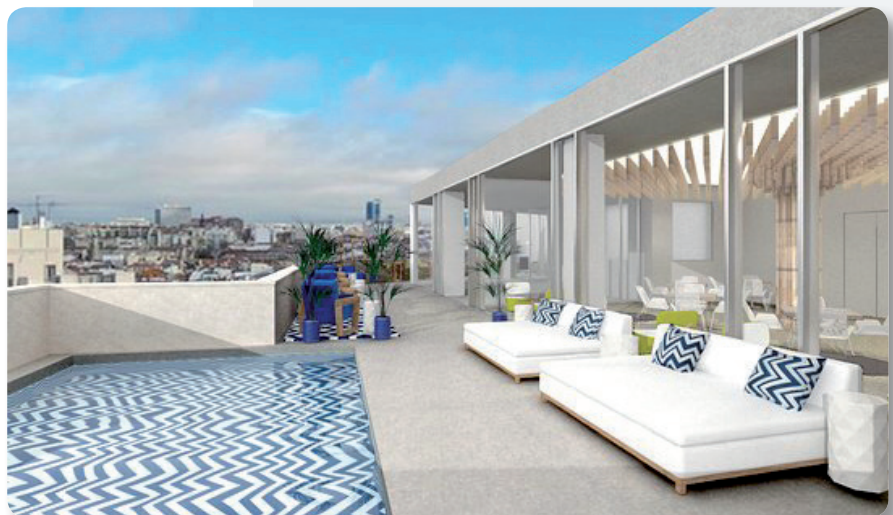
The Q-TON system is monitored to provide a daily follow-up of its operation and enable the necessary adjustments to be made in the event that a deviation occurs. This in turn achieves efficient operation and the saving in consumption for which the installation was designed. Maintenance is very simple and basic.

It is also equipped with an anti-Legionella system, thereby providing the establishment with greater security.

The Q-TON heat pump is an aerothermal, renewable energy system, in other words, it uses a free source, such as the air, to transform it into energy with no need for any other back-up system.

There are already more than 300 Q-TON units installed across Spain and Portugal, in different applications, but with a major presence in the hotel sector, given their proven efficiency and savings.

With this opening, the company now has 27 hotels and more than 2,000 rooms across seven countries, according to data from the company itself, and it is continuing its ambitious domestic and international expansion plan that includes the opening of 10 new hotels, already signed, and a further 10 projects undergoing due diligence to open over the coming 18 months.



MEJORAR EL VALOR AÑADIDO DE LA OFERTA HOTELERA EN LA ERA 'POST-COVID'

LA VUELTA A LA NORMALIDAD OBLIGARÁ AL SECTOR TERCIARIO A REDOBLAR SUS ESFUERZOS DE ADAPTACIÓN A LOS REQUERIMIENTOS DE UN PÚBLICO CADA VEZ MÁS EXIGENTE. PARA APOYAR A LOS HOTELES, JUNG PLANTEA UNA OFERTA COMPLETA DE SOLUCIONES QUE INCORPORA LAS ÚLTIMAS TECNOLOGÍAS DE AUTOMATIZACIÓN, EFICIENCIA Y AHORRO ENERGÉTICO, DIGITALIZACIÓN Y CONFORT. PERO SIEMPRE A LA MEDIDA DE LAS NECESIDADES DE CADA ESTABLECIMIENTO.

Con sus más de cien años de experiencia, Jung, fabricante alemán de sistemas de automatización para hoteles, afronta el reto 'post-covid' planteando al sector terciario un doble objetivo. Por un lado, incrementar el valor añadido de su oferta de servicios cualquiera que sea el tamaño, especialización o categoría del establecimiento. Por otro, alcanzar la máxima economía y eficiencia de las instalaciones hoteleras sin importar si se trata de obra nueva, rehabilitaciones o reformas. Esta doble propuesta es consecuente con la reconversión del sector hacia un turismo de mayor calidad y poder adquisitivo, ya que permite a los establecimientos mejorar el nivel de su cliente *target*.

Incrementar el valor añadido de la oferta de servicios de un hotel es sinónimo de asegurar la satisfacción del cliente. Supone también proporcionarle la mejor experiencia durante su estancia. Con este fin, JUNG ofrece las unidades de pasillo y habitación de los *displays* de hotel, así como su solución basada en tarjeteros de habitación. Ambos dispositivos aseguran al huésped dos elementos básicos para una estancia satisfactoria: una comunicación fluida con el personal de servicio y facilidad de uso e interacción con los sistemas de la estancia.

¿Y qué mejor medio para comunicarse e interactuar que la propia voz? Que el huésped hable directamente a su habitación automatizada para que suba o baje la climatización, apague o encienda la luz y ejecute un sinfín de otras prácticas funcionalidades, es posible gracias al control por voz de JUNG. Esta tecnología supone un importante valor añadido para el establecimiento, ya que también mejora muy notablemente la experiencia de clientes con movilidad reducida, invidentes, ancianos, etc.

El confort como prioridad

La dirección del hotel y JUNG comparten el mismo objetivo de proporcionar al huésped la máxima satisfacción durante toda su estancia. Una decoración acogedora y la solución a todas las necesidades cotidianas del cliente son clave en este contexto. Para contribuir a un interiorismo agradable, ofrecemos un diseño uniforme para todos los mecanismos. Entre estos se incluye el termostato para *fan-coil* y el teclado con símbolos autoexplicativos. El primero permite al usuario seleccionar la temperatura óptima y a su gusto en la habitación. El teclado, en cambio, agrupa en escenas diferentes configuraciones de iluminación, climatización, etc. disponibles de la habitación, facilitando así la elección más adecuada a cada momento.

Pero un motivo frecuente de insatisfacción de los clientes internacionales viene de la incompatibilidad de los estándares de conexión vigentes en cada país de origen. Para solucionarlo, JUNG dispone de

IMPROVING THE ADDED VALUE OF THE HOTEL OFFER IN THE POST-COVID ERA

THE RETURN TO NORMALITY WILL REQUIRE THE TERTIARY SECTOR TO DOUBLE UP ON ITS EFFORTS TO ADAPT TO THE REQUIREMENTS OF AN INCREASINGLY MORE DEMANDING PUBLIC. TO SUPPORT HOTELS, JUNG PROPOSES A COMPREHENSIVE OFFER OF SOLUTIONS THAT INCORPORATE THE LATEST TECHNOLOGIES AS REGARDS AUTOMATION, EFFICIENCY AND ENERGY SAVING, DIGITISATION AND COMFORT, ALWAYS IN LINE WITH THE NEEDS OF EACH ESTABLISHMENT.

With its over one hundred years of experience, JUNG, the German manufacturer of automation systems for hotels, is addressing the 'post-COVID' challenge by offering the tertiary sector a dual aim. First, increasing the added value of its offer of services, no matter the size, specialisation or category of the establishment. And second, achieving the maximum economy and efficiency of the hotel installations, regardless of whether it is a new build, refurbishment or renovation. This dual approach is in line with the conversion of the sector towards better quality tourism and more acquisitive power, as it allows establishments to improve the level of their target client.

Increasing the added value of the offer of hotel services is synonymous with guaranteeing customer satisfaction. It also involves providing guests with the best experience during their stay. To this end, JUNG offers hotel displays for the landing and room units as well as its key card-based solution. Both devices guarantee the guest two basic elements for a satisfactory stay: seamless communication with service personnel and ease of use and interaction with the room systems.

And what better medium to communicate and interact than the voice itself? Thanks to JUNG voice control, the guest can talk directly to their automated room to adjust the air conditioning, turn the lights on and off, along with an infinite number of other functionalities. This technology represents an important added value for the establishment, as it also significantly improves the experience of clients with reduced mobility, the blind, the elderly, etc.

Comfort prioritised

The hotel management and Jung share the same aim of providing guests with the maximum satisfaction throughout their stay. A welcoming décor and meeting everyday needs are key in this context. To help create a pleasant interior, JUNG offers a uniform design for every mechanism. These include the fan coil thermostat and the keypad with self-explanatory symbols. The former allows the user to select the optimal temperature and adjust the room to their taste. The keypad, by contrast, groups together the different ambient settings for lighting, temperature control, etc. available in the room, thereby making it easier to select the best mood for any given moment.

However, one frequent reason for international client dissatisfaction stems from the incompatible connection standards applicable to each country of origin. To respond to this problem, JUNG offers a



un portfolio completo con los diferentes enchufes de todo el mundo, que además pueden combinarse en marcos múltiples. También hay soluciones para todos los dispositivos multimedia, ordenadores portátiles, *smartphones*, *tablets*, etc. con sistemas de enchufe, tomas de antena, estaciones de carga USB, puntos de acceso de WLAN, etc. Según sea el tipo de mecanismo, JUNG cuida los requerimientos estilísticos del establecimiento con modelos 'a la vista' o discretamente ocultos bajo tapa.



comprehensive portfolio of the different plugs from the entire world, which can moreover be combined with multiple brands. There are solutions for every multimedia device, laptop, smartphone, tablet, etc. with plug systems, antenna sockets, USB charging

Finalmente ¿hay algo más gratificante que la música tras un largo día? La Smart Radio de JUNG puede situarse incluso en la pared del cuarto de baño. Permite al huésped elegir su fuente de sonido preferida con solo pulsar un botón: noticias, radio FM o AM, el propio televisor de la habitación o *streaming*. Este último, mediante *bluetooth connect*, puede reproducir los contenidos del *smartphone* del usuario.

stations, WLAN access points, etc. Depending on the type of mechanism, JUNG takes care of the stylistic requirements of the establishment with models that are 'on display' or discretely hidden under a cover.

Inteligencia para el hotel

Como fórmula para afrontar los nuevos tiempos 'post-covid', JUNG ofrece al sector terciario soluciones adaptativas para alcanzar la máxima economía y eficiencia de sus instalaciones. Para lograrlo, es esencial conectar el *software* del hotel y el de control. Esta tarea está reservada al corazón del sistema: el *software* JUNG Visu Pro Hotel. Por ejemplo, enlazar los datos de reservas y huéspedes con la instalación técnica del edificio, permite activar automáticamente los perfiles de temperatura adecuados. Así, el huésped siempre encontrará su habitación a la temperatura perfecta. Sin embargo, cuando la estancia esté vacía, el sistema desconectará climatización o calefacción ahorrando energía.

Lastly, is there anything more gratifying than music after a long day? The JUNG Smart Radio can even be hung on the bathroom wall. It allows the guest to choose their preferred sound source with just the click of a button: news, FM or AM radio, the room's TV or streaming. This latter, with its Bluetooth connection, can reproduce the content of the user's smartphone.

Intelligence for the hotel

As a formula for dealing with the new 'post-COVID' times, JUNG offers the tertiary sector adaptive solutions to achieve maximum economy and efficiency in their installations. To achieve this, the hotel software must be connected to the control software, a task reserved for the core of the system: the JUNG Visu Pro Hotel software. For example, linking booking and guest information with the technical installation of the building automatically activates the right temperature profiles. As a result, the guest will always find their room at the perfect temperature. However, when the room is empty, the system turns the air conditioning or heating off thereby saving energy.

Otro aspecto importante en el día a día de un hotel es la gestión de las actividades de los trabajadores. Como en el caso anterior, el *software* de control también utiliza los perfiles de los clientes para hacer llegar sus requerimientos al personal de cocina, limpieza, etc. La comunicación se puede realizar mediante paneles en lugares específicos como almacenes o salas de personal. Pero también es posible optar por un control móvil directamente en los *smartphones* del personal implicado.

Another important aspect of the day-to-day life of a hotel is the management of workers' activities. As before, the control software also uses the guest profiles to send their requirements to the kitchen staff or cleaning personnel, for example. The communication can take place through panels located in specific places such as store or staff rooms. It is also possible to opt for a mobile control operated directly from the smartphone of the relevant personnel.

Finalmente, cabe recordar que en un escenario 'post-covid' como el que afronta el sector terciario, la automatización que propone JUNG puede ser un activo importante también. Es un complemento a las medidas higiénicas obligadas por las autoridades, al evitar que el huésped toque más superficies de las estrictamente necesarias. Además, el fabricante alemán dispone también de una serie de mecanismos eléctricos cuyas teclas cuentan con un tratamiento antibacteriano activo.

Finally, it is worth remembering that in a 'post-COVID' scenario, such as the one facing the tertiary sector, the automation proposed by JUNG can also be an important asset. It complements the hygiene measures mandated by the authorities, by avoiding the need for the guest to touch more surfaces than those strictly necessary. Moreover, the German manufacturer also offers a series of electronic mechanisms whose keys are equipped with an active antibacterial treatment.

En resumen, la propuesta de JUNG no solo cubre las necesidades de eficiencia y control de cualquier establecimiento hotelero, si no que proporciona un indispensable valor añadido a su oferta en el contexto actual 'post-covid'. De su calidad y conveniencia dependerá sin duda el futuro de muchos hoteles españoles.

In short, the offer from JUNG not only covers the needs of efficiency and control of any hotel establishment, but also provides an indispensable added value to the current context of 'post-COVID'. The future of many Spanish hotels undoubtedly depends on their quality and convenience.



Antonio Moreno
 Director Técnico de Jung Electro Ibérica, S.A.
 Technical Director, Jung Electro Ibérica, S.A.

LAS RENOVABLES CONTINÚAN BATIENDO LOS PRECIOS DE LOS COMBUSTIBLES FÓSILES

LOS COSTES DE LA ELECTRICIDAD RENOVABLE HAN DESCENDIDO DE FORMA MUY PRONUNCIADA DURANTE LA ÚLTIMA DÉCADA, IMPULSADOS POR LAS MEJORAS TECNOLÓGICAS, LAS ECONOMÍAS DE ESCALA, LAS CADENAS DE SUMINISTRO CADA VEZ MÁS COMPETITIVAS Y LA EXPERIENCIA CRECIENTE DE LOS DESARROLLADORES. COMO RESULTADO, LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN RENOVABLE SE HAN CONVERTIDO EN LA OPCIÓN MÁS BARATA DE NUEVA CAPACIDAD EN CASI TODO EL MUNDO. ESTA NUEVA REALIDAD SE VE CADA VEZ MÁS REFLEJADA EN EL DESPLIEGUE, EN 2019 LAS RENOVABLES REPRESENTARON EL 72% DE TODA LA NUEVA CAPACIDAD A NIVEL MUNDIAL. DE ACUERDO CON LA BASE DE DATOS DE COSTES DE IRENA, EL LCOE MEDIO PONDERADO DE LA SOLAR FOTOVOLTAICA A GRAN ESCALA CAYÓ UN 82% ENTRE 2010 Y 2019, MIENTRAS QUE EL DE LA TERMOSOLAR LO HIZÓ UN 47%, UN 39% EL DE LA EÓLICA TERRESTRE Y UN 29% EL DE LA EÓLICA MARINA.

La generación renovable supera a los combustibles fósiles

No es solo que continúen cayendo los costes de las tecnologías eólica y solar, sino que se están poniendo en servicio cada vez más nuevos proyectos a costes absolutos muy bajos. En 2019, el 56% de la nueva capacidad de generación renovable a gran escala suministró electricidad a un precio menor que la opción más barata de generación fósil. Nueve décimos de la nueva capacidad hidroeléctrica puesta en marcha en 2019 costaron menos que la opción más barata de generación fósil, así como tres cuartos de la nueva capacidad de eólica terrestre y dos quintos de la fotovoltaica a gran escala. Este último valor es notable si se considera que en 2010 la solar fotovoltaica costaba 7,6 veces la opción más barata de generación fósil. En conjunto, estos proyectos ahorrarán, solo a los consumidores de países no miembros de la OECD, 1.000 M\$ al año.

Las cifras de la Base de Datos de Subastas y PPAs de IRENA, indican que los proyectos fotovoltaicos que han ganado subastas y procesos PPA recientemente, y que se pondrán en marcha en 2021, podrían tener un precio medio de solo 0,039 \$/kWh. Esto representa una reducción del 42% respecto al LCOE medio ponderado global de la fotovoltaica en 2019 y es más de un quinto más barato que el competidor fósil más barato, es decir, las plantas de carbón.

Los datos de subastas y PPAs indican que el precio de la electricidad eólica terrestre podría caer a 0,043 \$/kWh en 2021, un 18% menor que en 2019. Mientras, eólica marina y termosolar están listas para un cambio radical, con previsiones de que los precios medios de las subastas caigan un 29% y un 59%, respectivamente, respecto de los valores de 2019. Con plazos de entrega más largos, la eólica marina caerá a 0,082 \$/kWh en 2023, mientras que la termosolar lo hará a 0,075 \$/kWh en 2021.

Ya que el LCOE medio ponderado global de la fotovoltaica a gran escala y de la eólica terrestre podría caer a 0,039 \$/kWh y 0,043 \$/kWh en 2021, los nuevos proyectos de energía renovable son más baratos que los costes operativos marginales de un número

RENEWABLES CONTINUE TO BEAT FOSSIL FUEL COSTS

ELECTRICITY COSTS FROM RENEWABLES HAVE FALLEN SHARPLY OVER THE PAST DECADE, DRIVEN BY IMPROVING TECHNOLOGIES, ECONOMIES OF SCALE, INCREASINGLY COMPETITIVE SUPPLY CHAINS AND GROWING DEVELOPER EXPERIENCE. AS A RESULT, RENEWABLE POWER GENERATION TECHNOLOGIES HAVE BECOME THE LEAST COST OPTION FOR NEW CAPACITY IN ALMOST ALL PARTS OF THE WORLD. THIS NEW REALITY HAS BEEN INCREASINGLY REFLECTED IN DEPLOYMENT, WITH 2019 SEEING RENEWABLES ACCOUNT FOR 72% OF ALL NEW CAPACITY ADDITIONS WORLDWIDE. ACCORDING TO THE IRENA RENEWABLE COST DATABASE, THE GLOBAL WEIGHTED-AVERAGE LCOE OF UTILITY-SCALE SOLAR PV FELL 82% BETWEEN 2010 AND 2019, WHILE THAT OF CSP FELL 47%, ONSHORE WIND BY 39% AND OFFSHORE WIND 29%.

Renewable power generation increasingly out-competes fossil fuels

Not only do costs continue to decline for solar and wind power technologies, but new projects are increasingly being commissioned at very low absolute cost levels. In 2019, 56% of all newly commissioned utility-scale renewable power generation capacity provided electricity at a lower cost than the cheapest new fossil fuel-fired option. 90% of the newly commissioned hydropower capacity in 2019 cost less than the cheapest new fossil fuel-fired option, as did three-quarters of onshore wind capacity and two-fifths of utility-scale solar PV. The latter value is remarkable considering that in 2010, solar PV electricity cost 7.6 times the cheapest fossil fuel-fired option. Overall, these projects will save consumers in non-OECD countries alone, US\$1 billion per year.

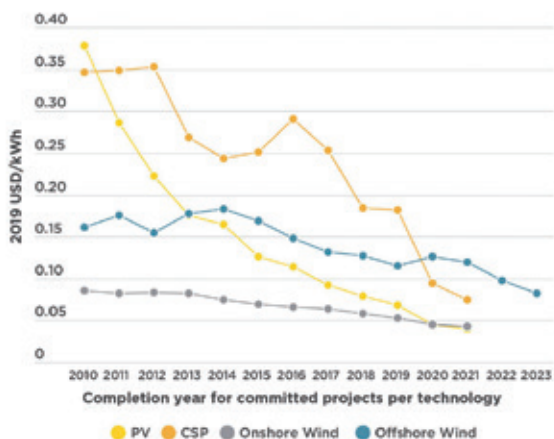
Data in the IRENA Auction and PPA Database indicate that solar PV projects that have won recent auction and PPA processes, which will be commissioned in 2021, could have an average price of just 0.039 \$/kWh. This represents a 42% reduction compared to the global weighted-average LCOE of solar PV in 2019 and is more than one-fifth less than the cheapest fossil-fuel competitor, namely coal-fired plants.

The auction and PPA data indicate the price of electricity from onshore wind could fall to 0.043 \$/kWh by 2021, down 18% from 2019. Offshore wind and CSP projects, meanwhile, are set for a step change, with their global average auction prices set to fall 29% and 59% from 2019 values, respectively. With its longer lead times, offshore wind will fall to 0.082 \$/kWh in 2023, while CSP will fall to 0.075 \$/kWh in 2021.

With the global weighted-average LCOE of utility-scale solar PV and onshore wind potentially set to fall to 0.039 \$/kWh and 0.043 \$/kWh in 2021, new renewable power projects are cheaper than the marginal operating costs of an increasing number of existing coal-fired power



POWER GENERATION COSTS in 2019 Costs continued to fall in 2019 for solar and wind power technologies



ro cada vez mayor de centrales eléctricas de carbón, lo que aumenta el riesgo de un número creciente de activos varados. La comparación de estos costes de electricidad con el análisis realizado por Carbon Tracker (Carbon Tracker, 2018) de los costes operativos de más de 2.000 GW de centrales de carbón sugiere que 1.200 GW de centrales de carbón pueden tener costes operativos más altos que el precio promedio de la nueva fotovoltaica a gran escala en 2021, mientras que para el precio promedio de la electricidad ligeramente más alto de la eólica terrestre, habría 850 GW de capacidad de carbón.

Desmantelar los 500 GW menos competitivos de centrales de carbón existentes y reemplazarlos con solar fotovoltaica y eólica terrestre reduciría los costes de generación del sistema, y potencialmente también los costes que se repercuten a los consumidores, entre 12.000 M\$ y 23.000 M\$ anualmente, dependiendo de la evolución de los precios del carbón y los factores de capacidad del carbón en 2021. Parar 500 GW de las centrales de carbón existentes menos competitivas reduciría la generación de carbón en alrededor de 2.170 TWh, reduciendo las emisiones de CO₂ en 1.8 Gt (5% de las emisiones mundiales de CO₂ en 2019). Reemplazar 500 GW de carbón generaría un estímulo por valor de 940.000 M\$ o más, superando el despliegue de fotovoltaica y eólica terrestre del año pasado, o alrededor del 1% del PIB mundial.

Solar y eólica han alcanzado “tasas de aprendizaje” impresionantes desde 2010. El despliegue en constante aumento, el perfeccionamiento de la tecnología y la creciente experiencia de los desarrolladores y los países han resultado en factores de capacidad más altos y menores costes totales de instalación a lo largo del tiempo. Para el período 2010 a 2019, la tasa de aprendizaje del LCOE fue del 36% para la solar fotovoltaica, del 23% para termosolar y eólica terrestre, y del 10% para la eólica marina. Al extender el período examinado para termosolar, eólica terrestre y fotovoltaica a gran escala hasta 2021, al incluir los precios globales promedio ponderados de la electricidad de la Base de Datos de Subasta y PPAs de IRENA, la tasa de aprendizaje de la fotovoltaica a gran escala aumenta al 40% para el período 2010-2021. Durante el mismo período, la tasa de aprendizaje de la termosolar aumenta significativamente al 38% y la de la eólica terrestre al 29%.

La misma cantidad de dinero invertida en renovables hoy produce mucha más nueva capacidad que hace una década. La capacidad renovable puesta en servicio en 2010, 88 GW en todo el mundo, representó inversiones combinadas por valor de 210.000 M\$, en dólares de 2019. En 2019 se puso en marcha el doble de capacidad por 253.000 M\$, solo alrededor de un quinto más en términos de valor de inversión.

plants, raising the risk of a growing number of stranded assets. Comparing these electricity costs to an analysis by Carbon Tracker (Carbon Tracker, 2018) of the operating costs of over 2,000 GW of coal-fired power plants, suggests 1,200 GW of coal-fired power plants may have higher operating costs than the average price of new utility-scale solar PV in 2021, while for the slightly higher average electricity price for onshore wind, it would be 850 GW of coal capacity.

Retiring the least competitive 500 GW of existing coal-fired plants and replacing them with solar PV and onshore wind would reduce system generation costs - and potentially also the costs passed on to consumers - by between US\$12 billion and US\$23 billion per year, depending on the evolution of coal prices and coal-fired power capacity factors in 2021. Retiring 500 GW of the least competitive existing coal-fired power plants would reduce coal generation by around 2,170 TWh, reducing CO₂ emissions by 1.8 Gt (5% of global CO₂ emissions in 2019). The 500 GW coal replacements would yield a stimulus worth US\$940 billion over and above the past year's solar PV and onshore wind deployment, or around 1% of global GDP.

Solar and wind power have achieved impressive “learning rates” since 2010. Steadily rising deployment, technological refinements and growing developer and country experience have seen higher capacity factors and lower total installed costs over time. For the period 2010-2019, the LCOE learning rate was 36% for solar PV, 23% for CSP and onshore wind and 10% for offshore wind. Extending the period examined for CSP, onshore wind and utility-scale solar PV out to 2021, by including the global weighted-average electricity prices from the IRENA Auction and PPA Database, sees the learning rate for utility-scale solar PV increase to 40% for the period 2010-2021. Over the same period, the CSP learning rate increases significantly to 38% and that of onshore wind to 29%.

The same amount of money invested in renewable power today produces far more new capacity than it would have a decade ago. Renewable power generation capacity commissioned in 2010 - totalling 88 GW for the year worldwide - represented combined investments worth US\$210 billion in 2019. Twice as much was commissioned in 2019 for US\$253 billion - only around one-fifth more in terms of investment value.

Cost trends by technology

The global weighted-average LCOE of **utility-scale solar PV** fell by a precipitous 82% between 2010 and 2019, from a value of 0.378 \$/kWh in 2010 to 0.068 \$/kWh in 2019. This decline in LCOE was driven by the 90% reduction in module prices between 2010 and 2019, which with declining BoS costs, saw the global weighted-average total installed cost fall by 79% over the same period.

The global weighted-average total installed cost of projects commissioned in 2019 fell below the 1,000 \$/kWh mark for the first time, to just 995 \$/kWh, 18% lower than in 2018. India leads the world, in having the lowest weighted-average total installed costs of 618 \$/kWh in 2019. Competitive cost structures are not confined to established markets anymore, however. Market growth in Ukraine and Vietnam, for example, shows how PV continues to become a cost competitive technology choice in a growing number of settings. The weighted-average total installed cost in Ukraine in 2019 was 874 \$/kWh, while it was 1,054 \$/kWh in Vietnam.

By year of commission, the global weighted-average capacity factor for new utility-scale solar PV increased from 13.8% in 2010

Tendencias de los costes por tecnología

El LCOE medio ponderado global de la **fotovoltaica a gran escala** disminuyó un 82% entre 2010 y 2019, de 0,378 \$/kWh en 2010 a 0,068 en 2019. Esta disminución fue impulsada por una reducción del 90% en el precio de los módulos entre 2010 y 2019, que con la disminución de los costes de BoS hizo caer el coste medio ponderado global de instalación en un 79% durante el mismo período.

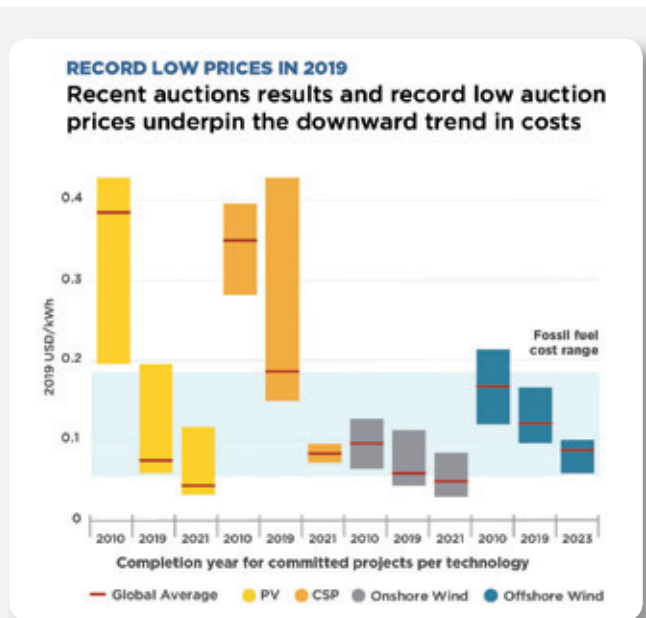
El coste medio ponderado global total de los proyectos puestos en marcha cayó por primera vez en 2019 por debajo de la marca de 1.000 \$/kWh, a solo 995 \$/kWh, un 18% más bajo que en 2018. India es líder mundial con el coste promedio ponderado total de instalación más bajo, con 618 \$/kWh en 2019. Sin embargo, las estructuras de costes competitivos ya no se limitan a los mercados establecidos. El crecimiento del mercado en Ucrania y Vietnam, por ejemplo, muestra cómo la fotovoltaica continúa convirtiéndose en una opción tecnológica competitiva en costes en un número creciente de entornos. El coste promedio ponderado total de instalación en Ucrania en 2019 fue de 874 \$/kWh, mientras que en Vietnam fue de 1.054 \$/kWh.

Por año de puesta en servicio, el factor de capacidad medio ponderado global para la nueva fotovoltaica a gran escala aumentó del 13,8% en 2010 al 18% en 2019. Esto se debió principalmente a un mayor despliegue en ubicaciones más soleadas. Después de aumentar constantemente cada año entre 2010 y 2018, el factor de capacidad parece estabilizarse en torno al 18%. La mayor reducción en el LCOE medio ponderado a nivel de país entre 2010 y 2019 ocurrió en India, donde los costes disminuyeron en un 85%, para alcanzar 0,045 \$/kWh en 2019, un 34% menor que la media ponderada mundial para ese año. China y España lograron los siguientes LCOE más competitivos en 2019, con 0,054 \$/kWh y 0,056 \$/kWh respectivamente.

Las **instalaciones fotovoltaicas en tejados en los sectores residencial y comercial** generalmente tienen estructuras de costes mayores que los proyectos a gran escala dentro de un país. Sin embargo, el LCOE de los sistemas fotovoltaicos residenciales también experimentó una fuerte reducción. Suponiendo un coste de capital medio ponderado del 5% (WACC) para permitir una financiación más barata para los propietarios, el LCOE de los sistemas fotovoltaicos residenciales por país y mercado disminuyó de 0,301-0,455 \$/kWh en 2010 a 0,063-0,265 \$/kWh en 2019, una disminución de entre el 42% y 79% por país/mercado. En 2019, el LCOE promedio más bajo por país/mercado para fotovoltaica en el sector comercial de hasta 500 kW se dio en India y China, con 0,062 \$/kWh y 0,064 \$/kWh, respectivamente. Entre 2017 y 2019, el LCOE en estos mercados cayó un 12% y un 26%, respectivamente.

El LCOE medio ponderado global de la **eólica terrestre** puesta en servicio en 2019 cayó a 0,053 \$/kWh, un 9% menos que en 2018 y un 39% menos que en 2010, cuando fue de 0,086 \$/kWh. En 2019, el LCOE medio ponderado a nivel de país para nuevos proyectos fue más bajo que la opción de combustible fósil más barata en Argentina, Brasil, China, Egipto, Finlandia, India, Suecia y EE.UU. La caída de los precios de los aerogeneradores terrestres un 55-60% desde 2010, ha reducido los costes de instalación, mientras que el aumento de la altura del buje y el área barrida han incrementado los factores de capacidad, al mismo tiempo que los costes de operación y mantenimiento han disminuido. El coste medio ponderado global total de los parques eólicos terrestres disminuyó un 5% anual en 2019, cayendo de 1,549 \$/kWh en 2018 a 1,473 \$/kWh en 2019.

Las mejoras en la tecnología de los aerogeneradores han dado como resultado mayores diámetros de rotor, áreas barridas, potencias nominales y alturas de buje. Esto ha impulsado una mejora en los factores de capacidad que significa que los aerogeneradores de hoy en día generen más electricidad a partir del mismo recurso que sus predecesoras. Entre 2010 y 2019, el factor de capacidad medio



to 18% in 2019. This was predominantly driven by the increased share of deployment in sunnier locations. After increasing steadily every year between 2010 and 2018, the capacity factor seems to be stabilising around the 18% mark. The largest reduction in country-level weighted-average LCOE between 2010 and 2019 occurred in India, where costs declined by 85%, to reach 0.045 \$/kWh in 2019 - a value 34% lower than the global weighted average for that year. China and Spain achieved the next most competitive LCOEs in 2019, with weighted-average values of 0.054 \$/kWh and 0.056 \$/kWh respectively for 2019.

Residential and commercial sector rooftop solar PV typically have higher cost structures than utility-scale projects within a country. The LCOE of residential PV systems has, however, also experienced a steep reduction. Assuming a 5% weighted average cost of capital (WACC) to allow for cheaper finance for homeowners, the LCOE of residential PV systems by country and market declined from between 0.301 \$/kWh and 0.455 \$/kWh in 2010 to between 0.063 \$/kWh and 0.265 \$/kWh in 2019 - a fall of between 42% and 79% by country/market. In 2019, the lowest country/market average LCOEs for commercial PV up to 500 kW could be found in India and China, at 0.062 \$/kWh and 0.064 \$/kWh, respectively. Between 2017 and 2019, the LCOEs in these markets fell 12% and 26%, respectively.

The global weighted-average LCOE of **onshore wind** projects commissioned in 2019 fell to 0.053 \$/kWh, 9% lower than in 2018 and 39% lower than in 2010, when it was 0.086 \$/kWh. In 2019, the country-level weighted-average LCOE for new projects was lower than the cheapest fossil fuel-fired option in Argentina, Brazil, China, Egypt, Finland, India, Sweden and the US. Falling prices for onshore wind turbines - down 55-60% since 2010 - have reduced installed costs, while expanding hub heights and swept areas have boosted capacity factors at the same time as O&M costs have fallen. The global weighted-average total installed cost of onshore wind farms thus declined by 5% in 2019, year-on-year, falling from 1,549 \$/kWh in 2018 to 1,473 \$/kWh in 2019.

Improvements in wind turbine technology have resulted in larger rotor diameters, swept blade areas, name plate capacities and hub heights. This has driven an improvement in capacity factors that means today's turbines harvest more electricity from the same resource than their predecessors. Between 2010 and 2019, the global weighted-average capacity factor for onshore wind increased by almost one-third, from just over 27% in 2010 to 36% in 2019.

ponderado global de la eólica terrestre aumentó en casi un tercio, de poco más del 27% en 2010 al 36% en 2019.

Los costes de instalación de la **eólica marina** cayeron un 18% en 2010-2019, mientras que su factor de capacidad mejoró en casi un quinto en la última década (del 37% en 2010 al 44% en 2019). Los costes de operación y mantenimiento disminuyeron de manera similar con mayores tamaños de aerogeneradores, capacidades de servicio ampliadas y la aparición de sinergias de costes en las zonas de parques eólicos marítimos en desarrollo. En 2019, el LCOE medio ponderado global de la eólica marina había caído a 0,115 \$/kWh, desde 0,161 \$/kWh en 2010. Sin embargo, los resultados de subastas recientes, incluidas las ofertas sin subsidio, anuncian un cambio radical en la competitividad de la eólica marina en la década de 2020, con precios de la electricidad entre 0,05 y 0,10 \$/kWh a punto de convertirse en la norma.

Los costes de instalación de la **energía termosolar** ha disminuido en los últimos años con mejoras tecnológicas continuas y una mayor competitividad de la cadena de suministro. El factor de capacidad medio ponderado global mejoró del 30% al 45% entre 2010 y 2019, con la construcción de nuevas plantas termosolares con tecnología mejorada, en mejores sitios y en países más soleados. El LCOE medio ponderado global de las plantas termosolares fue de alrededor de 0,35 \$/kWh entre 2010 y 2012, pero cayó un 47% entre 2010 y 2019. Los resultados de subastas y PPAs recientes sugieren que el coste de la electricidad termosolar caerá al rango 0,07-0,08 \$/kWh. Con su capacidad de proporcionar energía renovable gestionable, la termosolar podría, por tanto, desempeñar un papel cada vez más importante para facilitar cuotas cada vez mayores de fotovoltaica y eólica variables en áreas con buen recurso solar para apoyar a las plantas termosolares.

La **hidroeléctrica** es una tecnología de generación renovable madura y comercialmente atractiva. La hidroeléctrica también se encuentra en una posición única para proporcionar no solo electricidad barata, sino también almacenamiento barato y servicios de flexibilidad a escala de red. Entre 2018 y 2019, el coste medio ponderado total global de los proyectos hidroeléctricos aumentó de 1,435 \$/kWh a 1,704 \$/kWh. El LCOE medio ponderado global de hidroeléctrica en 2019 fue de 0,047 \$/kWh, un 6% más que en 2018 y un 27% más que en 2010. A pesar de este aumento, la hidroeléctrica sigue siendo una fuente de electricidad competitiva y barata, con un LCOE medio global ponderado todavía cómodamente por debajo de la fuente más barata de electricidad fósil.

Para los proyectos de **bioenergía** entregados en 2019, el coste medio ponderado total global fue de 2,141 \$/kWh, aumentando respecto de los 1,693 \$/kWh de 2018. El factor de capacidad de las plantas de bioenergía está impulsado por la disponibilidad de materia prima de bajo coste. Entre 2010 y 2019, el factor de capacidad medio ponderado global para los proyectos de bioenergía varió entre el 64% en 2012 y el 86% en 2017. Debido a la heterogeneidad de los costes de la materia prima y la tecnología, y los costes de la tecnología típicamente más altos en los países de la OCDE, la media ponderada mundial anual está fuertemente influenciada por la combinación de tecnología y la ubicación geográfica de las plantas. Entre 2010 y 2019, el LCOE medio ponderado global de las nuevas plantas de bioenergía puestas en servicio osciló entre 0,055 \$/kWh en 2011 a de 0,082 \$/kWh en 2014, terminando en 0,066 \$/kWh en 2019.

Las nuevas **plantas geotérmicas** puestas en servicio tenían un LCOE medio ponderado global de 0,073 \$/kWh en 2019, solo un poco más que el año anterior y todavía en línea con los costes desde 2013. Desde entonces hasta 2019, el LCOE medio ponderado global varió entre 0,06 y 0,07 \$/kWh para esta tecnología madura, que proporciona electricidad renovable firme en áreas con recursos geotérmicos activos. Las nuevas incorporaciones de capacidad para esta tecnología siguen siendo modestas. 2019 registró record de nuevas incorporaciones de capacidad, pero solo totalizaron 680 MW.

The installed costs of **offshore wind** fell 18% in 2010-2019, while its capacity factor improved by nearly one-fifth over the last decade (from 37% in 2010 to 44% in 2019). O&M costs similarly fell with larger turbine sizes, expanded service capacities and the emergence of cost synergies across growing offshore wind farm zones. In 2019, the global weighted-average LCOE of offshore wind had fallen to 0.115 \$/kWh, from 0.161 \$/kWh in 2010. Recent auction results, including subsidy-free bids, however, herald a step change in competitiveness for offshore wind in the 2020s, with electricity prices of between 0.05 and 0.10 \$/kWh about to become the norm.

The installed costs of **CSP** have fallen in recent years with ongoing technological improvements and increased supply chain competitiveness. The global weighted-average capacity factor improved from 30% to 45% between 2010 and 2019, with new CSP plants being built with improved technology, at better sites and in countries with more sunshine. The global weighted-average LCOE of CSP plants was around 0.35 \$/kWh between 2010 and 2012, but fell 47% between 2010 and 2019. Recent auction and PPA results suggest the cost of electricity from CSP will fall into the 0.07 to 0.08 \$/kWh range. With its ability to provide dispatchable renewable power, CSP could therefore play an increasingly important role in facilitating ever higher shares of variable solar PV and wind in areas with the direct solar resources to support CSP plants.

Hydropower is a mature, commercially attractive renewable power generation technology. Hydropower is also uniquely placed to provide not only low-cost electricity, but also cheap electricity storage and large-scale flexibility services to the grid. Between 2018 and 2019, the global weighted-average total installed cost of hydropower projects rose from 1,435 \$/kWh to 1,704 \$/kWh. The global weighted-average LCOE of hydropower in 2019 was 0.047 \$/kWh - 6% up on 2018 and 27% higher compared to 2010. Despite the increase in global weighted-average LCOE since 2010, hydropower remains a competitive, low-cost source of electricity, with its global weighted-average LCOE still comfortably below the cheapest fossil fuel-fired source of new electricity generation.

For **bioenergy** projects newly commissioned in 2019, the global weighted-average total installed cost was 2,141 \$/kWh, an increase on the 2018 weighted-average of 1,693 \$/kWh. Capacity factors for bioenergy plants are driven by the availability of low-cost feedstocks. Between 2010 and 2019, the global weighted-average capacity factor for bioenergy projects varied between a low of 64% in 2012 to a high of 86% in 2017. Due to the heterogeneity of bioenergy feedstock and technology costs and the typically higher technology costs in OECD countries, annual global weighted-averages are strongly influenced by the technology mix and geographical location of commissioned plants. Between 2010 and 2019, the global weighted-average LCOE of newly commissioned bioenergy plants has therefore ranged between a low of 0.055 \$/kWh in 2011 to a high of 0.082 \$/kWh in 2014, ending at 0.066 \$/kWh in 2019.

Newly-commissioned **geothermal plants** had a global weighted-average LCOE of 0.073 \$/kWh in 2019, up only slightly from the previous year and still broadly in line with costs since 2013. From then until 2019, the global weighted-average LCOE ranged between 0.06 and 0.07 \$/kWh for this mature technology which provides firm renewable electricity in areas with active geothermal resources. New capacity additions for this technology remain modest. The year 2019 saw record new capacity additions, but they totalled just 680 MW.

LAS ISLAS EUROPEAS LIDERARÁN LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA GRACIAS AL PROYECTO NESOI

ACCELERAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA CON LAS ISLAS EUROPEAS COMO LÍDERES DEL CAMBIO. ESE ES EL OBJETIVO DEL PROYECTO EUROPEO NESOI QUE, FINANCIADO POR LA COMISIÓN EUROPEA A TRAVÉS DE SU PROGRAMA HORIZONTE2020 CON 10 M€, AYUDARÁ A LAS ISLAS A ACCEDER A FINANCIACIÓN Y A CAPTAR INVERSIONES PARA PONER EN MARCHA PROYECTOS INNOVADORES DURANTE LOS PRÓXIMOS TRES AÑOS. ASÍ, CON EL FIN DE IMPULSAR LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y CONTRIBUIR A LA APLICACIÓN DE LAS POLÍTICAS RECOGIDAS EN EL PACTO VERDE EUROPEO, NESOI (“NEW ENERGY SOLUTIONS OPTIMISED FOR ISLANDS”) BUSCARÁ ISLAS EUROPEAS DISPUESTAS A PARTICIPAR EN EL PROYECTO PARA LIBERAR TODO SU POTENCIAL EN MATERIA ENERGÉTICA.

Actualmente, muchas islas están inmersas en la transición energética pero la mayoría de ellas no tienen la experiencia necesaria para poner en marcha inversiones concretas, acceder a financiación e impulsar así proyectos en este ámbito. Para resolver esta necesidad de las islas, un consorcio interdisciplinar de diez socios de seis países europeos ha unido fuerzas en NESOI para apoyar, de forma personalizada, proyectos innovadores de transición energética y energías renovables en diferentes etapas de desarrollo, todo ello con una garantía de viabilidad técnica y económica. Liderados por SINLOC – Sistema Iniziative Locali, el consorcio está formado por R2M Solution, RINA Consulting, ZABALA Innovation Consulting, Asociación Helénica de Economía Energética, Fundación CIRCE, Centre for Research and Technology Hellas, E.ON, Deloitte y WOLF THEISS.

Las islas beneficiarias se seleccionarán mediante dos convocatorias competitivas de proyectos, la primera de las cuales se pondrá en marcha en el tercer trimestre de este año. Las iniciativas seleccionadas recibirán recursos por un importe global de 6,2 M€, destinados a movilizar inversiones de al menos 100 M€ mediante la interceptación de recursos privados o públicos también de otros programas europeos.

Hasta entonces, el consorcio ha lanzado una encuesta para conocer las necesidades de las islas para poder así adaptar sus servicios. Los interesados principales a los que se ha contactado incluyen desde organismos del sector público (autoridades locales, gobiernos nacionales y regionales) hasta organizaciones privadas y público-privadas, pasando por productores y distribuidores de energía. Entre los datos preliminares recogidos, más del 35% de los encuestados han asegurado estar trabajando en futuros proyectos de transición energética de las islas centrados en la producción de electricidad a partir de fuentes de energía renovable, seguidos de proyectos de

EUROPE’S ISLANDS WILL LEAD THE ENERGY TRANSITION THANKS TO THE NESOI PROJECT

ACCELERATING THE ENERGY TRANSITION WITH EUROPE’S ISLANDS LEADING THE CHANGE. THIS IS THE OBJECTIVE OF EUROPE’S NESOI PROJECT WHICH ENJOYS €10M OF FUNDING FROM THE EUROPEAN COMMISSION UNDER ITS HORIZON2020 PROGRAMME. THE INITIATIVE WILL HELP ISLANDS ACCESS FINANCING AND ATTRACT INVESTMENTS TO PUT INTO PLACE INNOVATIVE PROJECTS OVER THE NEXT THREE YEARS. AS SUCH, WITH THE AIM OF STIMULATING THE ENERGY TRANSITION AND HELPING IMPLEMENT THE POLICIES CONTAINED IN THE EUROPEAN GREEN DEAL, NESOI (“NEW ENERGY SOLUTIONS OPTIMISED FOR ISLANDS”) WILL LOOK FOR EUROPEAN ISLANDS WILLING TO TAKE PART IN THE PROJECT TO UNLOCK ALL THEIR ENERGY POTENTIAL.



Many islands are currently engaged in the energy transition, however most do not have the necessary experience to put into place the correct level of investment, to access financing and thereby foster projects in this field. To respond to these islands’ needs, a cross-disciplinary consortium of ten partners from six European countries have joined forces under NESOI to provide tailor-made support for innovative energy transition and renewable energy projects in different stages of

development, all this with technical and economic feasibility guaranteed. Coordinated by SINLOC - Sistema Iniziative Locali, the consortium comprises R2M Solution, RINA Consulting, ZABALA Innovation Consulting, the Hellenic Association for Energy Economics, the CIRCE Foundation, the Hellas Centre for Research and Technology, E.ON, Deloitte and WOLF THEISS.

The beneficiary islands will be selected through two competitive calls for entries, the first of which will be opened in Q3 this year. The selected initiatives will receive resources totalling €6.2m, designed to mobilise investments of at least €100m through the uptake of private and public resources from other European programmes.

So far, the consortium has launched a survey to learn about the needs of the islands in order to adapt their services. The interested parties contacted include public sector entities (local authorities, local and regional governments) and even private and public-private organisations, as well as utilities and energy distributors. Of the initial data collated, more than 35% of those surveyed have confirmed that they will be working on future energy transition projects on the islands that focus on electricity production from renewable energy sources, followed by energy storage projects (approximately 10%) and electricity distribution (around 10%).

Support platform for the islands

To centralise the tasks to achieve the objectives set by the islands, NESOI is developing a physical and digital platform that will provide them with training, technical support, as well as self-analysis of their eligibility for the allocation of funding, collaboration opportunities and best practices to continue supporting the projects during their development. As such, the NESOI project explores the



Circe

almacenamiento de energía (aproximadamente el 10%) y de distribución de electricidad (aproximadamente el 10%).

Plataforma de apoyo a las islas

Para centralizar los trabajos para la consecución de los objetivos marcados por las islas, NESOI está desarrollando una plataforma física y digital que les proporcionará formación, apoyo técnico, junto con autodiagnóstico de elegibilidad para la convocatoria de ayudas, oportunidades de cooperación y mejores prácticas para seguir apoyando los proyectos en su desarrollo. De este modo, el proyecto NESOI explora la posibilidad de activar las sinergias y la colaboración, prestando especial atención a la contribución que NESOI podría ofrecer al plan de recuperación económica en el contexto posterior al Covid-19.

Este nuevo contexto plantea nuevos desafíos, pero también importantes oportunidades para las islas en la búsqueda de modelos socioeconómicos sostenibles, a menudo tan dependientes de uno de los sectores posiblemente más afectados por esta situación: el turismo. En este sentido, el proyecto NESOI se alinea con los objetivos del Pacto Verde Europeo, que parece ahora más pertinente que nunca en el contexto de las islas. No solo en lo que respecta a la protección del medioambiente con el desarrollo de tecnologías de descarbonización, para hacer frente a los elevados costes de producción de energía o crear comunidades sostenibles, sino también para apoyar un rápido y profundo reposicionamiento de la oferta turística de las islas hacia modelos empresariales sostenibles de valor añadido.

En este marco, la asistencia técnica ofrecida por NESOI se hace fundamental para acelerar el gasto y aplicar iniciativas sostenibles y viables. También para generar sólidas oportunidades de financiación para la puesta en práctica concreta de plantas, edificios e infraestructuras energéticas renovables, la reducción de las facturas energéticas o la creación de empleo local.

La plataforma creada por NESOI conducirá a la elaboración de al menos 20 planes de acción de transición energética en las islas de la Unión Europea e iniciará 40 proyectos de implementación específicos. Además, la eficacia de la metodología y las herramientas usadas permitirán la participación de al menos 50 islas capaces de ampliar el impacto mediante la elaboración y aplicación de 40 planes adicionales de transición energética y la asimilación de más de 300 proyectos potenciales de energía con bajas emisiones de carbono para 2030.

CIRCE coordina el desarrollo de metodologías

Dentro del consorcio del proyecto, Fundación CIRCE lidera desde España el desarrollo de las diferentes herramientas y metodologías de NESOI, además de contribuir significativamente a la asistencia de los expertos en los proyectos seleccionados y a la preparación para la creación de la capacidad local. De este modo, CIRCE evaluará las necesidades de las islas para iniciar su transición energética y, sobre esa base, elaborará un conjunto de instrumentos y metodologías que las guíen en la estructuración de sus planes desde diferentes perspectivas (tecnológica, financiera, modelo empresarial, participación ciudadana... etc). También proporcionará una asistencia técnica flexible y personalizada *in situ* a las islas seleccionadas a lo largo de la ejecución de dichos planes.

Gracias a todo este trabajo, el proyecto NESOI espera activar 100 M€ en inversiones para las islas, ahorrar 440 GWh anuales en energía primaria y reducir en 160.000 kt las emisiones de CO₂ y, por tanto, recortar las emisiones de GEIs, contribuyendo así a la transición energética y a un crecimiento económico sostenible para la Unión Europea.



possibility of activating synergies and collaboration, paying special attention to the contribution that NESOI could offer the economic recovery plan within the post-COVID-19 context.

This new context brings with it new challenges, but also important opportunities for the islands in the search for sustainable socio-economic models that are so often dependent on one of the sectors possibly the most affected by this situation: tourism. In this regard, the NESOI project aligns with the objectives of the European Green Deal that seem now to be more relevant than even in the context of the islands. Not only as regards protecting the environment through the development of decarbonisation technologies, to address high energy production costs, or to create sustainable communities; but also to support a fast and far-reaching repositioning of the tourism offer, towards corporate models that are both sustainable and add value.

Within this framework, the technical assistance offered by NESOI is essential to accelerate expenditure and apply sustainable and viable initiatives. Also to generate solid financing opportunities to put specific renewable energy plants, buildings and infrastructures into practice, bring down energy bills and create local jobs.

The NESOI platform will lead to the creation of at least 20 energy transition action plans on islands across the EU and will initiate 40 specific implementation projects. In addition, the effectiveness of the methodology and the tools used will enable the participation of at least 50 islands capable of expanding the impact by drafting and applying 40 additional energy transition plans and assimilating over 300 potential low carbon emission projects for 2030.

Methodology development coordinated by CIRCE

Within the project consortium, Spain's CIRCE Foundation is heading up the development of the different NESOI tools and methodologies, in addition to making a significant contribution to helping the experts in the selected projects and preparing for the creation of local capacity. As a result, CIRCE will assess the needs of the islands to initiate their energy transition and on this basis, draw up a series of tools and methodologies to guide them in structuring their plans from different perspectives (technological, financial, business model, citizens' participation, etc.). CIRCE will also provide flexible and personalised *in situ* technical assistance to the selected islands throughout the execution phase of these plans.

Thanks to all this work, the NESOI project aims to activate €100m in investments for the islands, to save 440 GWh per annum in primary energy and reduce CO₂ emissions by 160,000 kt. This will bring down GHG emissions and thus contribute to the energy transition as well as to sustainable economic growth across the European Union.



LAS RENOVABLES SIGUEN BATIENDO RECORDS EN EUROPA

EL 24 DE MAYO, LA UE LOGRÓ UN NUEVO HITO DE GENERACIÓN RENOVABLE, CON EL 55% DE TODO EL SUMINISTRO DE ELECTRICIDAD PROVENIENTE DE FUENTES LIMPIAS COMO EÓLICA, SOLAR E HIDRÁULICA. REGISTRAR ESTAS IMPRESIONANTES CIFRAS EN TODO EL CONTINENTE, ANTES DE LA LLEGADA DE LOS DÍAS MÁS LARGOS Y SOLEADOS DEL VERANO, ES UN HITO FANTÁSTICO QUE MUCHOS PENSABAN QUE NO SE PODRÍA LOGRAR HASTE DENTRO DE 10 AÑOS. ESTO HA BRINDADO UNA RARA OPORTUNIDAD DE APRENDER CÓMO LAS REDES ELÉCTRICAS PUEDEN GESTIONAR UNA MAYOR CANTIDAD DE ENERGÍA LIMPIA, ACERCANDO A EUROPA AL 100% DE ENERGÍA RENOVABLE.

Logro paneuropeo

Los datos, proporcionados por Wartsilä Energy Transition Lab, muestran que todos los países del continente están viendo como las energías renovables cada vez juegan un papel más importante y acelerando la transición hacia sistemas energéticos 100% renovables.

En mayo, por ejemplo, las renovables representaron en promedio el 58% del *mix* energético de Alemania, mientras que en Reino Unido representaron poco menos de la mitad (48%). Esto representa un aumento anual del 8% y 10% respectivamente.

Más al sur, el 30 de abril, España logró un récord al generar el 74% de su energía a partir de fuentes renovables. Este es un aumento significativo del 23% en comparación con el promedio anual de poco más de la mitad (51%) que se logró cuando se paró la energía nuclear para dejar espacio para el pico de energía renovable.

Francia se está rezagando ligeramente con un 31% de generación renovable en mayo, pero aún es casi un 10% más alto en comparación con mayo de 2019 (8%), lo que resulta en una caída en la participación de la energía nuclear de un 23% durante el mes.

La intensidad de carbono del suministro energético de Europa cayó más del 20% en comparación con mayo de 2019, con un tercio menos de generación a carbón. En toda Europa, la demanda de energía ha caído un 10% en mayo respecto al año anterior, debido al impacto de la COVID-19 y a los confinamientos impuestos en todo el continente.

La proporción de energías renovables en Europa ha alcanzado niveles que no se esperaban hasta dentro de 10 años, mostrando lo que es posible con nuestros sistemas energéticos actuales y ofreciendo una oportunidad significativa para aprender cómo acelerar la transición hacia un sistema energético 100% renovable.

El efecto COVID-19

Hace solo unos meses, casi nadie habría pensado que el sector energético europeo alcanzaría estos hitos en 2020.

La COVID-19 ha sido, sin duda, un gran factor. Los confinamientos en toda Europa han resultado en una caída promedio de la demanda de energía del 10%, pero el suministro de energía renovable no se está desacelerando. De hecho, está sucediendo todo lo contrario. Ha habido períodos de días soleados y ventosos que han permitido que la energía renovable represente alrededor de la mitad de la generación en promedio desde el confinamiento, un aumento del 9% respecto al mismo período del año pasado.

EUROPE'S RENEWABLE ENERGY RECORDS CONTINUE TO TOPPLE

ON 24 MAY, EU ACHIEVED A NEW RENEWABLE GENERATION MILESTONE, WITH 55% OF ALL ELECTRICITY SUPPLY COMING FROM CLEAN SOURCES SUCH AS WIND, SOLAR AND HYDRO. RECORDING THESE IMPRESSIVE FIGURES ACROSS THE CONTINENT BEFORE THE LONGER AND SUNNIER DAYS OF SUMMER IS A FANTASTIC MILESTONE THAT MANY THOUGHT COULD NOT BE ACHIEVED FOR ANOTHER 10 YEARS. THIS HAS PROVIDED A RARE OPPORTUNITY TO LEARN HOW THE ELECTRICITY NETWORKS CAN MANAGE INCREASED AMOUNT OF CLEAN GENERATION, ULTIMATELY DRIVING EUROPE CLOSER TO 100% RENEWABLE ENERGY.

Pan-European achievement

The data, provided by Wartsilä Energy Transition Lab, shows that every country across the continent is seeing renewables playing a greater role and accelerating the transition towards 100% renewable energy systems.

In May for instance, Germany's fuel mix was 58% renewable on average, while in the UK it was just under half (48%). This is a year-on-year increase of 8% and 10% respectively.

Further south, on 30 April, Spain achieved a record by generating 74% of its power from renewable sources. This is a significant increase of 23% when compared to the annual average of just over half (51%) that was achieved when nuclear was turned down to make room for the peak in renewable power.

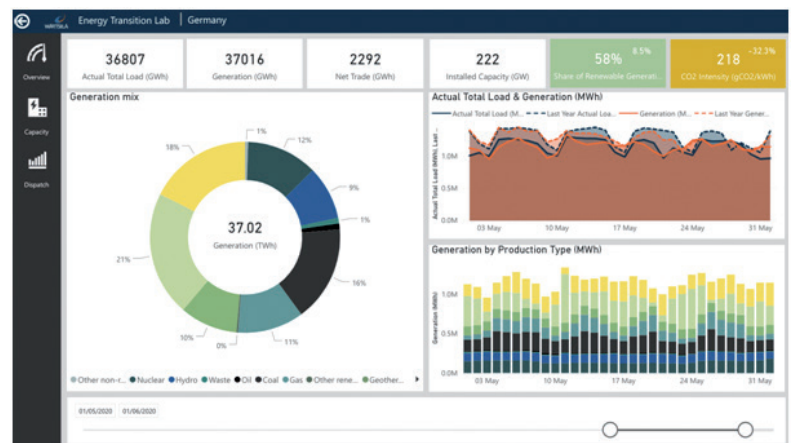
France is lagging behind slightly at 31% renewable generation in May, but this is still almost 10% higher compared to May 2019 (8%), resulting in a fall in the share of nuclear power of almost a quarter (23%) over the month.

The carbon intensity of Europe's power supply dropped more than 20% compared to May 2019, with a third less coal generation. Across Europe, energy demand is down 10% in May year-on-year, due to the impact of COVID-19 and the lockdowns seen across the continent.

The share of renewables in Europe has reached levels not expected for another 10 years, showing what is possible with our current energy systems and offering a significant opportunity to learn how to accelerate the transition to 100% renewable energy.

The COVID-19 effect

Just a few months ago, hardly any of us in Europe's energy sector would have thought we would achieve these milestones in 2020.





COVID-19 has undoubtedly been a huge factor. The lockdowns across Europe have resulted in an average drop in energy demand of 10%, but renewable energy supply is not slowing. In fact, quite the opposite is happening. There have been spells of sunny and windy days that have allowed renewable power to make up around half of generation on average since the lockdown, a 9% increase over the same period last year.

The end of inflexible generation?

So, what happens when the sun does not shine and the wind does not blow? Most of us have heard this question and those asking

predicted unreliable power networks marred by common supply issues and power outages.

Fortunately, our energy systems have defied the doubters and the lights have stayed on. As a result, Europe's energy system was 20% less carbon intensive in May 2020 compared to May 2019.

Flexible power assets, such as energy storage and flexible gas power plants, have played a significant role in this success. Energy storage can help by 'charging' when there is surplus supply and exporting when required, while flexible generation can be quickly dispatched or turned down as required.

The flexibility in Europe's power markets has proved invaluable to support more renewable energy over lockdown, but the markets have been calling for more. This is apparent through negative pricing, which has been a common occurrence on sunny and windy days.

On certain days, Germany has been forced to sell surplus power at low or even negative prices (-80 €/MWh) to countries like Norway, which can use flexible assets to benefit from this pricing. Countries such as Germany now have a clear incentive to dramatically increase their ability to flex and make room for renewable power. Making these positive investment decisions now will be essential for achieving a net-zero energy system across Europe in the coming decades.

Learning from COVID-19

During the huge difficulties caused by this pandemic, we have been presented with a unique opportunity to learn about how we can tackle the next big challenge: climate change.

The share of renewables in Europe has reached unprecedented levels thanks to the crisis, demonstrating the capabilities of existing energy systems. We now have a unique opportunity to understand the measures that need to be put in place to accelerate the transition to 100% renewable energy.

We must now capitalise on this rare glimpse into the future and use it to build a cleaner and more flexible energy system.

¿El fin de la generación inflexible?

Entonces, ¿qué sucede cuando el sol no brilla y el viento no sopla? La mayoría de nosotros hemos escuchado esta pregunta y los que preguntaron predijeron redes de energía poco fiables dañadas por problemas comunes de suministro y cortes de energía.

Afortunadamente, nuestros sistemas energéticos han desafiado a los escépticos y las luces han permanecido encendidas. Como resultado, el sistema energético de Europa fue un 20% menos intensivo en carbono en mayo de 2020 en comparación con mayo de 2019.

Los activos de energía flexible, como el almacenamiento de energía y las centrales eléctricas flexibles a gas, han jugado un papel importante en este éxito. El almacenamiento de energía puede ayudar, cargando cuando hay un excedente de suministro y exportando cuando sea necesario, mientras que la generación flexible se puede despachar o parar rápidamente según sea necesario.

La flexibilidad en los mercados energéticos europeos ha demostrado ser inestimable para soportar más energía renovable durante el confinamiento, pero los mercados han demandado más. Esto se hace patente a través de precios negativos, lo que ha venido ocurriendo en días soleados y ventosos.

En ciertos días, Alemania se ha visto obligada a vender energía excedente incluso a precios negativos (-80 €/MWh) a países como Noruega, que puede utilizar activos flexibles para beneficiarse de este precio. Países como Alemania ahora tienen un claro incentivo para aumentar dramáticamente su capacidad de flexibilizar y dejar espacio para la energía renovable. Tomar estas decisiones positivas de inversión ahora será esencial para lograr un sistema energético neto cero en toda Europa en las próximas décadas.

Aprendiendo de la COVID-19

Durante las enormes dificultades causadas por esta pandemia, se nos ha presentado una oportunidad única para aprender cómo podemos enfrentar el próximo gran desafío: el cambio climático.

La proporción de energías renovables en Europa ha alcanzado niveles sin precedentes gracias a la crisis, lo que demuestra las capacidades de los sistemas energéticos existentes. Ahora tenemos una oportunidad única para comprender las medidas que deben implementarse para acelerar la transición al 100% de energía renovable.

Ahora debemos capitalizar esta rara visión del futuro y usarla para construir un sistema energético más limpio y flexible.



Matti Rautkivi

Director de Estrategia y Desarrollo de Negocios, Wärtsilä Energy Group
Director of Strategy and Business Development, Wärtsilä Energy Group

Operación y Mantenimiento

Ingeteam

READY FOR YOUR CHALLENGES

www.ingeteam.com

CUIDANDO LO QUE IMPORTA.

Ingeteam Service es una empresa global que ofrece servicios de operación y mantenimiento en plantas de generación de energía en cualquier lugar del mundo.

Los **más de 16GW** mantenidos en todo el planeta son la mejor muestra de nuestra capacidad para ofrecer las mejores soluciones y para garantizar el mejor servicio por parte de un equipo que cuida lo que verdaderamente importa.

En Ingeteam abordamos cada proyecto con toda la **energía de nuestra imaginación** para ofrecer las mejores respuestas y comprometernos al máximo con nuestros clientes.



GRUPOS ELECTRÓGENOS ESPECIALES PARA APOYAR LA PRODUCCIÓN RENOVABLE

GENESAL ENERGY HA REALIZADO RECIENTEMENTE EL SUMINISTRO DE GRUPOS ELECTRÓGENOS PARA SUMINISTRAR ENERGÍA DE EMERGENCIA AL COMPLEJO SOLAR CERRO DOMINADOR, SITUADO EN EL DESIERTO DE ATACAMA. ESTOS GRUPOS SE HAN DISEÑADO PARA TRABAJAR EN CONDICIONES EXTREMAS, EN UNA DE LAS ZONAS CON MÁS RADIACIÓN SOLAR DEL PLANETA. TAMBIÉN EN LA REGIÓN DE LATINOAMÉRICA, LOS GRUPOS DE GENESAL ENERGY AYUDAN A MAXIMIZAR LA EFICIENCIA PARQUES EÓLICOS UBICADOS EN REGIONES DE HURACANES, COMO MÉXICO Y REPÚBLICA DOMINICANA.

Energía de emergencia para Cerro Dominador, el mayor complejo solar de Latinoamérica

En lo alto del desierto chileno de Atacama se construye Cerro Dominador. Formado por una gran central termosolar y una planta fotovoltaica, es el mayor complejo solar de Latinoamérica y en su construcción participa la empresa gallega Genesal Energy con la fabricación y suministro de cinco grupos electrógenos de emergencia diseñados para soportar las altas temperaturas de la zona.

Los equipos han sido fabricados para trabajar en este desierto, en condiciones muy extremas, tanto por temperatura como por altitud, asegurando en todo momento una correcta ventilación a la vez que manteniendo un nivel sonoro que permita la confortabilidad en la planta termosolar. Así, los cinco grupos especiales garantizan el suministro de energía para todas las instalaciones de la central, desde la iluminación hasta el arranque de turbinas o los edificios administrativos.

Baja permeabilidad contra la arena

Cerro Dominador está situado en la localidad de María Elena, en la Región de Antofagasta, una de las zonas con los índices de radiación solar más elevados del mundo. El complejo producirá energía limpia y, según las previsiones, evitará la emisión a la atmósfera de 640.000 t/año de CO₂ y creará más de 1.000 puestos de trabajo.

Para llevar energía de emergencia a este inmenso complejo, Genesal Energy se adaptó a las condiciones de la zona, ya que el cliente necesitaba grupos personalizados, de altísima precisión, con una baja permeabilidad contra la arena y otras impurezas arrastradas por el viento del desierto.

Estas son las principales características de estos grupos Genesal:

- Silenciadores de entrada y salida de aire.
- Ventiladores para refrigeración de las salas motor-alternador
- Sistema de climatización en la sala de control
- Depósito de 2000-3000 l de capacidad según el modelo de doble pared homologado bajo norma chilena con trasiego para alimentación externa.
- Sistema de control con lógicas a medida para poder alimentar sistemas de baja y media tensión e integración con el sistema de control de planta.
- Rejillas motorizadas para evitar la entrada impurezas con el grupo parado.
- Malla de 1mm de luz para evitar la entrada de arena y otras impurezas finas con el grupo en funcionamiento.

SPECIALISED GENSETS TO SUPPORT RENEWABLE PRODUCTION

GENESAL ENERGY HAS RECENTLY SUPPLIED GENSETS TO PROVIDE BACKUP POWER TO THE CERRO DOMINADOR SOLAR COMPLEX IN THE ATACAMA DESERT. THESE GENSETS HAVE BEEN DESIGNED TO WORK IN EXTREME CONDITIONS IN ONE OF THE REGIONS WITH THE HIGHEST LEVEL OF SOLAR RADIATION ON THE PLANET. ALSO IN LATIN AMERICA, GENSETS FROM GENESAL ENERGY ARE HELPING TO MAXIMISE THE EFFICIENCY OF WIND FARMS LOCATED IN HURRICANE ZONES, SUCH AS MEXICO AND THE DOMINICAN REPUBLIC.

Backup power for Cerro Dominador, Latin America's largest solar complex

Cerro Dominador is under construction, high up in Chile's Atacama Desert. Comprising a large CSP plant and a PV plant, it is the biggest solar complex in Latin America. Taking part in its construction is Galicia-based

Genesal Energy, who is manufacturing and supplying five backup gensets designed to withstand the region's high temperatures.

The units have been specially manufactured to work in this desert, under very extreme conditions in terms of both temperature and altitude, always guaranteeing the correct ventilation, while maintaining a comfortable sound level inside the CSP plant. As such, these five special gensets ensure a reliable energy supply for all plant installations, from lighting to turbine start-up and administrative buildings.

Low permeability to sand

Cerro Dominador is located in the town of María Elena, in the region of Antofagasta, one of the areas with the highest indices of solar radiation anywhere in the world. The complex will produce clean energy and, according to forecasts, will avoid the emission into the atmosphere of 640,000 t/year of CO₂ and create over 1,000 jobs.

To supply backup power to this immense complex, Genesal Energy has adapted its products to withstand the conditions of the area, as the client needed customised, highly accurate gensets with low permeability to sand and other impurities brought in by the desert winds.

The main features of these Genesal gensets are as follows:

- Input and output air silencers.
- Fans for cooling the engine-alternator rooms.
- Temperature control system in the control room.
- 2000-3000 litre-capacity, double-walled tank, depending on the model, approved in line with Chilean regulations with a transfer for external supply.
- Control system with customised logics to supply low- and medium- voltage systems and integration with the plant control system.
- Motorised gratings to avoid the entry of impurities when the genset is stopped.
- 1mm light mesh to avoid the entry of sand and other fine particles into the genset during operation.



- Interruptor automático motorizado con instalación independiente para aislarlo de vibración.
- Refuerzos sísmicos de alta fiabilidad en todas las máquinas para soportar eventuales eventos sísmicos, muy frecuentes en la zona.

Sistemas antihuracanes para parques eólicos

La construcción de parques eólicos es un mercado sólido y en expansión donde Genesal Energy tiene fuerte presencia a nivel internacional, tanto por la apuesta inicial de la compañía por las energías renovables como por el uso de I+D+i en el diseño y fabricación de los grupos electrógenos destinados a este tipo de plantas.

Los grupos electrógenos que dan servicio en parques eólicos deben cumplir la premisa de formar parte del proyecto desde el principio, porque son tan necesarios en caso de contingencias del sistema eléctrico como durante las primeras etapas de la puesta en marcha de estas instalaciones.

Cuando los aerogeneradores no pueden generar energía deben poder seguir orientándose en la dirección del viento, sobre todo en el caso de vientos fuertes como los que provocan los huracanes, con velocidades superiores a 100 km/h. Para realizar esta orientación se requiere energía auxiliar. Si no hay ninguna red eléctrica disponible, los grupos electrógenos deben hacerse cargo del suministro de esta energía auxiliar a estos equipos para evitar que los vientos fuertes rompan las palas.

Genesal Energy se ha especializado en reforzar la eficiencia de este tipo de parques a base de innovación y tecnología punta. Para estas instalaciones la compañía dispone de una amplia gama de posibilidades, fabricando a medida de las necesidades del cliente y del parque eólico.

En República Dominicana, Genesal Energy ha participado en la construcción del parque eólico de Agua Clara, una gran infraestructura capaz de aportar energía a más de 250.000 habitantes. En la primera fase de la obra, el parque dispone de un total de 25 aerogeneradores, de dos megavatios (MW) cada uno, lo que representa una producción anual estimada de 170.000 MW/hora. El grupo electrógeno para Agua Clara ha sido personalizado y adaptado para hacer frente a la complicada climatología de Monte Cristi, la región donde se ubica, una zona que forma parte del mapa de huracanes.

- Automatic motorised switch with independent installation to insulate it from vibration.
- High-reliability seismic reinforcement for all machines to withstand possible seismic events, which are very commonplace in the region.

Anti-hurricane systems for wind farms

Wind farm construction is a robust and expanding market and one in which Genesal Energy enjoys a strong presence at international level, both through the initial commitment of the company to renewable energies and thanks to the use of R&D+i in the design and manufacture of gensets destined for this type of plant.

The gensets that serve wind farms must comply with the premise of forming part of the project from the outset, because they are so vital in the event of electrical system contingencies, such as during the initial stages of commissioning such installations.

When the wind turbines are unable to generate energy, they must be orientated towards the wind, above all in the case of high winds, such as those caused by hurricanes, with speeds in excess of 100 km/h. Auxiliary power is required to perform this orientation. If no power grid is available, the gensets take on responsibility for the supply of this auxiliary power to the turbines, to prevent the high winds from breaking the blades.

Genesal Energy has specialised in strengthening the efficiency of this type of wind farm based on innovation and cutting-edge technology. For these installations, the company offers an extensive range of options, tailor-made to the needs of both client and wind farm.

In the Dominican Republic, Genesal Energy has taken part in the construction of the Agua Clara wind farm, a major infrastructure capable of bringing power to 250,000 inhabitants. In the first phase of the works, the farm has a total of 25 wind turbines, each with a 2 MW capacity, representing an estimated annual production of 170,000 MW/hour. The genset for Agua Clara has been personalised and adapted to cope with the complex climate of Monte Cristi, where the wind farm is located, a region that is on the hurricane map.



El arte de la comunicación es el lenguaje del liderazgo
The art of communication is the language of leadership
James Humes

Como especialistas en comunicación y marketing, con una sólida y contrastada experiencia ponemos a vuestra disposición soluciones completas de:

As specialists in communication and marketing, with a sound and proven track record, we are able to bring you comprehensive solutions covering:

comunicación
y marketing
communication
and marketing

Redacción Editorial
Traducción Translation
Diseño Design
Maquetación Typesetting
Impresión Printing
Redes Sociales Social Networks

FuturENERGY
EFICIENCIA, PROYECTOS Y ACTUALIDAD ENERGÉTICA
ENERGY EFFICIENCY, PROJECTS AND NEWS

FuturENVIRO
PROYECTOS, TECNOLOGÍA Y ACTUALIDAD MEDIOAMBIENTAL
ENVIRONMENTAL PROJECTS, TECHNOLOGY AND NEWS

Confía en nosotros
You can depend on us

+34 91 472 32 30
erico@futureenergyweb.com
servicios@futuregroupmag.com

FULL RANGE STORAGE SOLUTIONS

SPH 4000-10000TL3 BH

Three-Phase Hybrid Inverter

-  Flexible battery capacity 7.2-24kWh
-  Self-consumption monitoring
-  Three-phase meter included
-  Support export limitation
-  Emergency power backup
-  Service for whole system

SPH 3000-6000

Single-Phase Hybrid Inverter

-  Dual MPP Trackers
-  Flexible battery capacity 2.4-19.2kWh
-  Self-consumption monitoring
-  Support export limitation
-  Emergency power backup
-  Service for whole system



SPH 4000-10000TL3 BH

SPH 3000-6000



 Growatt New Energy

Growatt New Energy Technology Co., Ltd.

www.ginverter.com | info@ginverter.com

Service  +86 755 2747 1942  service@ginverter.com