

FuturENERGY

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



Donde brilla el sol,
ahí está GoodWe

Inversores fotovoltaicos para todos los
segmentos del mercado

0.7kW-80kW



www.goodwe.com sales@goodwe.com

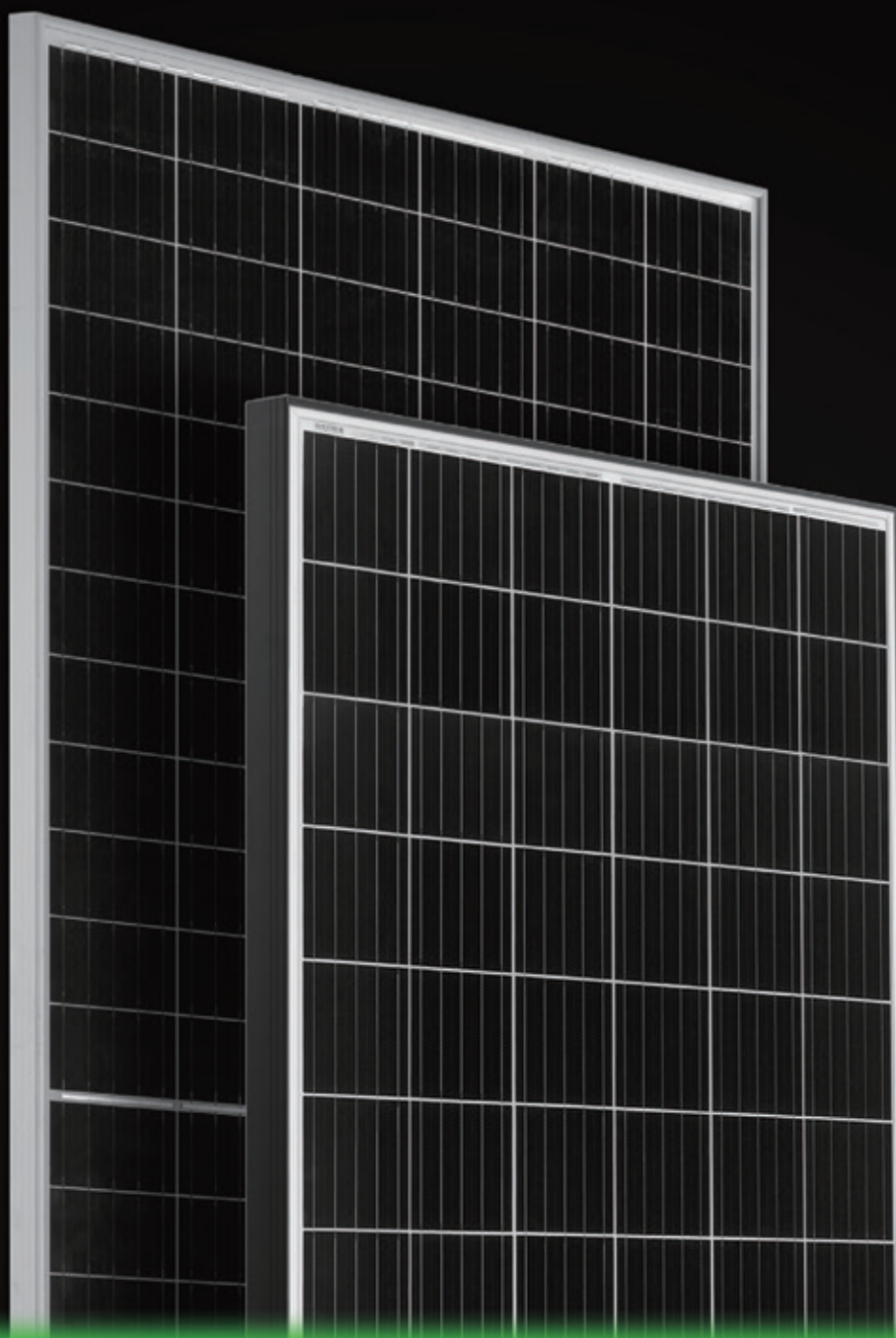
FOTOVOLTAICA | PV
EÓLICA | WIND POWER
COGENERACIÓN | CHP

EFICIENCIA ENERGÉTICA: SECTOR INDUSTRIAL | ENERGY EFFICIENCY: INDUSTRIAL SECTOR

Cheetah

Solar
Jinko

Building Your Trust in Solar



400W

“ **Nueva Serie Cheetah**
Comienza la Era de los Módulos Ultra Eficientes ”



- 5 EDITORIAL**
- 6 EN PORTADA | COVER STORY**
Hacia un GoodWe más tecnológico, diversificado y global
Towards a more technological, diversified and global Goodwe
- 9 NOTICIAS | NEWS**
- 13 EN CONTRAPORTADA | BACK COVER STORY**
LONGi Solar establece en un 24,06% el nuevo record mundial de eficiencia de células solares mono-PERC bifaciales
LONGi Solar sets new bifacial mono-perc solar cell world record at 24.06% efficiency
- 15 MUJERES Y ENERGÍA | WOMEN & ENERGY**
Reflexiones sobre la evolución energética sostenible y limpia
Reflections on the sustainable and clean energy evolution
Por | **By:** María Isabel López Ferrer
CEO y Fundadora de IZHARIA | **CEO and Founder of IZHARIA**
- 23 FOTOVOLTAICA | PV**
Los fabricantes chinos copan el top 10 de suministro de módulos fotovoltaicos de 2018 | **Chinese manufacturers monopolise the PV module shipment top 10 ranking for 2018**
La fotovoltaica avanza de forma decidida en España en 2018, con un crecimiento del 94% de la potencia instalada | **PV makes firm progress in Spain in 2018, with a 94% growth in installed capacity**
¿Será la energía solar su propia perdición? El efecto de canibalización preocupa a la industria | **Will solar bring about its own downfall? Fears of cannibalisation concern the industry**
Medida de ramas en instalaciones fotovoltaicas: una herramienta útil para detectar defectos | **Measuring strings in PV installations: a useful tool for detecting failures**
Módulos bifaciales con lámina posterior transparente
Bifacial modules with transparent backsheets
Innovador procedimiento de diseño de seguidores solares
Innovative design procedure for solar trackers
Instalación aislada de autoconsumo fotovoltaico en un parque público
Off-grid PV self-consumption installation in a public park
- 53 RENOVABLES | RENEWABLES**
Dos proyectos para aprovechar el potencial y reducir costes de las energías renovables marinas | **Two projects to reduce costs and harness the potential of offshore renewable energy**
- 57 EÓLICA | WIND POWER**
La energía eólica está lista para contribuir más al reto de la descarbonización de Europa | **Wind energy ready to step up to Europe's decarbonisation challenge**
Gestión de siniestros en plantas de energías renovables
Claims management for renewable energy plants
Corrosión en instalaciones renovables marinas: un desafío y una oportunidad | **Corrosion in offshore renewables installations: a challenge and an opportunity**
Nueva generación tecnológica de aerogeneradores
Next generation of wind turbine technology
Toma de decisiones en la gestión de activos mediante el análisis del rendimiento de parques eólicos
Taking asset management decisions thanks to wind farm performance analysis
- 81 EFICIENCIA ENERGÉTICA: SECTOR INDUSTRIAL
ENERGY EFFICIENCY: INDUSTRIAL SECTOR**
Financiación de proyectos de eficiencia energética y renovables en la industria | **Financing energy efficiency and renewable energy projects in industry**
Tecnología de producción de frío con enfriadoras por absorción para la industria papelera | **Cold production technology with absorption chillers for the paper industry**
- 89 COGENERACIÓN | CHP**
La cogeneración: una tecnología para la transición energética | **CHP: a technology for the energy transition**
Hacia el ICAE, un plan de inversión en cogeneración de alta eficiencia | **Towards the ICAE, an investment plan in high efficiency CHP**
Límites de emisión aplicables a plantas de cogeneración basadas en motores de velocidad media | **Emission limits applicable to CHP plants based on medium-speed engine technology**
- Soluciones de almacenamiento para instalaciones aisladas y de autoconsumo | **Storage solutions for off-grid, self-consumption installations****

PRÓXIMO NÚMERO | NEXT ISSUE

NÚMERO 58 MARZO 2019 | ISSUE 58 MARCH 2019

EFICIENCIA Y GESTIÓN ENERGÉTICA. Hoteles | **ENERGY EFFICIENCY & MANAGEMENT. Hotels**

ENERGÍAS RENOVABLES. Biomasa | **RENEWABLE ENERGIES. Biomass**

ENERGÍAS RENOVABLES. Termosolar | **RENEWABLE ENERGIES. CSP**

CLIMATIZACIÓN EFICIENTE | **EFFICIENT HVAC**

REDES URBANAS DE CALOR Y FRÍO | **DHC NETWORKS**

CONSTRUCCIÓN SOSTENIBLE Y REHABILITACIÓN ENERGÉTICA | **SUSTAINABLE CONSTRUCTION & ENERGY REFURBISHMENT**

DISTRIBUCIÓN ESPECIAL EN: | **SPECIAL DISTRIBUTION AT:**

CSP Focus China (China, 21-22/03) • EE&RE/ Smart Cities (Bulgaria, 16-18/04) • Hannover Messe 2019 (Germany, 23-27/04)

39th Euroheat&Power Congress (France, 6-8/05) • Construmat (Spain, 14-17/05) • EUBCE 2019 (Portugal, 27-30/05) • CSP Focus MENA (Dubai, 26-27/06)

Mexico WindPower



EXPOSICIÓN y CONGRESO

- Con el viento a favor -

REGISTRO
EN LÍNEA
SIN COSTO

para visitar el piso
de exposición

20 - 21
MAR/2019

Centro Citibanamex, CDMX



Escaneé este código
y regístrese ahora

El único evento especializado en energía eólica

www.mexicowindpower.com.mx



Organizado por:



Certificado por:



Miembro de:



Sede:



Editorial LA INVERSIÓN MUNDIAL EN ENERGÍA LIMPIA VUELVE A SUPERAR LOS 300.000 M\$

BloombergNEF ha hecho públicas recientemente su cifras de inversión en energía limpia, donde incluye energías renovables (excluyendo gran hidroeléctrica), redes inteligentes, energía digital, almacenamiento de energía y vehículos eléctricos; con todo ello en 2018 se alcanzó una inversión de 332.100 M\$, un 8% menos que en 2017. Detrás de la reducción no hay, sin embargo, un cambio en la tendencia mundial de adopción de tecnologías energéticas limpias, sino más bien algunos cambios en la dinámica del sector solar, donde la inversión total, 130.800 M\$, cayó un 24% respecto a 2017, pero con una agregación récord de potencia fotovoltaica, rompiendo la barrera de 100 GW. Cayeron por tanto y de nuevo, los costes; de acuerdo con la estimación de BNEF el coste por MW fotovoltaico instalado descendió un 12%. Mientras tanto, la inversión en eólica aumentó un 3% llegando a 128.600 M\$, con 100.800 M\$ para la eólica terrestre y la eólica marina registrando su segundo mejor año, con 25.700 M\$, un 14% más que en 2017.

La inversión mundial refleja, como viene siendo habitual el comportamiento del mercado chino, que conjugando el cambio en la política de tarifas de alimentación con la reducción de precios, sufrió una caída de la inversión en energía solar del 53% a 40.400 M\$; a pesar de lo cual continuó siendo el líder claro con 100.100 M\$. EE.UU., segundo en el ranking, con 64.200 M\$, siguió acusando la prisa de los promotores para aprovechar los incentivos del crédito fiscal, así como el auge de los PPAs corporativos. Mientras tanto, Europa experimentó un salto del 27% hasta 74.500 M\$, con el apoyo de cinco proyectos eólicos marinos de más de 1.000 M\$.

Es interesante finalmente destacar, que BNEF, subraya en su informe una fuerte recuperación en el mercado solar español. Recuperación confirmada por las cifras de UNEF, que indican que el año pasado se instalaron en España, 261,7 MW, un 90% correspondientes a instalaciones de autoconsumo. La reducción de costes de producción de un 80% en los últimos 10 años; las ventajas del autoconsumo para las empresas; el impulso europeo a través de la Directiva de Renovables; la derogación de cargas y peajes a la energía autoconsumida; y, finalmente, el apoyo de las CC.AA mediante ayudas al autoconsumo industrial y residencial; son los principales motores del crecimiento en España. Tendencias todas ellas, que desde FuturENERGY, confiamos en que se mantengan y refuercen durante este y los próximos años.

GLOBAL INVESTMENT IN CLEAN ENERGY TOPS US\$300 BILLION ONCE AGAIN

BloombergNEF has recently published its investment figures in clean energy which include renewable energies (excluding large hydroelectric), smart grids, digital energy, energy storage and EVs, resulting in a total investment for 2018 of US\$332.1 billion, 8% less than in 2017. However, there is no change in the global trend to adopt clean energy technologies behind this reduction, but rather shifts in the dynamics of the solar sector where the total investment of US\$130.8 billion fell 24% compared to 2017, while PV saw a record in new additional capacity, breaking the 100 GW barrier. Costs once again decreased, with BNEF estimating a fall of 12% in the cost per installed MW of PV. Meanwhile, investment in wind power rose 3% to US\$128.6bn, with US\$100.8bn for onshore wind, while offshore wind power recorded its second best ever year, with US\$25.7bn, 14% more than in 2017.

As usual, global investment reflects the behaviour of the Chinese market which, due to a combination of the change in policy on feed-in tariffs and the reduction in prices, recorded a fall in solar power investment of 53% to US\$ 40.4bn. In spite of this, China remains the clear leader in total clean energy investment with US\$100.1bn. The US, second in the ranking with US\$64.2bn, saw a rush from developers taking advantage of tax credit incentives as well as a boom in corporate PPAs. Meanwhile, Europe experienced a jump of 27% to US\$74.5bn, helped by five offshore wind projects amounting to over US\$1 billion.

Lastly, it is worth noting that the BNEF report highlights a strong recovery in the Spanish solar market. This recovery is confirmed by figures from UNEF indicating that 2018 saw the installation of 261.7 MW in Spain, 90% corresponding to self-consumption installations. The 80% reduction in production costs over the last 10 years; the advantages of self-consumption for companies; European stimulus thanks to the Renewables Directive; the repeal of charges and tolls on self-consumed energy; and, finally, the support of the Autonomous Communities through funding for industrial and residential self-consumption; are the main drivers for this growth in Spain. And FuturENERGY hopes that all of these trends will continue and strengthen through this year and years to come.



Esperanza Rico
DIRECTORA

FuturENERGY

EFICIENCIA, PROYECTOS Y ACTUALIDAD ENERGÉTICA

Número 57 - Febrero 2019 | Issue 57 - February 2019

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
Elena González
Gerente 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: Saguena, 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

© Prohíbe 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.

HACIA UN GOODWE MÁS TECNOLÓGICO, DIVERSIFICADO Y GLOBAL

DESDE SU FUNDACIÓN EN 2010, EL FABRICANTE DE INVERSORES FOTOVOLTAICOS, GOODWE, NO HA DEJADO DE EVOLUCIONAR, DE INCORPORAR NUEVOS ELEMENTOS A SU OFERTA DE PRODUCTOS Y DE PONER SUS MIRAS EN NUEVOS NICHOS DE MERCADO Y REGIONES. LA TRAYECTORIA DE LA EMPRESA EN LOS ÚLTIMOS MESES ES FIEL TESTIMONIO DE ESTA CONTINUA BÚSQUEDA DE MEJORA Y ADAPTACIÓN. GOODWE ENCARA 2019 CON EL OBJETIVO DE SEGUIR CRECIENDO TECNOLÓGICAMENTE, DIVERSIFICAR SU GAMA DE PRODUCTOS Y AVANZAR EN SU ESTRATEGIA INTERNACIONAL, CON EL FOCO PUESTO EN ESPAÑA Y LATINOAMÉRICA.

En continua innovación tecnológica, centrada en el conocimiento estratégico de las tendencias de la industria, GoodWe pone las necesidades de clientes e instaladores en el centro de todo lo que diseña. Su equipo de I+D, con más de 200 ingenieros, trabaja incansable para crear productos de mejor calidad y mayor funcionalidad, y lograrlo con equipos más compactos, que permitan a los instaladores ahorrar tiempo y esfuerzo, maximizando el beneficio.

GoodWe ha acelerado en los últimos seis meses la creación de nuevos inversores o la mejora de versiones anteriores de algunos de sus modelos clásicos. Entre ellos destaca el reciente lanzamiento del inversor residencial XS, con más potencias disponibles, 0,7-3 kW, un 30% de sobredimensionamiento en CC y un 97% de eficiencia europea; todo ello miniaturizado en un inversor de reducidas dimensiones, con un peso que apenas excede de 5 kg, lo que lo hace fácil de transportar, económico desde el punto de vista logístico y, por ende, muy rentable.

Digno de mención también es el inversor SDT G2, con una gama de potencias de 4-6 kW, de uso residencial y equipado con doble MPPT. Con una eficiencia de hasta el 98,6% y un sobredimensionamiento en CC del 50%, sus características son sobresalientes.

En el sector comercial e industrial (C&I) GoodWe tiene una excelente tarjeta de presentación, la versión mejorada del legendario inversor MT, de gran éxito en el mercado industrial indio. Se trata de un inversor trifásico con cuatro MPPTs, disponible en potencias de 50 a 80 kW. Sus cuatro rastreadores ofrecen un rendimiento un 5% mayor que otros inversores de cadena, lo que asegura una alta productividad. Además, tiene capacidad de proveer una máxima sobrecarga de salida en CA de hasta el 15%, permitiendo un retorno más rápido de la inversión.

A lo largo de los últimos meses, GoodWe también ha ampliado su oferta de inversores híbridos para almacenamiento de energía, entre ellos el inversor ET, un inversor trifásico de tan sólo 25 kg, disponible en potencias de 5,8 y 10 kW. Este inversor tiene un potencial de sobredimensionamiento de entrada del 30%, garantizando un elevado rendimiento incluso en los climas más adversos. Asimismo, maximiza la utilización de la energía solar, alcanzando una eficiencia máxima del 98,3%. Es compatible con varias marcas de baterías de litio y con un amplio rango de tensión de baterías, de 180 a 550 V, que a su vez pueden ser recargadas desde fuentes de energía alterna. Este inversor incorpora protección de polaridad inversa y función UPS, logrando hasta un 100% de



GOODWE
your solar engine

GoodWe Power Supply Technology Co., Ltd

189 Kunlunshan Rd, SND,
Suzhou, 215163, China
+86(0)512 6239 6771
sales@goodwe.com
www.goodwe.com

With ongoing technological innovation that focuses on the strategic knowledge of industry trends, GoodWe positions the needs of clients and installers at the heart of everything it designs. Its R&D team, comprising over 200 engineers, works tirelessly to create products that are of a better quality with greater functionality, resulting in more compact units that save installers time and effort, thereby maximising profit.

TOWARDS A MORE TECHNOLOGICAL, DIVERSIFIED AND GLOBAL GOODWE

SINCE IT WAS FOUNDED IN 2010, PV INVERTER MANUFACTURER GOODWE HAS CONTINUED TO EVOLVE, TO INCORPORATE NEW ELEMENTS INTO ITS PRODUCT RANGE WHILE KEEPING ITS SIGHTS SET ON NEW NICHE MARKETS AND REGIONS. THE TRAJECTORY OF THE COMPANY OVER RECENT YEARS IS A TRUE TESTAMENT TO THIS ONGOING SEARCH FOR IMPROVEMENT AND ADAPTATION. GOODWE IS LOOKING FORWARD TO 2019 WITH THE AIM OF CONTINUING ITS TECHNOLOGICAL GROWTH, DIVERSIFYING ITS PRODUCT RANGE AND MAKING PROGRESS IN ITS INTERNATIONAL STRATEGY, WITH A FOCUS ON SPAIN AND LATIN AMERICA.

Over the last six months, GoodWe has accelerated the creation of new inverters as well as improving earlier versions of some of its classic models. In particular is the recent launch of the XS residential inverter with a wider range of available outputs from 0.7-3 kW, up to 30% DC input oversizing and 97% European efficiency; all miniaturised into a smaller sized inverter, weighing just over 5 kg, which makes it easy to transport, economical from the logistics point of view and thereby very cost-effective.

Also worth mention is the SDT G2 inverter for residential use with an output range of 4-6 kW, equipped with dual MPPT. With an efficiency of up to 98.6% and 50% DC input oversizing, it offers outstanding features.

In the commercial and industrial (C&I) sector, GoodWe possesses an excellent calling card: the improved version of the legendary MT inverter, hugely successful in the Indian industrial market. This is a three-phase inverter with four MPPTs, available in outputs of 50 to 80 kW. Its four MPPT trackers offer 5% higher efficiency compared to other series inverters, guaranteeing a high level of productivity. It also has the capacity to provide a maximum AC output overload ratio of up to 15%, enabling a much faster return on investment.

Over recent months, GoodWe has also extended its offer of hybrid inverters for energy storage, including the ET inverter, a three-phase inverter weighing just 25 kg and available in outputs of 5.8 and 10 kW. This inverter has a 30% input oversizing potential, guaranteeing a high level of efficiency even in the harshest climates. Similarly, it maximises the use of solar power, achieving a maximum efficiency of 98.3%. It is compatible with several brands of lithium batteries and has a wide battery voltage range from 180 a 550 V, which in turn can be charged using alternative energy sources. This inverter incorporates inverse polarity protection and a UPS function, achieving up to 100% overloading in back-up mode. Its EMS



sobrecarga en modo *back-up*. Su sistema de comunicaciones EMS, diseñado con un protocolo abierto, facilita enormemente la interconexión entre diferentes operadores de red.

En 2019 GoodWe continuará con el lanzamiento de diferentes productos, que irán completando el portafolio de productos GoodWe. Algunos ejemplos de son: nuevas soluciones trifásicas de *retrofit*, compatibles con baterías de litio de alta tensión y potencial de sobrecarga de hasta el 100%, o un nuevo inversor híbrido monofásico, ya en pruebas, también compatible con baterías de alta tensión.

Más allá de China y más allá de un simple liderato en el sector residencial

De la mano de sus progresos tecnológicos, GoodWe trabaja para demostrar cada vez a más consumidores que la calidad GoodWe puede satisfacer los más altos estándares internacionales, más allá del mercado chino, y que sus productos tienen todo el potencial para alcanzar una posición de liderazgo en los segmentos C&I e híbrido. La suma de todos estos años de esfuerzo ha fructificado en la adopción de los inversores GoodWe en varios proyectos C&I en varios países.

India ha probado ser un mercado particularmente receptivo a los inversores GoodWe. Allí, GoodWe ha establecido una sólida relación con socios estratégicos, como Tata, que ha seleccionado los inversores MT, aptos para el sector C&I, para varios proyectos en refinerías, industrias petroquímicas e instalaciones en zonas rurales por todo el país, gracias a sus beneficios y alta adaptabilidad a diferentes climas y condiciones de la red eléctrica.

Empresas EPC internacionales también han escogido a GoodWe para proyectos en India. En las primeras semanas de este año, Bosch anunció la instalación de inversores MT de GoodWe en una fábrica en Bangalore, en una planta fotovoltaica de 450 kW, y Siemens India también dio a conocer la instalación de varios inversores GoodWe en una de sus fábricas, con una capacidad de 800 kW. Estas empresas seleccionaron a GoodWe después de rigurosos procesos de evaluación, y una vez que obtuvieron garantías de que la calidad y el servicio de GoodWe han alcanzado los niveles acostumbrados en Europa.

El reconocimiento de GoodWe como proveedor de inversores de confianza de estas empresas alemanas, indica que en un futuro cercano veremos cada vez más inversores GoodWe en proyectos en suelo europeo, donde ya ha suministrado inversores para el sector C&I en Turquía. También en este sector, y más recientemente, los inversores GoodWe han atraído el interés en Brasil, donde se ha confirmado su instalación en pequeñas fábricas.

España y Latinoamérica centran la estrategia global de GoodWe

La relación de GoodWe con los mercados hispanohablantes se remonta ya a varios años. GoodWe está presente en España desde los comienzos del primer *boom* fotovoltaico, y desde entonces mantiene una estrecha relación de largo plazo con diferentes socios. Algo semejante ocurre en México, donde GoodWe ha sido proveedor destacado de inversores durante años y desde donde se ha dado a conocer en otros mercados de la región. Recientemente, los inversores GoodWe han empezado a llegar a mercados como Chile y Argentina, donde el potencial de GoodWe es considerable.

Reconociendo el tremendo potencial de expansión de la industria en estos mercados, GoodWe ha ajustado su estrategia global, concentrando desde este año sus funciones de marketing para Europa en España y situando su centro de soporte técnico para Latinoamérica en México. El futuro de la relación de la empresa con estos mercados es prometedor y apunta hacia una mayor diversificación.

communications system, designed with an open protocol, hugely facilitates interconnection between different grid operators.

GoodWe will continue to launch different products during 2019 to complement the company's product portfolio. Some examples include: new three-phase retrofit solutions, compatible with high-voltage lithium batteries and an overloading potential of up to 100%; or the new hybrid single-phase inverter, currently under testing, which is also compatible with high-voltage batteries.

Beyond China and beyond simple leadership of the residential sector

As a result of its technological progress, GoodWe is working to demonstrate to consumers that GoodWe quality can respond to the highest international standards outside the Chinese market and that its products have the potential to achieve a position of leadership in the C&I and hybrid segments. The sum of all these years of effort has borne fruit with the adoption of GoodWe inverters in several C&I projects in different countries.

India has shown itself to be a particularly receptive market for GoodWe inverters. There GoodWe has established a sound relationship with strategic partners such as Tata, which has selected the MT inverters, designed for the C&I sector, for several projects in refineries, petrochemical industries and installations in rural areas all over the country, thanks to their features and high level of adaptability to the different climates and power grid conditions.

International EPC companies have also chosen GoodWe for projects in India. During the first weeks of this year, Bosch announced the installation of GoodWe's MT inverters at a factory in Bangalore, in a 450 kW PV plant; and Siemens India also announced the installation of several GoodWe inverters in one of its factories, with a capacity of 800 kW. These companies selected GoodWe after rigorous assessment processes and once guarantees had been obtained that the quality and service provided by the company had achieved the levels they are used to in Europe.

The recognition of GoodWe as a supplier of reliable inverters for these German companies indicates that in a near future, we will see an increasing number of GoodWe inverters in projects on European soil, where inverters have already been supplied to the C&I sector in Turkey. More recently and also in this sector, GoodWe inverters have aroused interest in Brazil, where their installation in small factories has been confirmed.

Spain and Latin America at the heart of GoodWe's global strategy

GoodWe's relationship with Spanish-speaking markets dates back several years. The company has been present in Spain since the start of the first PV boom and since then has maintained a close and long-term relationship with different partners. Something similar is taking place in Mexico, where GoodWe has been the leading supplier of inverters for years and from where it has made its name in other markets in the region. Recently, GoodWe inverters have started to reach markets such as Chile and Argentina, where the company has considerable potential.

Recognising the tremendous potential for expanding the industry in these markets, GoodWe has adjusted its global strategy for this year to focus its marketing efforts for Europe in Spain and its technical support centre for Latin America in Mexico. The future relationship of the company with these markets is promising and points towards greater diversification.

INTEGRATED ENERGY

JOIN THE ENERGY PIONEERS

1–5 April 2019

Hannover • Germany

hannovermesse.com

 Sweden
Sverige
PARTNER COUNTRY 2019

Regístrate aquí
<https://www.hannovermesse.de/ticketregistration?>
y utiliza tu código de descuento: f8brd

Delegación Deutsche Messe en España
Mele Servicios Feriales S.L.
Teléfono: 0034 91 562 05 84
email: info@messe.es



Deutsche Messe

Integrated
Energy


HANNOVER
MESSE

LA CUOTA DE RENOVABLES DE LA UE SE SITÚA EN EL 17,5% EN 2017

Según los últimos datos de Eurostat, en 2017, la proporción de energía proveniente de fuentes renovables en el consumo final bruto de energía de la UE alcanzó el 17,5%, frente al 17% de 2016 y más del doble que en 2004 (8,5%), primer año del que se dispone de datos. La participación de las energías renovables en el consumo final bruto de energía es uno de los principales indicadores de la Estrategia Europa 2020. El objetivo de la UE es que el 20% del consumo final bruto de energía proceda de fuentes renovables en 2020, y al menos el 32% en 2030. Con más de la mitad de su energía (54,5%) proveniente de fuentes renovables en su consumo final bruto de energía, Suecia, mostró con mucho el porcentaje más alto en 2017, por delante de Finlandia (41%), Letonia (39%), Dinamarca (35,8%) y Austria (32,6%) En el extremo opuesto, las proporciones más bajas se registraron en Luxemburgo (6,4%), Países Bajos (6,6%) y Malta (7,2%).

Cada Estado miembro de la UE tiene su propio objetivo a 2020. Los objetivos nacionales tienen en cuenta los diferentes puntos de partida de los Estados miembros, el potencial renovable y el rendimiento económico. Entre los 28 Estados miembros, 11 ya han alcanzado el nivel requerido para cumplir sus objetivos nacionales para 2020: Bulgaria, República Checa, Dinamarca, Estonia, Croacia, Italia, Lituania, Hungría, Rumania, Finlandia y Suecia. Además, Letonia y Austria están a un 1% de sus objetivos para 2020. En el extremo opuesto, Países Bajos (a 7,4% de su objetivo nacional para 2020), Francia (6,7%), Irlanda (5,3%), Reino Unido (4,8%), Luxemburgo (4,6%), Polonia (4,1%) y Bélgica (3,9%) están más alejados de sus objetivos.

La energía renovable producida en la UE aumentó en dos tercios en el período 2007-2017

La producción primaria de energía renovable en la UE-28 en 2017 fue de 226,5 Mtep, aumentando un 64% entre 2007 y 2017, lo que equivale a un aumento promedio del 5,1% anual. Entre las energías renovables, la fuente más importante en la UE-28 fue la madera y otros biocombustibles sólidos, representando el 42% de la producción renovable en 2017. La eólica fue, por primera vez, el segundo contribuyente más importante al conjunto de renovables (13,8% del total), seguida de la hidroeléctrica (11,4%). Aunque sus niveles de producción se mantuvieron relativamente bajos, hubo una expansión particularmente rápida en la producción de biogás, biocombustibles líquidos y energía solar, que representaron respectivamente participaciones del 7,4%, 6,7% y 6,4% de la energía renovable producida en 2017 en la UE-28. El calor ambiental (capturado por las bombas de calor) y la energía geotérmica representaron el 5% y el 3% del total, respectivamente, mientras que los residuos renovables aumentaron hasta alcanzar el 4,4%.

La eólica, principal fuente de electricidad renovable

En 2017, la generación de electricidad a partir de fuentes renovables contribuyó en más de un cuarto (30,7%) al consumo eléctrico bruto total de la UE-28. La eólica fue por primera vez la fuente más importante, seguida de cerca por la hidroeléctrica. El crecimiento de la electricidad generada a partir de renovables durante el período 2007-2017 refleja en gran medida la expansión de tres fuentes de energía renovable en toda la UE, principalmente la eólica, pero también la solar y los biocombustibles sólidos (incluidos los residuos renovables). En 2017, la hidroeléctrica fue reemplazada por primera vez por la eólica como la principal fuente de generación de electricidad renovable en la UE-28. De hecho, la cantidad de electricidad generada a partir de hidroeléctrica fue relativamente similar al nivel registrado una década antes. En contraste, la cantidad de electricidad generada a partir de eólica y solar fue respectivamente, 31,6 veces y 3,5 veces más alta en 2017

SHARE OF RENEWABLE ENERGY IN THE EU REACHED 17.5% IN 2017

According to latest data from Eurostat, in 2017, the share of energy from renewable sources in gross final consumption of energy in the EU, reached 17.5%, up from 17.0% in 2016 and more than double the share in 2004 (8.5%), the first year for which data is available. The share of renewables in gross final consumption of energy is one of the headline indicators of the Europe 2020 strategy. The EU's target is to obtain 20% of energy in gross final consumption of energy from renewable sources by 2020 and at least 32% by 2030. With more than half (54.5%) of its energy coming from renewable sources in its gross final consumption of energy, Sweden had by far the highest share in 2017, ahead of Finland (41%), Latvia (39%), Denmark (35.8%) and Austria (32.6%) At the opposite end of the scale, the lowest proportions of renewables were registered in Luxembourg (6.4%), the Netherlands (6.6%) and Malta (7.2%).

Each EU Member State has its own Europe 2020 target. The national targets take into account the Member States' different starting points, renewable energy potential and economic performance. Among the EU-28, 11 have already reached the level required to meet their national 2020 targets: Bulgaria, the Czech Republic, Denmark, Estonia, Croatia, Italy, Lithuania, Hungary, Romania, Finland and Sweden. Moreover, Latvia and Austria are around 1% away from their 2020 targets. At the opposite end of the scale, the Netherlands (7.4% from its national 2020 objective), France (6.7%), Ireland (5.3%), the UK (4.8%), Luxembourg (4.6%), Poland (4.1%) and Belgium (3.9%) are the furthest away from their targets.

Renewable energy produced in the EU increased by two-thirds for 2007-2017

The primary production of renewable energy within the EU-28 in 2017 was 226.5 Mtoe up 64% between 2007 and 2017, equivalent to an average increase of 5.1% per year. Among renewable energies, the most important source in the EU-28 was wood and other solid biofuels, accounting for 42% of primary renewables production in 2017. Wind power was, for the first time, the second most important contributor to the renewable energy mix (13.8% of the total), followed by hydro power (11.4%). Although their levels of production remained relatively low, there was a particularly rapid expansion in the output of biogas, liquid biofuels and solar energy, which accounted respectively for a 7.4%, 6.7% and 6.4% share of the EU-28's renewable energy produced in 2017. Ambient heat (captured by heat pumps) and geothermal energy accounted for 5% and 3% of the total, respectively, while renewable waste increased to reach 4.4%.

Wind power: the most important renewable source of electricity

In 2017, electricity generation from renewable sources contributed more than one quarter (30.7%) to total EU-28 gross electricity consumption. For the first time, wind power was the most important source, closely followed by hydro power. The growth in electricity generated from renewable energy sources during the period 2007-2017 largely reflects an expansion in three renewable energy sources across the EU principally wind power, but also solar and solid biofuels (including renewable wastes). In 2017, hydro was replaced for the first time by wind power as the single largest source for renewable electricity generation in the EU-28. Indeed, the amount of electricity generated from hydro was relatively similar to the level recorded a decade earlier. By contrast, the quantity of electricity generated in the EU-28 from solar and wind was 31.6 times and 3.5 times higher in 2017 than in 2007. As a result, the shares of wind and solar power in the total quantity of electricity generated from renewable energy sources rose to 37.2% and 12.3% in

que en 2007. Como resultado, las cuotas de eólica y solar en la electricidad total generada a partir de renovables aumentaron a 37,2% y 12,3% en 2017, respectivamente. El crecimiento de la electricidad solar ha sido espectacular, ya que se incrementó de solo 3,8 TWh en 2007 a 119,5 TWh en 2017. Existe una variación significativa entre los Estados miembros. En Austria (72,2%), Suecia (65,9%) y Dinamarca (60,4%) al menos tres quintas partes de la electricidad consumida se generó a partir de renovables, en gran parte a partir de hidroeléctrica y biocombustibles sólidos, mientras que más de la mitad de la electricidad utilizada en Portugal (54,2%) y Letonia (54,4%) provino de renovables. Por otro lado, en Chipre, Hungría, Luxemburgo y Malta, la proporción de electricidad generada a partir de renovables fue inferior al 10%.

Casi una quinta parte de la energía utilizada para calefacción y refrigeración provino de renovables

En 2017, las energías renovables representaron el 19,5% del uso total de energía para calefacción y refrigeración en la UE-28. Este es un aumento significativo desde el 10,4% de 2004. Los aumentos en los sectores industriales, servicios y hogares (sector de la construcción) contribuyeron a este crecimiento. Se toma en cuenta la energía aerotérmica, geotérmica e hidrotérmica captada por bombas de calor, en la medida en que lo informan los países.

7,6% de renovables en el sector transporte

La UE acordó establecer un objetivo común del 10% para el porcentaje de energía renovable (incluidos biocombustibles líquidos, hidrógeno, biometano, electricidad verde, etc.) en el sector transporte para 2020. El porcentaje promedio de energía renovable en el transporte aumentó del 1,4% en 2004 al 7,6% en 2017. Entre los Estados miembros de la UE, la proporción relativa de energía renovable en el transporte varía desde máximos del 38,6% en Suecia, al 18,8% en Finlandia y 9,7% en Austria, hasta menos del 2% en Croacia, Grecia y Estonia.

2017, respectively. The growth in electricity from solar power has been dramatic, rising from just 3.8 TWh in 2007 to 119.5 TWh in 2017. There is a significant variation between EU Member States. In Austria (72.2%), Sweden (65.9%) and Denmark (60.4%) at least three-fifths of all the electricity consumed was generated from renewable energy sources, largely as a result of hydro power and solid biofuels, while more than half the electricity used in Portugal (54.2%) and Latvia (54.4%) came from renewables. On the other hand, in Cyprus, Hungary, Luxembourg and Malta the share of electricity generated from renewable sources was less than 10%.

Almost one-fifth of energy used for heating and cooling came from renewables

In 2017, renewable energy accounted for 19.5% of total energy use for heating and cooling in the EU-28. This is a significant increase from 10.4% in 2004. Increases in the industrial sectors, services and households (construction sector) contributed to this growth. Aerothermal, geothermal and hydrothermal heat energy captured by heat pumps is taken into account, to the extent reported by countries.

7.6% of renewable energy in the transport sector

The EU agreed to set a common target of 10% for the share of renewable energy (including liquid biofuels, hydrogen, biomethane, green electricity, etc.) in the transport sector by 2020. The average share of energy from renewable sources in transport increased from 1.4% in 2004 to 7.6% in 2017. Among the EU Member States, the relative share of renewable energy in transport ranged from highs of 38.6% in Sweden, 18.8% in Finland and 9.7% in Austria down to less than 2% in Croatia, Greece and Estonia.



sonnen

Partner Program

¿Eres instalador fotovoltaico y ofreces soluciones de calidad a tus clientes?

Transfórmate en partner oficial de **sonnenBatterie**

El líder mundial en sistemas de acumulación inteligente para autoconsumo solar residencial.



Ventajas de sonnenBatterie

- La mayor **durabilidad** del mercado: **10.000** ciclos de carga garantizados. Diseñado para más de **25 años**.
- **Modularidad** absoluta: **2kWh - 48kWh** (en módulos de 2kWh).
- Más **seguridad** en el hogar: tecnología **LiFePo4** (no NMC).
- Control total de la instalación: **Gestor de energía integrado**.
- Sin sorpresas por ser un **sistema integrado** de fábrica.
- Más de **30.000 unidades** instaladas y en funcionamiento.
- Stock y soporte técnico **local**.
- Estética cuidada y **calidad alemana**.

sonnenBatterie
network
partner

sonnenBatterie
certified
partner

Contacta con nosotros y podrás certificarte como partner oficial de **sonnenBatterie** en España.

info@webatt.energy
T. 972 27 60 40

Webatt energía SL es Partner Gold de sonnen GmbH | im Innovationspark Allgäu | Am Riedbach 1 | 87499 Wildpoldsried | Germany



VESTAS LIDERA EL GRUPO DESTACADO DE LOS CUATRO GRANDES FABRICANTES DE AEROGENERADORES

Los desarrolladores pusieron en marcha poco más de 45 GW de aerogeneradores terrestres a nivel mundial en 2018 en comparación con los 47 GW del año anterior, un descenso del 3%, en parte debido a una desaceleración en India y Alemania. Solo cuatro fabricantes representaron más de la mitad, 57%, de las máquinas instaladas: Vestas (Dinamarca), Goldwind (China), GE Renewable Energy (EE.UU.) y Siemens Gamesa (España).

Los últimos datos de BloombergNEF (BNEF) muestran que Vestas extendió su liderazgo en la industria, con 10,1 GW de aerogeneradores terrestres puestos en servicio en 2018, una cuota del mercado global del 22% en comparación con el 16% en 2017.

Goldwind subió del tercer al segundo lugar, impulsada por un sólido desempeño en China, donde capturó un tercio de un mercado de 19,3 GW. La huella global de la compañía, sin embargo, sigue siendo limitada: solo el 5% de los 6,7 GW de Goldwind fueron puestos en marcha fuera de China. GE obtuvo el tercer lugar con 5 GW: seis de cada diez turbinas de GE se pusieron en servicio en EE.UU. Tanto GE como Vestas pusieron en marcha algo más de 3 GW en EE.UU.

Siemens Gamesa cayó del segundo al cuarto lugar, con 4,1 GW puestos en servicio en 2018. Esto es un 40% menos que en 2017, aunque el recuento no incluye una gran cantidad de parques eólicos muy grandes que están parcialmente construidos y no estarán disponibles hasta 2019.

Los fabricantes chinos confían casi exclusivamente en su mercado doméstico. De los fabricantes europeos de aerogeneradores terrestres del top 10, Vestas y Nordex en realidad pusieron en marcha más capacidad en las Américas que en Europa, la mayoría de los aerogeneradores de Enercon están en Europa, mientras que Siemens Gamesa es el más diversificado, con una división casi igual entre Europa, América y Asia.

Las instalaciones eólicas terrestres totales en 2018 fueron de 11,7 GW en las Américas, 8,5 GW en Europa (incluyendo Turquía y Rusia) y 1 GW en África y Oriente Medio, mientras que Asia representó 24,2 GW. BNEF registró nuevos parques eólicos que iniciaron su operación comercial en 53 países.

En eólica marina, fue un año récord para China y veremos un mayor crecimiento. Entorno a 1,7 GW de los 4,3 GW mundiales fueron puestos en marcha allí. En Europa se vio una carrera apretada entre Siemens Gamesa y MHI Vestas. GE tiene algunos proyectos por venir en Francia, y también espera ver pedidos para su nueva plataforma de 12 MW.

BNEF prevé una demanda de alrededor de 60 GW de capacidad en tierra tanto en 2019 como en 2020 con incrementos en todas las regiones. Sin embargo, gran parte de este impresionante volumen vendrá con precios extremadamente competitivos, productos y servicios complementarios y nuevos modelos de financiación. Esto será difícil de entregar para los Cuatro Grandes, y aún más para los fabricantes de aerogeneradores más pequeños.

VESTAS LEADS THE BREAK-AWAY GROUP OF THE BIG FOUR WIND TURBINE MAKERS

Developers commissioned a little over 45 GW of onshore wind turbines globally in 2018 compared with 47 GW a year earlier, a 3% decline partly due to a slowdown in India and Germany. Just four manufacturers accounted for more than half, or 57%, of the machines deployed: Vestas (Denmark), Goldwind (China), GE Renewable Energy (US) and Siemens Gamesa (Spain).

The latest data from BloombergNEF (BNEF) shows that Vestas extended its lead in the industry, with 10.1 GW of onshore wind turbines commissioned in 2018, a global market share of 22% compared with 16% in 2017.

Goldwind rose from third to second place, lifted by a strong performance in China, where it captured a third of the 19.3 GW market. The company's global footprint, however, remains limited: only 5% of Goldwind's 6.7 GW were commissioned outside China. GE came third with 5 GW with six out of every ten GE turbines commissioned in the US. Both GE and Vestas commissioned just over 3 GW in the US.



Siemens Gamesa dropped from second to fourth place, with 4.1 GW commissioned in 2018. This is 40% less than in 2017, although the tally does not include a number of very large wind farms that are only partially built and will not come online until 2019.

Chinese manufacturers rely almost solely on their home market. Of the European onshore wind turbine makers to make the top 10, Vestas and Nordex actually commissioned more capacity in the Americas than in Europe. Most of Enercon's turbines are in Europe while Siemens Gamesa is the most diversified, with a near equal split across Europe, the Americas and Asia.

Total onshore wind installations in 2018 were 11.7 GW in the Americas, 8.5 GW in Europe (including Turkey and Russia) and 1 GW in Africa and the Middle East, while Asia accounted for 24.2 GW. BNEF registered new wind farms starting full commercial operation in 53 countries.

In offshore wind, 2018 was a record year for China and we will see more growth. Some 1.7 GW of the global 4.3 GW was commissioned there. In Europe it was a tight race between Siemens Gamesa and MHI Vestas. GE has some projects coming up in France and orders are expected for its new 12 MW platform.

BNEF predicts demand for around 60 GW of onshore capacity in both 2019 and 2020 with increases in all regions. However, much of this impressive-sounding volume rides on extremely competitive pricing, add-on products and services, and new financing models. This will be tough to deliver for the Big Four, let alone the smaller turbine makers.

LA POTENCIA EÓLICA MARINA MUNDIAL AUMENTARÁ EN CASI SEIS VECES EN LA PRÓXIMA DÉCADA

A finales de 2017, la energía eólica marina solo se había desplegado comercialmente en siete mercados, y Reino Unido y Alemania representaban el 68% de la potencia conectada a red. Sin embargo, según un informe reciente de Wood Mackenzie Power and Renewables, la demanda global de energía eólica marina aumentará en casi seis veces en los próximos 10 años, con proyectos implementados comercialmente en 18 países para 2027. A medida que el grupo de mercados eólicos marinos se está expandiendo más allá de unos pocos mercados en Europa, las políticas de contenido local en diferentes formas, se están convirtiendo en un tema cada vez más importante para los desarrolladores y proveedores, ya que los gobiernos buscan reforzar su industria local y crear más oportunidades para las fuerzas laborales locales. Si bien la influencia de las políticas de contenido local ha sido limitada hasta ahora, estas políticas impactarán en el 72% de la demanda futura.

Las innovaciones ayudarán a compensar la reducción de subsidios

El despliegue de aerogeneradores de próxima generación duplicará la potencia media de los aerogeneradores a nivel mundial durante los próximos 10 años y, a su vez, mitigará la creciente demanda en el resto de segmentos de la cadena de valor, en términos de número de unidades y material por MW, especialmente en lo que respecta a la cimentación, donde el peso medio por MW de las estructuras monopilote disminuirá un 36% para 2023 en Europa. Del mismo modo, el tiempo promedio de instalación por MW de aerogeneradores y cimentaciones se ha reducido a la mitad en Europa desde 2010 y está previsto que continúe. El segmento de transmisión también está experimentando innovaciones holísticas en las que se aumentan las capacidades y se reducen los materiales.

Consolidación y globalización caracterizan la cadena de suministro de la eólica marina

El crecimiento de la demanda en nuevos mercados globaliza la cadena de suministro europea y motiva la entrada de nuevos proveedores. Esto es particularmente cierto cuando está apoyada por políticas de contenido local, ya que las presiones en Europa conducen a la consolidación en toda la cadena de suministro europea, especialmente en los segmentos de instalación. Además, el informe señala que las altas tasas de crecimiento de la eólica marina la hacen cada vez más atractiva para las compañías de petróleo y gas, que buscan aprovechar su experiencia en el mar.

El LCOE promedio en Europa se reducirá a la mitad entre 2018 y 2027

El CAPEX promedio de los proyectos eólicos marinos europeos está cayendo rápidamente, principalmente debido a la mayor competencia en el desarrollo de parques eólicos, el aumento del tamaño de los aerogeneradores y las economías de escala. El CAPEX y el OPEX caerán en toda Europa, de media, un 36% y un 55%, respectivamente, para 2027. También se proyecta que el LCOE de la eólica marina descienda en Europa a un ritmo acelerado, se espera que el LCOE promedio de los proyectos conectados a red en Europa alcance los 53,6 €/MWh para 2027, bajando desde aproximadamente 107 €/MWh en 2018.

GLOBAL OFFSHORE WIND CAPACITY WILL INCREASE NEARLY SIX-FOLD OVER THE NEXT DECADE

By the end of 2017, offshore wind had only been deployed commercially across seven markets, with the UK and Germany accounting for 68% of the grid-connected capacity. However, according to a recent report from Wood Mackenzie Power and Renewables, global offshore wind power demand will increase almost six-fold over the coming 10 years, with projects deployed commercially across 18 countries by 2027.

As the pool of offshore markets is expanding beyond a handful of markets in Europe, local content policies in different forms are becoming an increasingly important topic for developers and suppliers as governments look to bolster their local industry and create more job opportunities for local labour forces. While the influence of local content policies has been limited thus far, these policies will impact on 72% of future demand.

Innovations will help offset reductions in subsidies

The deployment of next-generation turbines will double average turbine ratings globally over the next 10 years and in turn subdue growing demand in the balance of plant segments in terms of number of units and material per MW – most notably in foundations, where the average monopile weight per MW will decrease 36% by 2023 in Europe.

Similarly, the average installation time per MW for turbine and foundation campaigns has been halved in Europe since 2010 and is set to continue. The transmission segment is also undergoing holistic innovations where capacities are being increased and materials reduced.

Consolidation and globalisation characterise the offshore supply chain

The proliferation of demand in new markets globalises the European supply chain and motivates the entry of new suppliers. This is particularly true when supported by local content policies as the pressures in Europe lead to consolidation across the European supply chain – especially in the installation segments. Furthermore, the report points out that the high growth rates in offshore wind makes it increasingly attractive for oil and gas companies looking to leverage their offshore experience.

Average LCOE in Europe will halve between 2018 and 2027

Average CAPEX for European offshore projects is dropping quickly, mainly driven by the increased competition in wind farm development, increasing turbine size and economies of scale. CAPEX and OPEX across Europe will drop, on average, by 36% and 55% respectively by 2027. Offshore LCOE across Europe is also projected to reduce at a fast pace with the average LCOE across Europe for grid-connected projects expected to reach 53.6 €/MWh by 2027, falling from approximately 107 €/MWh in 2018.



LONGI SOLAR ESTABLECE EN UN 24,06% EL NUEVO RECORD MUNDIAL DE EFICIENCIA DE CÉLULAS SOLARES MONO-PERC BIFACIALES

LONGI SOLAR HA ANUNCIADO QUE HA ALCANZADO UN NUEVO RÉCORD MUNDIAL DE EFICIENCIA DE CONVERSIÓN CON UNA OBLEA COMERCIAL (M2) DE SILICIO MONOCRISTALINO PERC (CONTACTO POSTERIOR CON EMISOR PASIVADO), SUPERANDO POR PRIMERA VEZ EL 24%, SEGÚN LAS PRUEBAS REALIZADAS POR EL CENTRO NACIONAL DE SUPERVISIÓN E INSPECCIÓN DE CALIDAD DE PRODUCTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS (CPVT, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS) EN CHINA.

Las últimas e innovadoras células solares PERC bifaciales (de doble cara) de LONGi Solar, probadas por CPVT, lograron una eficiencia de conversión del 24,06%. LONGi Solar había reportado previamente eficiencias de conversión récord de células PERC verificadas del 23,6% en febrero de 2018.

CPVT probó la célula PERC de silicio monocristalino con una dimensión de oblea estándar (156,75x156,75 mm²) (M2) proporcionada por LONGi Solar. Las células de muestra se midieron bajo condiciones de prueba estándar para características de tensión-corriente en función de la carga.

LONGi Solar ha logrado grandes avances en el establecimiento de récords mundiales de eficiencia de conversión de células solares PERC, demostrando una capacidad continua para proporcionar productos de alta eficiencia al mercado solar mundial. Los últimos récords de eficiencia de conversión de células solares también avalan el éxito de sus inversiones en I+D, que han establecido un punto de referencia para la industria en los últimos años.

En abril de 2017, con base en la tecnología de emisor selectivo, que se ha utilizado ampliamente en la producción en serie, LONGi Solar informó una eficiencia de conversión de células PERC de silicio monocristalino del 22,17% (probada por CPVT), que respaldó efectivamente los requisitos de suministro de la Fase 3 del programa de instalación solar "Top Runner" de China.

En octubre de 2017, LONGi Solar rompió el récord mundial de eficiencia de una célula PERC de silicio monocristalino de dimensiones comerciales con un 22,71%, siendo el récord anterior de Fraunhofer-ISE con un 22,61%. En el mismo mes, y gracias a la tecnología MBB (Multi Busbar), la eficiencia de conversión de la célula se incrementó al 23,26%. CPVT certificó que fue la primera célula en romper la barrera de eficiencia del 23%.

En agosto de 2018, LONGi Solar logró la mayor eficiencia de una célula solar bifacial monocristalina PERC tipo P en China, con una eficiencia de conversión del 23,11%.

El último récord establece la primera vez que la eficiencia de una célula solar PERC monocristalina de dimensiones comerciales excede el 24%.

En los últimos tres años, LONGi Solar ha desarrollado tres generaciones de productos "Hi-MO" basados en tecnología PERC, que están estableciendo la referencia para la industria en eficiencia y fiabilidad de la tecnología PERC de alta eficiencia.

LONGI SOLAR SETS NEW BIFACIAL MONO-PERC SOLAR CELL WORLD RECORD AT 24.06% EFFICIENCY

LONGI SOLAR HAS ANNOUNCED THAT IT HAS ACHIEVED A NEW MONOCRISTALLINE SILICON PERC (PASSIVATED EMITTER REAR CELL) WORLD RECORD CONVERSION EFFICIENCY USING COMMERCIAL WAFER (M2) DIMENSIONS THAT HAVE EXCEEDED 24% FOR THE FIRST TIME, ACCORDING TO TESTS CARRIED OUT BY THE NATIONAL CENTRE OF SUPERVISION AND INSPECTION ON SOLAR PHOTOVOLTAIC PRODUCT QUALITY (CPVT) IN CHINA.

LONGi Solar's latest breakthrough bifacial (double-sided) PERC solar cells tested by CPVT achieved a conversion efficiency of 24.06%. LONGi Solar had previously reported verified record PERC cell conversion efficiencies of 23.6% in February 2018.

CPVT tested monocrystalline silicon PERC cell in a standard wafer dimension (156.75x156.75 mm²) (M2) provided by LONGi Solar. The sample cells were measured under standard test conditions for current voltage characteristics as a function of load.

LONGi Solar has made great strides in setting world record PERC solar cell conversion efficiencies, demonstrating the company's continuing ability to provide high-efficiency products to the global solar market. These latest record solar cell conversion efficiencies also endorse the success of LONGi Solar's investments in R&D, which have set the benchmark for the industry in recent years.

In April 2017, based on selective emitter technology, which has been widely used in mass production, LONGi Solar reported a monocrystalline silicon PERC cell conversion efficiency of 22.17% (tested by CPVT), which effectively supported the supply requirements of Phase 3 of China's 'Top Runner' solar installation programme.

In October 2017, LONGi Solar broke the world record efficiency of a monocrystalline silicon PERC cell in commercial dimensions with 22.71%, beating the previous record of 22.61% set by Fraunhofer-ISE. In the same month, and thanks to MBB (Multi Busbar) technology, the cell conversion efficiency increased to 23.26%. CPVT certified that it was the first cell to break through the 23% efficiency barrier.

In August 2018, LONGi Solar achieved the highest efficiency of P-type mono-PERC bifacial solar cells in China with a conversion efficiency of 23.11%.

The latest record is the first time that the efficiency of monocrystalline PERC solar cells in commercial dimensions has exceeded 24%.

In the last three years, LONGi Solar has developed three generations of 'Hi-MO' products based on PERC technology, which are setting the efficiency and reliability benchmark of high-efficiency PERC technology within the industry.





IZHARIA

ingeniería

***‘LÍDERES MUNDIALES EN INGENIERÍA
DE ENERGÍAS RENOVABLES’***

LÍNEAS | SUBESTACIONES | ENERGÍAS RENOVABLES | INGENIERÍA CIVIL

EMPRESA DE INGENIERÍA Y CONSULTORÍA

SEDE EN ESPAÑA Y PANAMÁ

www.izharia.com

REFLEXIONES SOBRE LA EVOLUCIÓN ENERGÉTICA SOSTENIBLE Y LIMPIA

LAS SOCIEDADES AVANZADAS CAMINAN HACIA UNOS HÁBITOS DE CONSUMO DE ENERGÍA CADA VEZ MAYORES. NUESTRO RETO ACTUAL, POR LO TANTO, ES SER CAPACES DE CONSUMIR LA ENERGÍA QUE NECESITAMOS, RESPETANDO EL MEDIO AMBIENTE Y AFRONTANDO EL RETO DEL CAMBIO CLIMÁTICO PARA PRESERVAR NUESTRO PLANETA.

La alta contaminación atmosférica de nuestras ciudades pone en riesgo nuestra salud medioambiental, reduciendo la esperanza de vida y contribuyendo a la aparición de enfermedades cardíacas, respiratorias, cáncer, etc., con el consiguiente impacto económico, ya que aumenta los costes médicos y daña la calidad ecológica de nuestros bosques, lagos, suelos, mares, ríos, atmósfera, etc.

Todo ello nos lleva a repensar el diseño urbano de nuestras ciudades, así como nuestro modo de vida y consumo energético. Para ello, los gobiernos deben crear una legislación que apoye la conservación del planeta.

En un plazo de al menos 10 años los gobiernos deberían dejar de subvencionar el consumo de energías no limpias e incluso se debería repensar el modelo de ciudad, eliminando la posibilidad de que por nuestras ciudades circulen vehículos contaminantes; al menos, y sobre todo, en lo que se refiere a vehículos públicos. Y dar un periodo de tiempo que sea razonable, para la conversión de los coches particulares.

Las energías renovables han llegado para quedarse, con una tecnología cada vez más competitiva. Actualmente en España tenemos alrededor de un 30% de energía renovable instalada y un 17% de hidráulica, que también se considera una energía limpia.

Sin embargo, y a pesar de estas cifras, no es fácil el consumo único de energías limpias dado que cuando no hay sol, viento o agua, no es posible disponer de estas energías.

El tema es complejo y no es fácil de tratar porque, además de lo anterior, necesitamos la energía en el instante del consumo y cercana al punto de suministro del mismo, para evitar grandes pérdidas en la red.

Por el momento no es posible almacenar energía de modo masivo. Esto supone un gran reto tecnológico, ahora y en el futuro, en el que firmas multinacionales están invirtiendo importantes sumas de dinero en I+D.

Mientras esta conversión no sea efectiva, seguiremos dependiendo, al menos en España, de las nucleares que, a día de hoy, aportan al consumo diario entre el 15% y 20% y son la base del sistema energético nacional.

La energía eólica se sitúa en unos márgenes muy aceptables ya que, dependiendo de la meteorología del día y de si ésta es favorable, tenemos porcentajes de generación que se sitúan entre el 20 y el 30% diario. El gran problema surge cuando no hay viento.

En todo caso, una de las cosas más importantes que hay que acometer es dejar de consumir derivados fósiles del petróleo para la producción de energía, que son los que liberan más partículas de CO₂ al medioambiente. Para ello los gobiernos deben penalizar altamente estas tecnologías.

REFLECTIONS ON THE SUSTAINABLE AND CLEAN ENERGY EVOLUTION

ADVANCED SOCIETIES ARE HEADING TOWARDS INCREASINGLY GREATER ENERGY CONSUMPTION HABITS. OUR CURRENT CHALLENGE IS THUS TO BE ABLE TO CONSUME THE ENERGY WE NEED, WHILE RESPECTING THE ENVIRONMENT AND ADDRESSING THE CHALLENGE OF CLIMATE CHANGE TO SAFEGUARD OUR PLANET.



María Isabel López Ferrer
CEO y Fundadora de IZHARIA
CEO and Founder of IZHARIA

The high level of air pollution in our cities is endangering our environmental health, reducing life expectancy and contributing to the emergence of cardiac and respiratory diseases, cancer, etc., with the consequent economic impact, given rising healthcare costs and the damage caused to the ecological quality of our woodlands, lakes, soil, seas, rivers, the atmosphere, and so on.

All this leads us to rethink the urban design of our cities, as well as our lifestyles and how we consume energy. For this governments must create a legislation that supports the conservation of the planet.

In at least 10 year's time, governments must have stopped subsidising the consumption of energy that is not clean and must even rethink the model of the city to eliminate pollutant vehicles from driving around our urban centres, at the very least, as regards public vehicles. Governments must also offer a reasonable timeframe for the conversion of private cars.

Renewable energy is here to stay and, with an increasingly more competitive technology. Spain currently has around 30% of installed renewable energy and 17% of hydropower which is also considered to be a clean energy. However, despite these figures, it is not easy to only consume clean energies given that when there is no sun, wind or water, such sources are unavailable.

The issue is a complex one and not easy to address because, in addition to the above, we need energy immediately on consumption and close to its point of supply, to avoid major grid losses. It is not currently possible to store energy on a massive basis. This is a major technological challenge, both now and in the future, in which multinational firms are investing significant sums in R&D.

As long as this conversion does not take effect, we will continue to depend, at least in Spain, on nuclear power stations that currently cover between 15% and 20% of our daily consumption and which form the basis of the domestic energy system.

Wind power offers very acceptable margins as, depending on the weather of the day and if this is favourable, we achieve daily generation percentages of between 20 and 30%. The major issue arises when there is no wind.

In any event, one of the most important commitments is to stop consuming fossil fuel oil derivatives to produce energy, which are those that emit the most CO₂ particles into the environment. For this governments must apply high penalties to these technologies.

I find it hard to believe that, although this source represents just 9.5% of the entire installed generation capacity in Spain, there are still daily consumptions that at times account for 17% of the total.



Me parece increíble que, aunque esta fuente represente tan solo el 9,5% del total de la capacidad de generación instalada en España, todavía haya consumos diarios que representen, en ocasiones, el 17% del total.

En este país importamos el 95% del carbón, un sector que a día de hoy no se sostiene por su ruinoso explotación económica que, además, ha recibido importantes sumas de dinero de la UE para hacer el cambio tecnológico y recolocar en otros sectores a las personas ocupadas en él.

Entonces... ¿Cómo se ha gastado ese dinero? ¿Cuál ha sido la vigilancia de los gobiernos en el gasto del mismo? Esto debería ser una prioridad para la clase política. Pocas veces oímos hablar a nuestros políticos de una “Política Energética Española a 10 y 20 años”. Por lo visto, vamos atados al carro de lo que Europa nos impone, sin ninguna iniciativa nacional.

En este sentido, prácticamente se ha cumplido el plazo para alcanzar los objetivos establecidos por los dirigentes de la UE en 2007 e incorporados a la legislación en 2009, y que también figuran entre los objetivos principales de la Estrategia Europa 2020 para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador y, sin embargo, no hay ninguna seguridad de que los vayamos a cumplir. Esta estrategia (20/20/20), en su apéndice Cambio Climático y Energía, recoge como objetivos:

- 20% de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero respecto a los niveles de 1990.
- 20% de energías renovables.
- 20% de incremento de la eficiencia energética.

En lo que respecta a las energías renovables, la UE cuenta desde el pasado año con un nuevo objetivo, 32% para 2030. En esta revisión de los objetivos europeos, la eficiencia energética tiene un objetivo

Spain imports 95% of coal, a sector that to date cannot sustain itself due to its ruinous economic exploitation that, moreover, has received significant sums of money from the EU to make the technological change and relocate the personnel employed in it to other sectors.

So how has this money been spent? How did the governments oversee its expenditure? This should be a priority for the political class. We rarely hear our politicians talking about a “Spanish Energy Policy to 10 and 20 years”. We appear to be bound to the rules imposed on us by Europe with no domestic initiatives.

In this regard, the period to achieve the targets set by EU leaders in 2007 and incorporated into legislation in 2009 has almost elapsed. The primary objectives of the 2020 European Strategy also include smart, sustainable and integrated growth however there is no guarantee that we will comply with them. The appendix of this strategy (20/20/20), “Climate Change and Energy”, contains the following objectives:

- 20% reduction in greenhouse gas emissions compared to 1990 levels.
- 20% from renewable energy.
- 20% increase in energy efficiency.

As regards renewable energy, since last year the EU has had a new target: 32% by 2030. In this review of European targets, energy efficiency has an indicative objective for that year of 32.5%. These goals can be reviewed upwards in 2023.

In July 2017, the Spanish Executive set up a “Committee of Experts” on the energy transition, to analyse possible energy policy alternatives. Fourteen people were appointed to form part of this committee, but no women, and the worst is that this committee

indicativo para ese año del 32,5%. Estas metas podrán ser revisadas, solo al alza, en 2023.

En julio de 2017, el ejecutivo español creó una "Comisión de Expertos" sobre transición energética, para analizar posibles alternativas de política energética. Catorce personas fueron designadas para integrar esta comisión, ninguna mujer, y lo peor es que la citada comisión fue designada por partidos políticos y sindicatos de este país, considerando que no existe ninguna mujer preparada en este sector para aportar a la Comisión algún punto de vista diferente al masculino.



Considero que las mujeres, expertas en el sector eléctrico, tenemos mucho que aportar al tema y una visión diferente en el sector.

Además de lo indicado anteriormente, a escala local, los hogares podrían convertirse en productores de energía y podrían vender los excedentes a sus vecinos por medio de redes inteligentes. A escala regional, nacional y europea, representaría la conexión de redes de energía y los agentes implicados.

La eficiencia energética y la promoción de la economía circular aportarían muchas mejoras. Se puede reducir el consumo y gestionar los residuos a través del reciclaje y la reutilización. Es decir, aplicar el sistema de la Triple R "Reducir/Reutilizar/Reciclar". Asimismo, existe la posibilidad y capacidad de transformar diferentes residuos en energía. De hecho, la UE ha iniciado un plan de acción para ello.

También podemos reflexionar sobre el potencial de los recursos hídricos, cuya carestía se puede agravar por el cambio climático. Según el último dato de Naciones Unidas, el 80% de las aguas residuales generadas en el mundo regresan al ecosistema sin tratar o reutilizar.

En el caso de España, la depuración y la reutilización está en torno al 9,5%, siendo uno de los países más avanzados en este desarrollo. Todo esto representa un gran reto para avanzar en la explotación energética de estas aguas residuales como recurso sostenible.

Existen también proyectos cuyo objetivo es obtener biocombustible renovable para coches de gas natural comprimido a partir de aguas residuales que llegan a las depuradoras procedentes de los hogares y que reducirían las emisiones de CO₂ en un 80%.

Como vemos, en el siglo XXI estamos ante grandes retos en cuanto a la generación de energías limpias y al aprovechamiento de recursos. Estos desafíos se acometerán con la máxima innovación y desarrollo tecnológico y, al final, construiremos un paradigma energético sostenible y limpio.

Las mujeres, dado que somos diferentes a los hombres, en la visión, enfoque, prioridades y planteamientos de las cuestiones, desde nuestra particular y sensible subjetividad, debemos estar ahí para enriquecer todos los aspectos de este desarrollo con nuestra especial impronta y original punto de vista de los retos que nos esperan en el futuro inmediato.

was set up by Spain's own political parties and trade unions who must have considered that no woman existed with the training in this sector to bring to the Committee opinions other than the male standpoint. I believe that women, as experts in the electricity sector, have much to contribute to the issue and offer a different outlook in the sector. In addition to that mentioned above, at local level, homes could turn into energy producers and could sell their surpluses to their neighbours by means of smart grids. At a regional, national and European level, this would represent connecting energy networks and the agents involved.

Energy efficiency and the promotion of the circular economy would bring many improvements. Consumption can be reduced and waste managed through recycling and reutilisation, in other words, by applying the triple R system "Reduce/Reuse/Recycle". Similarly, there is the possibility and ability to transform different forms of waste into energy. In fact, the EU has initiated an action plan for this purpose.

We can also reflect on the potential of water resources, whose shortage can be aggravated by climate change. According to recent figures from the United Nations, 80% of the waste water generated worldwide is returned into the ecosystem without being treated or reutilised.

In the case of Spain, treatment and reutilisation stands at around 9.5%, making it one of the more advanced countries on this issue. All this represents a major challenge to make progress in the energy exploitation of this waste water as a sustainable energy resource. There are also projects whose aim is to obtain renewable biofuel for compressed natural gas-powered cars from waste water that originates from domestic treatment plants and that would reduce CO₂ emissions by 80%.

As we can see, the 21st century is facing major challenges as regards the generation of clean energies and the use of resources. These challenges will be addressed with the highest level of innovation and technological development and, in the end, will build a sustainable and green energy paradigm.

As we are different to men in terms of vision, approach, priorities and approaches to the issues, given our particular and sensitive subjectivity, women must be present to enrich every aspect of this development with our special stamp and vision of the challenges that await us in the immediate future.



Fiabilidad Made by Schaeffler

Para que un aerogenerador sea rentable precisa componentes fiables. Nuestras soluciones comprenden desde rodamientos con mayor duración de vida a sistemas con sensores integrados y servicios digitales. Combinándolas, podemos ofrecerle la mejor solución para cada aplicación de rodamientos en aerogeneradores con el objetivo de obtener la máxima seguridad de funcionamiento y una significativa reducción de los TCO.

www.schaeffler.es/aerogeneradores



SCHAEFFLER

LAS COMPRAS CORPORATIVAS DE ENERGÍA LIMPIA BATEN NUEVO RÉCORD EN 2018

EN SU INFORME 1H 2019 CORPORATE ENERGY MARKET OUTLOOK, BLOOMBERGNEF (BNEF) DESVELA QUE 121 EMPRESAS EN 21 PAÍSES DIFERENTES FIRMARON APROXIMADAMENTE 13,4 GW DE CONTRATOS DE ENERGÍA LIMPIA EN 2018, SUPERANDO LOS 6,1 GW DE 2017. ESTO POSICIONA A LAS EMPRESAS JUNTO CON LAS COMPAÑÍAS ENERGÉTICAS COMO LOS MAYORES COMPRADORES DE ENERGÍA LIMPIA A NIVEL MUNDIAL. DESDE 2008 LAS EMPRESAS HAN FIRMADO ACUERDOS DE COMPRA DE ENERGÍA (PPAs) POR MÁS DE 32 GW, UNA CANTIDAD COMPARABLE A LA CAPACIDAD DE GENERACIÓN DE HOLANDA. MÁS DEL 40% DE ESTA ACTIVIDAD SE REGISTRÓ EN 2018.

Los puntos destacados del mercado en 2018 incluyen una ola de pequeños compradores corporativos de energía que agregaron sus compras, y los primeros acuerdos corporativos de compra energía limpia en mercados como Polonia.

Tendencias regionales, EE.UU. registra más de la mitad de los PPAs

Más del 60% de la actividad mundial en 2018 ocurrió en EE.UU., donde las empresas firmaron acuerdos para adquirir 8,5 GW de energía limpia, casi el triple de la cantidad firmada en 2017.

Según un informe reciente de la Asociación Eólica Norteamericana (AWEA, por sus siglas en inglés), los PPAs eólicos alcanzaron un máximo histórico en 2018, con 8,5 GW. Los datos de AWEA revelan que esta cantidad se dividió de manera casi igual entre compañías energéticas, con 4.304 MW, y empresas como AT&T, Walmart, ExxonMobil y Shell Energy, que firmaron 4.203 MW de PPAs. La capacidad eólica contratada por medio de PPAs corporativos en 2018 aumentó un 66% más que el anterior récord, registrado en 2015. Datos del Business Renewables Center confirman que la energía eólica proporciona más energía a las empresas que cualquier otra fuente renovable.

De acuerdo con el Informe *US Wind Industry Fourth Quarter 2018 Market* de AWEA, el mercado eólico norteamericano estuvo en auge en 2018. En total, la industria puso en marcha una potencia eólica de 7,588 MW. Ahora hay 96.488 MW de potencia eólica instalada acumulada en EE.UU. 2018 finalizó con una cartera de más de 35 GW de proyectos en construcción (16.521 MW) y en desarrollo avanzado (18.574 MW). La cifra representa un incremento interanual del 22%.

Facebook encabezó el contingente de compradores de energía corporativos con experiencia en EE.UU., comprando más de 2,6 GW de energías renovables a nivel mundial en 2018, principalmente con empresas energéticas en mercados regulados de EE.UU. a través de programas conocidos como tarifas ecológicas. Esta cantidad superó en tres veces al siguiente mayor comprador corporativo de energía, AT&T. ExxonMobil se convirtió en la primera petrolera en firmar un PPA de energía limpia para sus propias operaciones, comprando 575 MW de energía solar y eólica en Texas.

En EE.UU., una característica importante fue el surgimiento de nuevos y más pequeños compradores corporativos de energía limpia. En 2018, unas 34 nuevas empresas firmaron sus primeros PPAs de energía limpia, representando el 31%

CORPORATE CLEAN ENERGY BUYING SURGED TO A NEW RECORD IN 2018

IN ITS 1H 2019 CORPORATE ENERGY MARKET OUTLOOK, BLOOMBERGNEF (BNEF) FINDS THAT SOME 13.4 GW OF CLEAN ENERGY CONTRACTS WERE SIGNED BY 121 CORPORATIONS IN 21 DIFFERENT COUNTRIES IN 2018. THIS WAS UP FROM 6.1 GW IN 2017 AND POSITIONS COMPANIES ALONGSIDE UTILITIES AS THE BIGGEST BUYERS OF CLEAN ENERGY GLOBALLY. SINCE 2008, CORPORATIONS HAVE SIGNED CONTRACTS TO PURCHASE OVER 32 GW OF CLEAN POWER, AN AMOUNT COMPARABLE TO THE GENERATION CAPACITY OF THE NETHERLANDS. MORE THAN 40% OF THIS ACTIVITY WAS REGISTERED IN 2018 ALONE.

The market highlights for 2018 include a wave of smaller corporate energy buyers aggregating their purchases and the first corporate clean energy power purchase agreements (PPAs) in markets such as Poland.

Regional trends: the US accounts for more than half of PPAs

More than 60% of the global activity in 2018 occurred in the US, where companies signed PPAs to purchase 8.5 GW of clean energy, nearly triple the amount signed in 2017.

According to a recent report from the American Wind Energy Association (AWEA), wind PPA deals reached an all-time high in 2018, with 8.5 GW. AWEA data reveals that this amount was almost equally split between utility customers with 4,304 MW, and corporations, such as AT&T, Walmart, ExxonMobil and Shell Energy, which signed 4,203 MW of PPAs. Contracted wind capacity through corporate PPAs in 2018 surged to 66% higher than the previous high-water mark in 2015. Data from the Business Renewables Center confirms that wind provides more energy to corporate brands than any other renewable source.

According to AWEA's *US Wind Industry Fourth Quarter 2018 Market Report*, the US wind market boomed in 2018. In total, the industry commissioned 7,588 MW of wind power capacity last year. There are now 96,488 MW of cumulative installed wind capacity in the US. 2018 ended with a 35 GW+ pipeline of projects under construction (16,521 MW) and in advanced development (18,574 MW). The figure represents a year-on-year increase of 22%.

Facebook spearheaded a contingent of experienced US corporate energy buyers, purchasing over 2.6 GW of renewables globally

Parque eólico en Nebraska. Foto cortesía de AWEA | Wind farm in Nebraska. Photo courtesy of AWEA



de la actividad total en EE.UU. Estas empresas agregan su demanda de electricidad para aprovechar las economías de escala de los grandes proyectos de energía solar y eólica. En muchos casos, se benefician al asociarse con un comprador más grande y más experimentado, que puede ofrecer un balance más sólido y experiencia en matices legales y contables al firmar un PPA.

El modelo de agregación anuncia una nueva generación de compradores corporativos de energía limpia. Estas empresas ya no necesitan abordar las complejidades de la adquisición de energía limpia por sí solas. Pueden compartir los riesgos asociados con el crédito y la volatilidad del mercado energético con sus socios.

México y Brasil también experimentaron un crecimiento en las compras corporativas, completando 9,1 GW de energía limpia comprada por empresas en la región de las Américas en 2018.

La región EMEA establece un nuevo récord

En la región de Europa, Medio Oriente y África (EMEA), las empresas también compraron volúmenes récord de energía limpia, firmado contratos por 2,3 GW y duplicando la cantidad de 1,1 GW firmada en 2017. Los países nórdicos fueron una vez más el punto caliente para esta actividad, con empresas atraídas por los importantes recursos eólicos y el apoyo crediticio de los organismos gubernamentales. Los productores de aluminio Norsk Hydro y Alcoa Corp compraron la mayor cantidad de energía limpia en Europa en 2018, pero la región también vio actividad de empresas tecnológicas multinacionales como Facebook, Amazon y la filial de Alphabet, Google.

Varios países europeos que vieron poca o ninguna actividad de compras corporativas en 2017 aumentaron su interés en 2018. Se firmaron acuerdos corporativos de compra de energía por primera vez en Polonia, y por segunda vez en Dinamarca y Finlandia. También hubo nuevos acuerdos firmados en Reino Unido, después de una pausa después de la expiración de un programa nacional de subsidios. Varias solicitudes de propuestas y cambios en la política sugieren que también se abrirán nuevos mercados en Alemania y Francia.

Los PPA corporativos de eólica están en auge en Europa

De acuerdo con datos de WindEurope, empresas de toda Europa han firmado hasta la fecha casi 5 GW de PPAs con parques eólicos. Esta actividad comenzó solo en 2014 y principalmente en el sector de las TIC para alimentar centros de datos. Pero ahora las industrias intensivas en energía los están firmando.

2018 vio 1,5 GW de nuevos acuerdos PPA con parques eólicos. Y el sector del aluminio fue el más activo, con Norsk Hydro y Alcoa fir-

Foto cortesía de | Photo courtesy of: WindEurope



in 2018, primarily with utilities in regulated US markets through programmes known as green tariffs. This was three times that of the next biggest corporate energy buyer, AT&T. ExxonMobil became the first oil major to sign a clean energy PPA for its own operations, purchasing 575 MW of solar and wind in Texas.

In the US, a major feature was the emergence of smaller, first-time corporate clean energy buyers. In 2018, some 34 new companies signed their first clean energy PPAs, making up 31% of total activity in the US. These firms are aggregating their electricity demand to reap the economies of scale from larger solar and wind projects. In many cases, they benefit from partnering with a bigger, more experienced buyer, who can offer a stronger balance sheet and expertise on accounting and legal nuances when signing a PPA.

The aggregation model has heralded in a new generation of corporate clean energy buyers. These companies no longer need to tackle the complexities of clean energy procurement alone. They can share the risks associated with credit and energy market volatility with their peers.

Mexico and Brazil also saw growth in corporate procurement, rounding out the 9.1 GW of clean energy purchased by companies in the Americas in 2018.

EMEA sets a new record

In the Europe, Middle East and Africa (EMEA) region, corporations also purchased record volumes of clean energy, signing deals for 2.3 GW and doubling the 1.1 GW signed in 2017. Nordic countries were once again the hot spot for activity, with companies attracted to strong wind resources and credit support from government bodies. Aluminium producers Norsk Hydro and Alcoa Corp purchased the largest amount of clean energy in Europe in 2018, but the region also saw activity from multinational technology companies such as Facebook, Amazon and Google subsidiary, Alphabet.

Several European countries that saw little or no corporate procurement activity in 2017 enjoyed increased interest in 2018. Companies signed PPAs for the first time in Poland and for just the second time in Denmark and Finland. There were also new deals signed in the UK, following a lull after the expiry of a national subsidy programme. Several requests for proposals and changes in policy suggest burgeoning new markets in Germany and France as well.

Corporate wind energy PPAs are booming in Europe

According to data from WindEurope, companies around Europe have to date signed nearly 5 GW of PPAs with wind farms. This activity only started in 2014 and mainly in the ICT sector to power data centres. But they are now being signed with energy-intensive industries.

2018 saw 1,5 GW of new PPA deals with wind farms. And the aluminium sector was the most active, with Norsk Hydro and Alcoa signing big deals in Sweden and Norway. Pharmaceuticals and the automotive sector also closed their first PPAs, with Mercedes-Benz announcing deals in Poland and Germany. The latter will see wind energy powering Mercedes' electric vehicle and battery manufacturing.

Nordic countries still have the highest number of PPAs, but 2018 saw the first such agreements being

Parque solar Don Rodrigo. Foto cortesía de Baywa r.e.
Don Rodrigo solar farm. Photo courtesy of Baywa r.e.

mando grandes acuerdos en Suecia y Noruega. Los productos farmacéuticos y del sector automotriz también hicieron sus primeros PPAs, con Mercedes-Benz anunciando acuerdos en Polonia y Alemania. Este último permitirá que la eólica alimente la factoría de vehículos eléctricos y baterías de Mercedes.

Los países nórdicos aún tienen la mayor cantidad de PPAs. Pero en 2018, se firmaron los primeros Alemania, España y Polonia. Francia e Italia también los están valorando.

Los PPA solares dominan el paisaje del español

Según un informe reciente de SolarPlaza, el primer PPA solar privado de España se firmó a finales de 2017. Por ahora, se han firmado 11 PPAs solares, la mayoría de ellos en 2018.

En diciembre de 2017, Foresight, administrador de activos con sede en Reino Unido, y Energya-VM, proveedor español de energía, firmaron el primer PPA solar en España. El PPA de 10 años garantiza que la energía producida por la planta solar de 3,9 MW de Foresight (actualmente en construcción) se venderá a Energya a un precio fijo.

El segundo y mayor PPA firmado hasta ahora en España fue para 600 MW de plantas que se construirán en España y Portugal. Audax, con sede en España, recibirá aproximadamente 1,3 GWh/año de las plantas que Cox Energy desarrollará en 2020. Los informes dicen que se construirán 495 MW en España y 165 MW en Portugal. Ambas partes no revelaron la duración del PPA.

Baywa r.e. firmó el tercer PPA del país, al acordar vender energía de su parque solar Don Rodrigo de 175 MW al grupo energético noruego Statkraft en virtud de un contrato a 15 años.

Los PPA privados han demostrado ser capaces de proporcionar un fuerte crecimiento para el mercado solar español. Lo que queda demostrado por la firma de varios PPA en los últimos meses, especialmente con la firma del PPA más largo hasta la fecha en España por el desarrollador X-Elio. La compañía firmó un PPA de 14 años con el proveedor español de electricidad y gas Nexus para dos plantas solares de 50 MW en Murcia, que entrará en funcionamiento en 2019.

Iberdrola firmó tres PPAs para su instalación solar de 391 MW Nuñez de Balboa ubicada en Badajoz, Extremadura. El primer PPA corporativo fue un acuerdo de 10 años y se firmó con el Grupo Kutxabank en julio de 2018, en lo que se bautizó como el primer contrato de este tipo entre una energética y un banco. Unos meses más tarde, Iberdrola firmó su segundo PPA corporativo a largo plazo, esta vez con Euskaltel, proveedor de telecomunicaciones del País Vasco. Esta también fue otra novedad en la industria, ya que se dice que es el primer PPA firmado entre una energética y un proveedor de telecomunicaciones en España. El tercer PPA corporativo a largo plazo de Iberdrola se firmó en noviembre de 2018 con el grupo de distribución Uvesco (BM Supermercados) para el suministro de energía desde la planta solar de Nuñez de Balboa.

Solaria Energía y Medio Ambiente anunció recientemente que firmó dos PPAs de 7 años con la petrolera española Repsol SA para suministrar energía con una capacidad contratada total de 102 MW.



signed in Germany, Spain and Poland. France and Italy are also evaluating PPAs.

Solar PPAs dominate the Spanish landscape

According to a recent report by SolarPlaza, Spain's first private solar PPA was signed at the end of 2017. To date, 11 solar PPAs have been signed, most of them in 2018.

In December 2017, Foresight, a UK-based asset manager, and Energya-VM, a Spanish power provider, signed the first solar PPA in Spain. The 10-year PPA ensures that the energy produced by Foresight's 3.9 MW solar plant (currently under construction) will be sold to Energya-VM at a fixed price.

The second and largest PPA signed so far in Spain was for 600 MW of plants set to be built in Spain and Portugal. Spain's Audax will receive around 1.3 GWh/year from the plants that Cox Energy will develop in 2020. Reports claim that 495 MW will be constructed in Spain and 165 MW in Portugal. Neither party disclosed the duration of the PPA.

Baywa r.e. signed the country's third PPA by agreeing to sell energy from its 175 MW Don Rodrigo solar park to Norwegian energy group Statkraft under a 15-year contract.

Private PPAs have demonstrated their ability to provide strong growth for the Spanish solar market. This was illustrated by the signing of several PPAs in recent months, in particular the longest PPA signed to date in Spain by developer X-Elio. This 14-year PPA signed with Spanish power and gas provider Nexus is for two 50 MW solar plants in Murcia, set to come online in 2019.

Iberdrola is one of the few utilities in Spain that has been able to sign multiple PPAs. It signed three PPAs for its 391 MW Nuñez de Balboa solar facility located in Badajoz, Extremadura. The first corporate PPA was a 10-year agreement and was signed with Grupo Kutxabank in July 2018, in what was claimed as the first contract of its kind between an energy company and a bank. A few months later, Iberdrola signed its second long-term corporate PPA, this time with Euskaltel, a Basque Country-based telecoms provider. This was another first in the industry, as it is said to be the first PPA signed between a utility and a telecoms provider in Spain. Iberdrola's third long-term corporate PPA was signed in November 2018 with distribution group Uvesco (BM Supermercados) for the supply of power from the Nuñez de Balboa solar plant.

Solaria Energía y Medio Ambiente recently announced that it signed two 7-year PPAs with Spanish oil company Repsol SA to supply power with a total contracted capacity of 102 MW.

Parque eólico Mt. Gellibrand, propiedad de Acciona en Australia | Mt. Gellibrand wind farm in Australia, owned by Acciona



En mayo de 2018, EDF Solar aseguró un proyecto de PPA de 7 años para vender energía desde su planta solar de 7 MW en Toledo a un comprador ubicado en el área.

El mercado de los PPAs está en auge en este momento y parece ser muy atractivo para los actores locales e internacionales interesados en invertir en el desarrollo de la energía solar. Según los expertos de Aleasoft Energy Forecasting, los precios de las PPA españolas se estiman en un promedio de 50 €/MWh para los próximos 10 años.

Región APAC, un mercado aún incipiente, con un record de PPAs de energía limpia

En la región de Asia-Pacífico (APAC), todavía un mercado incipiente para la adquisición corporativa, las empresas firmaron un récord de 2 GW de PPAs de energía limpia, más que los dos años anteriores juntos. Casi toda esta actividad ocurrió en India y Australia, con aproximadamente 1,3 GW y 0,7 GW de energía limpia comprada, respectivamente. Ambos mercados permiten a las empresas comprar energía limpia a gran escala a través de acuerdos de compra de energía externos, lo que los convierte en una rareza para la región.

La demanda aún supera con creces a la oferta en el resto de la región APAC, aunque cambios recientes en varios mercados sugieren un posible aumento importante en la actividad. Los mecanismos de PPA corporativos externos ahora están disponibles en nueve provincias de China, y la inminente aprobación de un estándar de cartera renovable dará a más de 30,000 grandes empresas industriales y comerciales objetivos de electricidad renovable. En Japón, la tercera subasta de certificados no fósiles del país hizo que las empresas compraran 21 TWh, triplicando la actividad combinada en las dos primeras subastas. Trece empresas en Japón también han establecido objetivos de electricidad 100% renovable, más que el resto de la región APAC en conjunto.

La señal más saludable de un crecimiento continuo a nivel global de las adquisiciones corporativas, es la creciente alianza de empresas que establecen compromisos de energía limpia y sostenibilidad. Una de esas campañas, conocida como RE100, que contaba con cerca de 160 signatarios a finales de 2018 que han establecido objetivos de electricidad 100% renovable, tiene empresas domiciliadas en 23 mercados diferentes. En conjunto, estas compañías consumieron aproximadamente 189 TWh de electricidad en 2017, equivalente al consumo de electricidad de Egipto.

BNEF estima que estas compañías necesitarán comprar 190 TWh adicionales de electricidad limpia en 2030 para cumplir con los objetivos de RE100. Si este déficit se satisface con PPA solares y eólicos externos, catalizaría un estimado de 102 GW de nueva generación solar y eólica a nivel mundial, mayor que el tamaño de la flota de generación eléctrica de Reino Unido en 2017.

In May 2018, EDF Solar announced that it had secured a 7-year PPA project to sell power from its 7 MW solar plant in Toledo to a buyer located in the area.

The market for PPAs is currently booming and looks to be very appealing to local and international players interested in investing in solar energy development. According to Antonio Delgado, from Aleasoft Energy Forecasting, Spanish PPA prices are forecast to average €50/MWh for the next 10 years.

APAC: a still nascent market with a record of clean energy PPAs

In the Asia-Pacific (APAC) region, still a nascent market for corporate procurement, companies signed a record 2 GW of clean energy PPAs, more than the previous two years combined. Nearly all of this activity occurred in India and Australia, with roughly 1.3 GW and 0.7 GW of clean energy purchased, respectively. Both markets allow companies to buy clean energy on a large scale through offsite PPAs, making them the exceptions for the region.

Demand still far outstrips supply in the rest of APAC, although recent changes in several markets suggest a major spike in activity is on the horizon. Offsite corporate PPA mechanisms are now available in nine provinces in China and the imminent passing of a renewable portfolio standard will give over 30,000 large commercial and industrial companies renewable electricity targets. In Japan, the country's third non-fossil certificate auction saw corporations purchase 21 TWh, tripling the combined activity in the first two auctions. Thirteen companies in Japan have also established 100% renewable electricity targets, more than the rest of APAC combined.

The healthiest signal of continued growth in the global corporate procurement space is the increasing alliance of companies establishing clean energy and sustainability commitments. One such campaign, known as the RE100 – consisting of nearly 160 signatories as at the end of 2018 that have established 100% renewable electricity targets – has companies domiciled in 23 different markets. Cumulatively, these companies consumed an estimated 189 TWh of electricity in 2017, equivalent to the electricity consumption of Egypt.

BNEF estimates these companies will need to purchase an additional 190 TWh of clean electricity in 2030 to meet their RE100 targets. Should this shortfall be met with offsite solar and wind PPAs, it would catalyse an estimated 102 GW of new solar and wind build globally, more than the size of the UK's power generation fleet in 2017.

LOS FABRICANTES CHINOS COPAN EL TOP 10 DE SUMINISTRO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS DE 2018

PV INFOLINK HA PUBLICADO SU CLASIFICACIÓN DE SUMINISTRO DE MÓDULOS FOTOVOLTAICOS EN 2018. SEGÚN LA BASE DE DATOS DE OFERTA/DEMANDA DE PV INFOLINK, JINKO SOLAR ENCABEZÓ ESTA CLASIFICACIÓN DE SUMINISTRO DE MÓDULOS A NIVEL MUNDIAL EN 2018, SUPERANDO LOS 11 GW. A CONTINUACIÓN SE SITUARON JA SOLAR, EN SEGUNDA POSICIÓN, TRINA SOLAR Y HANWHA Q-CELLS, AMBAS CLASIFICADAS EN TERCER LUGAR. COMPLETAN EL RÁNKING LONGI SOLAR CANADIAN SOLAR, RISEN ENERGY, GCL-SI, SUNTECH, ASTRONERGY (CHINT) Y TALESUN, AMBAS OCUPANDO EN EL DÉCIMO LUGAR. ÉSTA FUE TAMBIÉN LA PRIMERA VEZ QUE ASTRONERGY SE UBICÓ EN EL TOP 10.

Según la base de datos de PV InfoLink, aunque la débil demanda tras el anuncio de China de la Política 531 condujo a un suministro total más bajo en el tercer trimestre que en el segundo trimestre de 2018, las tasas de utilización de los diez principales fabricantes se mantuvieron en un nivel superior al promedio de la industria en el tercer trimestre. Debido al repunte de la demanda tanto en China como fuera de dicho país, en el cuarto trimestre, las tasas de utilización de estos fabricantes se recuperaron a más del 90%, alcanzando, muchos fabricantes, un nuevo máximo trimestral. La alta tasa de utilización aumentó el suministro total de los diez principales fabricantes hasta llegar a 66 GW en 2018, lo que representa casi el 70% del suministro total mundial, cifrado en 91,5 GW.

La razón por la que estos fabricantes de primer nivel pudieron seguir aumentando sus suministros después de que China anunciase la Política 531, no es solo por las estrategias desplegadas anteriormente en los mercados fuera de China, la mejora continua de la competitividad del producto también es clave para la creciente cantidad de suministros.

Repasando el primer semestre de 2018, más fabricantes actualizaron sus líneas de producción de células convencionales a la tecnología PERC (Contacto Posterior con Emisor Pasivado). Los 10 principales fabricantes ampliaron agresivamente las capacidades de las nuevas tecnologías de módulos, alcanzando a finales de 2018, una capacidad de fabricación de más de 30 GW para módulos con células PERC y de 15 GW para módulos de semicélulas.

Los beneficios de los módulos pueden contraerse por sectores intermedios de la cadena de suministro

Aunque la demanda se mantendrá fuerte durante la temporada baja en el primer trimestre, PV InfoLink prevé que el mercado sufra una demanda débil en el primer semestre de 2019, pero una fuerte demanda en el segundo, debido a una demanda más concentrada de China y otros mercados como Europa y EE.UU. Se proyecta que la demanda más débil se producirá después del Año Nuevo Chino. Por entonces, la cadena de suministro, desde el sector del polisilicio al de los módulos, experimentará una caída de precios.

Sin embargo, a pesar de la mayor demanda en el segundo semestre de 2019, los subsidios se han reducido año tras año en diferentes países. Por tanto, aunque los precios de los módulos pueden repuntar durante la temporada alta, es probable que el rango



Planta de fabricación de módulos fotovoltaicos de JinkoSolar
JinkoSolar's PV module manufacturing plant

CHINESE MANUFACTURERS MONOPOLISE THE PV MODULE SHIPMENT TOP 10 RANKING FOR 2018

PV INFOLINK HAS PUBLISHED ITS MODULE SHIPMENT RANKING FOR 2018. ACCORDING TO THE ANALYST'S SUPPLY/DEMAND DATABASE, JINKO SOLAR TOPPED THE CHART IN THE WORLD'S MODULE SHIPMENT RANKING IN 2018, SURPASSING 11 GW. IN SECOND PLACE WAS JA SOLAR WITH TRINA SOLAR AND HANWHA Q-CELLS IN JOINT THIRD, FOLLOWED BY LONGI SOLAR, CANADIAN SOLAR, RISEN ENERGY, GCL-SI AND SUNTECH WITH ASTRONERGY (CHINT) AND TALESUN IN JOINT TENTH. THIS WAS ALSO THE FIRST TIME THAT ASTRONERGY HAS RANKED IN THE TOP 10.

According to PV InfoLink's database, although demand has been weak following the announcement of China's "531" Policy, leading to lower total shipments in Q3 compared to Q2 2018, the utilisation rates for the top 10 manufacturers remained at a level higher than the industry average for Q3. With demand rebounding in both China and overseas in Q4, these manufacturers' utilisation rates jumped to over 90%, with many of them hitting a new quarterly high. This high utilisation rate boosted the top 10 manufacturers' total shipment to 66 GW in 2018, accounting for nearly 70% of the total global shipment of 91.5 GW.

The reason why top-tier manufacturers can continue to grow their shipments after the "531" Policy announcement is not just because of their previous strategies deployed in the overseas markets: continuous improvement in product competitiveness is also a key to the increasing shipments.

Looking back at the first half of 2018, more manufacturers have upgraded their conventional cell production lines to PERC. The top 10 manufacturers have aggressively expanded new module technology capacities achieving a PERC cell capacity of over 30 GW and 15 GW for half-cut modules by late 2018.

Module profits may be squeezed by mid-to-upstream sectors of the supply chain

Although demand will remain strong during the off-peak season in Q1, the market should witness weak demand in 1H19 but strong demand in 2H19 owing to a more concentrated demand from China and other markets like Europe and the US in H2. Weakest demand is expected after the Chinese New Year, at which time the poly-Si module sector of the supply chain will experience a drop in prices.

However, despite higher demand in 2H19, subsidies have been coming down in different countries year after year. So, even though module prices may rebound during the peak season, the range of price increases is not likely to be as significant as that for the mid-to-upstream sectors of the supply chain. This was also the greatest challenge faced by module manufacturers in 2018 resulting in the aggressive expansion of new technologies, such as products with larger size wafers, full square, half-cut, multi busbar, shingled and bifacial etc. The aim was to further increase the cost effectiveness of products, widening the gap with conventional modules in order to pursue higher profits.

JA SOLAR

Harvest the Sunshine
Premium Cells, Premium Modules

JA Solar Holdings Co., Ltd is a world leading manufacturer of high-performance solar power products that convert sunlight into electricity, for residential, commercial and utility-scale power generation. JA Solar was publicly listed on the NASDAQ in 2007 and has firmly established itself as a tier 1 module supplier since 2010. With its leading industry experience, continuous effort on R&D, customer-oriented service and sound financial conditions, JA Solar is your most trustworthy long-term partner.

de aumento de precios no sea tan significativo como el de los sectores intermedios de la cadena de suministro. Este fue también el mayor desafío que enfrentaron los fabricantes de módulos en 2018. Es por ello que todos los fabricantes de módulos están apostando agresivamente por nuevas tecnologías, por ejemplo, productos con obleas de tamaño más grande, totalmente cuadradas, o semi-células, tecnología *multi busbar*, tejas solares y bifacialidad, etc. El objetivo es aumentar aún más la rentabilidad de sus productos, ampliando la brecha con los módulos convencionales para obtener mayores beneficios.

De cara a 2019, se espera que la demanda aumente en 20 GW de los 91,5 GW de 2018 hasta 112 GW. La cuota de mercado de los 10 principales fabricantes se mantendrá en alrededor del 70%. Sin embargo, PV InfoLink prevé que los productos monocristalinos representarán casi el 60% del total de productos. Además, el suministro real de módulos especiales aumentará sustancialmente y, por tanto, los fabricantes con menor índice de suministro de módulos especiales o de alta eficiencia pueden ser testigos de una reducción de sus ganancias este año.

Ranking de suministro de células

Según la base de datos de oferta/demanda de PV InfoLink, el principal fabricante de células en 2018 fue Tongwei. Aiko y UNIEX ocuparon el segundo lugar. URE y Motech se ubicaron en cuarto y quinto lugar respectivamente.

2018 puede ser un punto de inflexión para el sector de las células. Con las ventajas de gran escala y coste de las nuevas capacidades, los fabricantes de primer nivel como Tongwei, Aiko y UNIEX registraron un suministro de más de 4 GW. El suministro total de Tongwei superó los 6,5 GW, particularmente mucho más alto que otros fabricantes de células. Se prevé que Tongwei, Aiko y UNIEX continúen siendo los tres principales fabricantes de células en 2019. Por otro lado, debido a que los costes de fabricación son más altos para las compañías taiwanesas y a que las ventajas de las empresas que fabrican células en Taiwan se vieron muy afectadas en el mercado europeo después de que Europa eliminase el precio mínimo de importación, la competitividad de Taiwan se desplomó de inmediato.

Además, el evento más importante para el sector de las células en 2018 fue la expansión de la capacidad de la tecnología PERC y el aumento de la eficiencia. Según la investigación de PV InfoLink, Aiko, Pingmei y Tongwei fueron los fabricantes que suministraron más células PERC. Cabe destacar que el programa "Top Runner" generó una gran demanda de células PERC de alta eficiencia en el segundo semestre de 2018. Además, debido a la transferencia temprana de su línea de producción, Aiko se convirtió en el mayor proveedor de células bifaciales con un suministro de 1,4 GW, mucho más alto que otros fabricantes de células.

Principal tendencia para 2019

Una vez que el emisor selectivo también se convierta en un estándar para las líneas de producción de células PERC monocristalinas, será más difícil aumentar la eficiencia de las células. Sin embargo, muchos fabricantes aún planean ampliar la capacidad de PERC este año y, por lo tanto, la reducción de costes causada por la mejora de equipos y el aumento de la eficiencia continuarán.

Sin embargo, aparte de la reducción de costes, la tendencia de la tecnología de células de próxima generación sigue sin estar clara. La tendencia general de este año será disminuir continuamente la proporción de células convencionales. Mientras tanto, se prevé que el suministro de módulos bifaciales y módulos con obleas de mayor tamaño aumentará gradualmente. La forma en que los fabricantes de células ajustarán sus líneas de producción será fundamental para poder aprovechar las próximas oportunidades.

Looking ahead to this year, global demand is expected to increase by 20 GW from 91.5 GW in 2018 to 112 GW in 2019. The market share of the top 10 manufacturers will remain at about 70%, but PV InfoLink predicts that monocrystalline products will account for nearly 60% of total products. In addition, the actual shipment of special modules will rise substantially, meaning that manufacturers with a lower high-efficiency or special module shipment ratio may witness reduced profits this year.

Cell shipment ranking

According to PV InfoLink's supply/demand database, the top one cell manufacturer in 2018 was Tongwei. Aiko and UNIEX ranked joint second with URE and Motech in fourth and fifth place, respectively.

2018 could be a turning point for the cell sector. With the large-scale and cost advantage of new capacities, top-tier manufacturers like Tongwei, Aiko and UNIEX witnessed a shipment of over 4 GW. The total shipment surpassed 6.5 GW for Tongwei, far higher than other cell makers. Forecasts indicate that Tongwei, Aiko and UNIEX will continue to be the top three cell manufacturers in 2019. Conversely, because manufacturing costs are higher for Taiwanese companies and the advantages enjoyed by Taiwan's cell manufacturers in the European market were greatly affected after the EU ended minimum import prices (MIPs) for solar PV cells, the country's competitiveness has plummeted.

The most important event for the cell sector in 2018 was PERC capacity expansion and increased efficiency. PV InfoLink's analysis found that Aiko, Pingmei and Tongwei were the manufacturers with the largest PERC cell shipment. It is worth noting that the "Top Runner" Programme has generated a large amount of high-efficiency PERC cell demand in 2H18. Also, due to the earlier production line transfer, Aiko became the biggest supplier for bifacial cells with a shipment of 1.4 GW, outstripping other manufacturers.

Major trend for 2019

Once Selective Emitter (SE) becomes standard equipment for mono PERC cell production lines, it will be more difficult to increase cell efficiency. However, many manufacturers still plan to expand PERC capacity this year and so cost reductions resulting from improved equipment and increased efficiency will continue.

However, apart from cost reduction, the trend for next-generation cell technology remains unclear. The mainstream trend this year will be the continued reduction in the share of conventional cells. Meanwhile, the shipment of bifacial modules and modules with larger size wafers is projected to gradually rise. How cell manufacturers adapt their production lines will be critical to whether they can take advantage of future opportunities.



Módulos PERC bifaciales de JA Solar
PERC bifacial modules from JA Solar



Produce tu propia energía



Aumenta el valor de tu negocio o vivienda



Despreocúpate de las subidas de la luz



Ahora sí
es momento de apostar por

Autoconsumo

Un nuevo modelo energético es posible, desde Feníe Energía impulsamos nuevos tipos de producción y consumo de energía.



¿Por qué con Feníe Energía?

- ✓ Asesoramiento personalizado de tu agente energético
- ✓ Estudio y presupuesto específico para cada instalación
- ✓ Posibilidad de financiación

Se simplifica la legalización

El autoconsumo compartido ya es posible

Se ha derogado el impuesto al sol

Eliminación del segundo contador, abaratando costes



feníe energía

Verás la energía de otra manera

www.fenieenergia.es



Electricidad



Gas



Eficiencia



Movilidad



Autoconsumo

LA FOTOVOLTAICA AVANZA DE FORMA DECIDIDA EN ESPAÑA EN 2018, CON UN CRECIMIENTO DEL 94% DE LA POTENCIA INSTALADA

EN 2018, LA POTENCIA FOTOVOLTAICA INSTALADA EN ESPAÑA ALCANZÓ LOS 261,7 MW, DEBIDO MAYORITARIAMENTE AL INCREMENTO DE LAS INSTALACIONES DE AUTOCONSUMO, QUE SUPONEN UN 90% DEL TOTAL, SEGÚN CIFRAS HECHAS PÚBLICAS POR UNEF. NO OBSTANTE, LA CIFRA REPRESENTA TAN SOLO EL 3% DE LA NUEVA POTENCIA INSTALADA EN EUROPA, QUE SE SITUÓ EN 8,5 GW.

Según los datos registrados por UNEF, el pasado año se instalaron en España 261,7 MW de nueva potencia fotovoltaica, lo que supone un incremento del 94% con respecto a los 135 MW instalados en 2017 y un importante crecimiento frente a los 55 MW registrados en 2016 y los 49 MW de 2015.

De estos 261,7 MW, un 90% (235,7 MW) corresponden a instalaciones de autoconsumo, siendo un 25% de éstos relativos a autoconsumo conectado a red para uso agrícola y 26 MW a plantas solares fotovoltaicas sobre suelo.

A pesar de este crecimiento, la cifra de nueva potencia instalada en España representa un 3% de la nueva potencia instalada en Europa en 2018, estimada en 8,5 GW, con Alemania y Holanda como los países con un mayor desarrollo de nueva potencia fotovoltaica.

Las principales razones de este crecimiento se deben, por un lado, a la inercia de crecimiento del sector a la vista de su competitividad, dada la reducción de costes de producción de un 80% en los últimos 10 años; a la capacidad del autoconsumo de incidir sobre la competitividad de las empresas -ahorro energético y optimización financiera de la eficiencia energética-; al impulso europeo a través de la Directiva europea de Renovables, que aporta seguridad y estabilidad al marco regulatorio del autoconsumo; al cambio de tendencia en materia de renovables y al apoyo al sector fotovoltaico mediante la derogación de las cargas y peajes a la energía autoconsumida; y, finalmente, al apoyo de las comunidades autónomas a la generación renovable a través de ayudas al autoconsumo, tanto industrial como residencial.

Borrador de RDL de autoconsumo: avances positivos

Respecto al reciente borrador de RDL de Autoconsumo presentado y que está en periodo de alegaciones, UNEF señala que supone un avance positivo para el desarrollo del autoconsumo energético, pues clarifica aspectos regulatorios y solventa las paralizaciones en las tramitaciones por parte de algunas distribuidoras.



PV MAKES FIRM PROGRESS IN SPAIN IN 2018, WITH A 94% GROWTH IN INSTALLED CAPACITY

INSTALLED PV CAPACITY IN SPAIN REACHED 261.7 MW IN 2018, MAINLY DUE TO THE INCREASE IN SELF-CONSUMPTION INSTALLATIONS THAT ACCOUNT FOR 90% OF THE TOTAL, ACCORDING TO FIGURES RELEASED BY UNEF, THE SPANISH PV INDUSTRY ASSOCIATION. HOWEVER, THIS FIGURE REPRESENTS JUST 3% OF EUROPE'S TOTAL NEW INSTALLED CAPACITY OF 8.5 GW.



According to data recorded by UNEF, last year saw 261.7 MW of new PV capacity installed in Spain, representing an increase of 94% compared to the 135 MW installed in 2017, significantly up on the 55 MW registered in 2016 and the 49 MW in 2015.

Of these 261.7 MW, 90% (235.7 MW) corresponds to self-consumption installations, of which 25% relates to grid-connected self-consumption for agricultural use and 26 MW to ground-mounted solar PV plants.

Despite this growth, the figure for new installed capacity in Spain represents just 3% of the new installed capacity in Europe in 2018, estimated at 8.5 GW, with Germany and the Netherlands as the countries with the greatest deployment of new PV capacity.

There are many reasons for this growth: growing sector momentum given its competitiveness, given the 80% reduction in production costs over the last 10 years; the capacity of self-consumption to impact on the competitiveness of companies – making energy savings and the financial optimisation of energy efficiency; the EU's stimulus in the form of the European Renewables Directive that brings security and stability to the self-consumption regulatory framework; a trend change as regards renewables and support for the PV sector by repealing the charges and tolls on self-consumed energy; and, finally, the support of Spain's Autonomous Communities for renewable generation through the offer of subsidies for both industrial and residential self-consumption.

Draft Decree-Law on Self-consumption: positive progress

As regards the recent draft of the Royal Decree-Law on Self-consumption, currently undergoing its consultation process, UNEF notes that it represents positive progress for the deployment of energy self-consumption given that the new act clarifies regulatory aspects and resolves deadlocks over applications by some distributors.

The most prominent points of the draft include the introduction of collective self-consumption as a form of self-

Los puntos más destacados del borrador introducen el autoconsumo colectivo como tipología de autoconsumo, tan necesario en una sociedad donde predomina la vivienda vertical. Este punto establece y fija los diferentes roles de los que participan en la instalación, definiéndose parámetros relativos al autoconsumo horario colectivo que se fijará por acuerdo. Añade, además, cuestiones relativas al tratamiento de los excedentes, donde las instalaciones con esta capacidad podrán optar a la compensación a través de la facturación neta.

En este sentido, las instalaciones de autoconsumo con excedentes podrán optar a una compensación simplificada, que se realizará en términos económicos de energía consumida, entre los déficits de consumo y los excedentes de energía producidos en un mes, y que se define como facturación neta y no como balance neto. En el balance neto, los excedentes se valoran al precio que el consumidor paga por la energía que recibe de la red y en la facturación neta, la energía excedentaria se valora al precio de mercado como a cualquier otro productor de energía.

En conclusión, el sector fotovoltaico considera mejorables algunos aspectos del borrador del RDL de Autoconsumo y, por ello, presentará alegaciones. Asimismo, considera importante que este documento y el RDL de Acceso y Conexión vayan acordes, poniéndose fin a los vacíos regulatorios que podrían dificultar el correcto avance y crecimiento del desarrollo de una tecnología limpia y barata, necesaria para abaratar los costes de la electricidad, y frenar el cambio climático.

Las alegaciones más importantes que el sector, a través de UNEF, realizará al RDL de Autoconsumo son:

- En los contratos de acceso conjunto de consumo y servicios, solicita que se permita abrir dicha posibilidad aun cuando productor y consumidor no sean la misma persona física o jurídica.
- Respecto a la compensación simplificada de excedentes, se considera que en la metodología habría que especificar más claramente la compensación económica, además de especificar que no suponga una actividad económica que declare a efectos fiscales.
- Finalmente, apunta que en el autoconsumo colectivo, el autoconsumo horario colectivo y el vertido horario se mantengan según las alegaciones realizadas por la Alianza para el Autoconsumo al RDL de Acceso y Conexión.

Datos de nueva potencia instalada en el mundo en 2018

La instalación de nueva potencia mundial ha alcanzado la cifra de 98 GW, con 44 GW correspondientes a China. Además, entre EE.UU., Japón e India suman 26 GW. El crecimiento mundial se mantiene a un ritmo constante respecto al año anterior, cuando se alcanzaron los 100 GW de nueva potencia, lo que supone una clara apuesta por el desarrollo fotovoltaico, como energía extendida que cada vez ocupa mayor cuota de penetración en el *mix* energético.



consumption, so very necessary in a society in which vertical housing predominates. This point establishes and identifies the different roles of the parties involved in the installation, defining parameters relating to collective hourly self-consumption that are set by agreement. It also includes issues relating to the treatment of surplus energy, where installations with this capacity can choose to be compensated by means of net billing.

In this regard, self-consumption installations producing a surplus can opt for a simplified compensation mechanism which carries out an economic balance on the energy consumed, between the consumption deficit and the surplus energy produced in one month. This is defined as net billing rather than as a net balance. In the net balance, the surplus is valued at the price the consumer pays for the power they receive from the grid while in net billing, the surplus energy is valued at the market price as in the case of any other energy producer.

All in all, the PV sector believes that some aspects of the draft Decree-Law on Self-consumption have room for improvement and will therefore submit proposals. Similarly, the sector believes it is important that this document as well as the Royal Decree-Law on Access and Connection are consistent with each other, putting a stop to the regulatory voids that impede the proper advance and growth in the development of a clean and cheap source of energy, necessary to bring down the costs of electricity and halt climate change.

The most important proposals that the sector, via UNEF, will make to the decree-law are:

- In contracts for joint access to consumption and services, the sector asks that this possibility remains available even where the producer and consumer are not the same individual or legal entity.
- As regards the simplified compensation mechanism for surplus energy, the sector believes that the methodology should contain a clearer definition of the economic compensation in addition to specifying that this does not concern an economic activity that must be declared for tax purposes.
- Finally, the sector notes that for collective self-consumption, the collective hourly self-consumption and the hourly rate are maintained in line with the proposals made by the Alliance for Self-consumption to the Decree-Law on Access and Connection.

Global figures for new installed capacity in 2018

Global new installed capacity stands at 98 GW, with 44 GW corresponding to China, with the US, Japan and India together totalling 26 GW. Global growth remains at a constant pace compared to the previous year, when 100 GW of new capacity were achieved. This represents a clear commitment to PV deployment as an energy source that is assuming an increasingly larger share of the energy mix.



¿SERÁ LA ENERGÍA SOLAR SU PROPIA PERDICIÓN? EL TEMOR AL EFECTO DE CANNIBALIZACIÓN PREOCUPA A LA INDUSTRIA

HISTÓRICAMENTE, EL DESARROLLO DE LA ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA SE HA FINANCIADO MEDIANTE LA UTILIZACIÓN DE ESQUEMAS DE APOYO GUBERNAMENTALES, COMO LAS TARIFAS DE ALIMENTACIÓN (FITs, POR SUS SIGLAS EN INGLÉS). SIN EMBARGO, DURANTE LA ÚLTIMA DÉCADA, LOS COSTES CADA VEZ MENORES DE LOS SISTEMAS DE INSTALACIONES SOLARES HAN LLEVADO A CAMBIOS RADICALES EN LA INDUSTRIA SOLAR. A MEDIDA QUE MÁS Y MÁS CAPACIDAD SOLAR FOTOVOLTAICA SE ESTÁ CONECTANDO A LA RED, ESPECIALMENTE EN ESPAÑA Y EN OTROS PAÍSES DEL SUR DE EUROPA, EL IMPACTO DEL LLAMADO “EFECTO DE CANNIBALIZACIÓN SOLAR” COMIENZA A CONVERTIRSE EN UNA AMENAZA MÁS PROMINENTE.

El efecto de la canibalización solar se produce cuando el mercado alcanza un punto en el que cada nueva planta fotovoltaica podría causar un impacto negativo en el rendimiento financiero de las plantas solares más antiguas que ya se han puesto en marcha. Varios estudios han demostrado que una mayor penetración de las energías renovables tiende a disminuir los precios de la energía.

En algunos mercados como Alemania y Reino Unido, donde los precios de la energía mayorista son relativamente bajos, éstos incluso han llegado a caer por debajo de cero. Esto sucedió en Reino Unido el año pasado, cuando un período en el que la generación de energía solar sobrepasó lo pronosticado llevó a los precios mayoristas a un territorio negativo. En este sentido, la canibalización solar se ve como un efecto autoinducido proveniente de la propia industria fotovoltaica, en lugar de por presiones competitivas de otras tecnologías.

¿Por qué hay necesidad de saber sobre esto? Tomemos como ejemplo el caso de España.

Entre 2008 y 2010, el gobierno español se encontró en una difícil situación debido a que se conectó a la red más capacidad de la esperada, lo que conllevó una presión presupuestaria masiva en el país, especialmente debido al déficit de tarifa. La canibalización solar nunca fue realmente un tema de discusión en España en ese momento, ya que el país ya contaba, y aún cuenta, con uno de los precios mayoristas de electricidad más altos de Europa.

Sin embargo, el mercado fotovoltaico español está ahora en pleno auge y está dejando de ser completamente dependiente del marco regulatorio del país, para convertirse en un mercado donde los financiadores e inversores están dispuestos a vender su electricidad en el mercado spot contra el riesgo de mercado. Hace unas semanas, IRENA anunció que España tiene entre 10 y 12 GW de capacidad fotovoltaica lista para la fase de construcción, con otros 15-20 GW en desarrollo. Eso significa que múltiples GW de capacidad fotovoltaica se conectarán a la red en los próximos años, lo que ahora ha generado temores de canibalización solar. También plantea la pregunta: ¿estos objetivos multi-GW van a llevar a una caída masiva de precios? Y: ¿hay un punto de inflexión para España?

En general, la gran mayoría de los inversores requieren ingresos contratados. En la situación actual, que carece de tarifas de alimentación, esto se traduce en PPAs (Acuerdos de Compra de Energía). Sin embargo, el número de compradores aptos para el mercado en España es limitado. Los pocos compradores que pueden obtener los precios que quieren, solo pueden hacerlo porque tienen un poder de negociación considerable. En última instancia, este “mer-

WILL SOLAR BRING ABOUT ITS OWN DOWNFALL? FEARS OF CANNIBALISATION CONCERN THE INDUSTRY

HISTORICALLY, THE DEPLOYMENT OF SOLAR PV HAS BEEN FINANCED THROUGH THE UTILISATION OF GOVERNMENTAL SUPPORT SCHEMES, SUCH AS FEED-IN TARIFFS (FITs). HOWEVER, OVER THE LAST DECADE, THE EVER-DECREASING SYSTEM COSTS FOR SOLAR INSTALLATIONS HAVE LED TO RADICAL CHANGES IN THE SOLAR INDUSTRY. AS MORE AND MORE SOLAR PV CAPACITY IS NOW BEING CONNECTED TO THE GRID, ESPECIALLY IN SPAIN AND OTHER SOUTHERN EUROPEAN COUNTRIES, THE IMPACT OF THE SO-CALLED “SOLAR CANNIBALISATION EFFECT” STARTS TO BECOME A MORE PROMINENT THREAT.

The solar cannibalisation effect takes place when the market reaches a point where every new PV plant could potentially cause a negative impact on the financial performance of older solar plants that have already been commissioned. Multiple studies have shown that increased penetration of renewables tends to decrease wholesale power prices.

In some markets where wholesale power prices are relatively low, such as Germany and the UK, wholesale prices have even reached a point where they dropped below zero. This happened in the UK last year, when a period of higher-than-forecasted solar power generation drove wholesale prices into negative territory. In this sense, solar cannibalisation is seen as a self-induced effect coming from the PV industry itself, instead of being induced by competitive pressures from other technologies.

Why do market players need to know this? Let's take the case of Spain as an example.

Between 2008 and 2010, the Spanish government found itself in a difficult situation because more capacity was connected to the grid than expected. This put massive budgetary pressure on the country, especially due to the tariff deficit. Solar cannibalisation was never really a topic of discussion in Spain at that time, since the country already had, and still has, one of the highest wholesale electricity prices in Europe.

However, the Spanish PV market is now booming once again and is starting to shift away from being completely dependent on the country's regulatory framework, towards being a market where lenders and investors are willing to sell their electricity on the spot market against merchant risk. A few weeks ago,





cado de compradores” conduce a rendimientos limitados para los proyectos fotovoltaicos.

Cuando se trata de contratos a largo plazo, se pueden hacer cosas para estimular a los compradores a cubrir los precios con una duración más prolongada. El gobierno podría hacer esto implementando incentivos fiscales o contables, u organizando nuevas subastas de energía renovable. De hecho, la semana pasada, la Secretaría de Estado anunció que definitivamente se realizarán subastas de energía renovable por más de 3 GW por año.

Cualquiera que sea la opción, estas herramientas comparten un denominador común, que es que implican un riesgo regulatorio. También es interesante observar que muchos actores todavía están involucrados en procedimientos de arbitraje con el estado español, debido a cambios pasados en el marco regulatorio del país. Todo esto muestra que, en la práctica, la elección será entre el riesgo regulatorio o el riesgo de mercado, o incluso una combinación de ambos.

Esto plantea otra pregunta importante: ¿Están los jugadores con recursos financieros significativos, tanto de capital como de deuda, dispuestos y son capaces de asumir el riesgo de mercado?

Lo que se ha visto hasta ahora es un movimiento desde el extremo contratado hacia el extremo de mercado. Sin embargo, esa transición ha sido, por el momento, lenta y dolorosa. Esto implica que la caída esperada de los precios mayoristas impulsada por el volumen masivo de renovables que entran en línea, puede llevar más tiempo de lo previsto, incluso sin eventos perturbadores en el lado de la demanda, como una afluencia de vehículos eléctricos.

Sin embargo, las cosas podrían cambiar rápidamente, especialmente para los financiadores e inversores, debido al exceso de liquidez y la necesidad de altos rendimientos. También se cree que, incluso si las subastas anunciadas llegan a ver la luz del día, deberán incorporarse elementos de mercado a la legislación para nuevos proyectos, ya que las subastas probablemente resultarán en precios de energía muy bajos, lo que requerirá la comercialización de nuevos productos.

A fin de cuentas, podemos concluir que los efectos de la canibalización solar probablemente no obstaculizarán el crecimiento del mercado solar español, siempre que la energía fotovoltaica siga siendo competitiva frente a las fuentes de energía convencionales, que aún representan la mayor parte de la energía generada en el país. Entonces, se puede decir que el punto en que una unidad marginal de capacidad fotovoltaica podría causar un colapso en el precio de la energía, lo que resultaría en una canibalización solar, queda todavía muy lejos.



Marco Dorothal
Analista | *Research Analyst SolarPlaza*

IRENA announced that Spain has between 10-12 GW of PV capacity in the ready-to-build phase, with another 15-20 GW under development. That means that multiple GWs of PV capacity will be connected to the grid in the coming years, which has now brought forth fears of solar cannibalisation. It also begs the question: are these multi-GW targets going to lead to a massive price drop? And is there a tipping point for Spain?

In general, the vast majority of investors require contracted revenues. In the current situation, which lacks feed-in tariffs (FiTs), this translates into power purchase agreements (PPAs). However, the number of bankable off-takers in Spain is limited. The few off-takers in the market that are able to achieve the prices they want, can only do so because they have considerable bargaining power. Ultimately, this buyer's market leads to limited returns for PV projects.

When it comes to long-term contracts, things can be done to stimulate off-takers to hedge prices over longer turnouts. The government could do this by implementing fiscal or accounting incentives, or by organising new renewable energy auctions. In fact, last week, the Secretary of State announced that renewable energy auctions for more than 3 GW per year will definitely take place.

Whatever the option, these tools share a common denominator, which is that they imply regulatory risk. It is also interesting to note that many players are currently still involved in arbitration proceedings with the Spanish state, due to past changes to the country's regulatory framework. All of this shows that, in practice, the choice will be between regulatory risk or merchant risk, or even a combination of both.

This raises another important question: are the players with significant financial resources, both equity and debt, willing and able to assume merchant risk?

What has been seen so far is a movement from the contracted end of the market towards the merchant end. However, that transition has - for the time being - been slow and painful. This implies that the expected drop in spot prices driven by the massive volume of renewable coming online may take longer than anticipated, even without disruptive events on the demand side, like an influx in the uptake of electric vehicles.

Things could change rapidly, though, especially for lenders and investors, due to excess liquidity and a need for high returns. It is also believed that, even if the announced auctions see the light of day, merchant elements will need to be incorporated into the legislation for new projects, as the auctions will probably result in very low power prices that would in turn require the commercialisation of new products.

All things considered, we can conclude that the effects of solar cannibalisation will not likely hinder the growth of the Spanish solar market, as long as PV remains competitive against the conventional energy sources that still account for the bulk of generated power in the country. It is safe to say that the point

in which one marginal unit of PV capacity would be capable of causing a collapse in power pricing, thus resulting in solar cannibalisation, is still a long way off.

MEDIDA DE RAMAS EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS: UNA HERRAMIENTA ÚTIL PARA DETECTAR DEFECTOS

LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA EN INSTALACIONES FOTOVOLTAICAS (FV) PUEDE VERSE REDUCIDA DE FORMA SIGNIFICATIVA DEBIDO A LA PRESENCIA DE DISTINTOS TIPOS DE DEFECTOS EN ALGUNO DE LOS MÓDULOS FV DE LA INSTALACIÓN. EL MERCADO FV REQUIERE, CADA VEZ MÁS, LA IDENTIFICACIÓN PREMATURA DE POSIBLES PROBLEMAS CON EL OBJETIVO DE SOLUCIONARLOS ANTES DE QUE SU PRESENCIA AFECTE SIGNIFICATIVAMENTE A LA ENERGÍA ELÉCTRICA GENERADA. LA MEDIDA DE CURVA I-V A NIVEL DE RAMA FV ES UNA BUENA HERRAMIENTA PARA DETECTAR POSIBLES PROBLEMAS, Y POSIBILITA ADEMÁS CUANTIFICAR EL DESCENSO DE POTENCIA GENERADA DEBIDO A ELLOS.

Procedimiento de medida

A la hora de realizar el trazado de curvas I-V de las ramas FV en condiciones de iluminación es importante que se lleve a cabo, siempre que sea posible, siguiendo los procedimientos establecidos en la normativa UNE-EN 61829:2016 Generador FV: Medidas *in situ* de las características corriente-tensión. Los requerimientos más importantes a tener en cuenta dentro de la norma son los que se resumen a continuación:

- Las condiciones ideales para un ensayo de medida de curva I-V en el exterior son cielos despejados (sin nubes y sin niebla) y poco viento. Se establece un valor mínimo de irradiancia en el plano de ensayo de 700 W/m^2 .
- Las medidas de irradiancia se deben realizar utilizando un dispositivo FV de referencia, calibrado, con respuesta espectral lo más parecida posible a los módulos a medir, o bien mediante el uso de un piranómetro. Este dispositivo de referencia debe ser montado tan cerca como sea posible de los módulos a medir, evitando sombreados y en el mismo plano de ensayo, con una desviación máxima admisible de $\pm 2\%$.
- La temperatura de los módulos se debe medir por la parte posterior de los mismos, utilizando instrumentación con una precisión de $\pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$ con repetibilidad de $\pm 0,5 \text{ }^\circ\text{C}$.
- El equipo de trazado debe ser capaz de adaptarse a los niveles esperados de tensión, corriente y potencia del generador, realizando el barrido a una velocidad adecuada, y con una precisión de $\pm 1\%$ en la medida de tensiones y corrientes.
- La limpieza de la superficie de los módulos debe ser coherente con el propósito del ensayo, y el estado de limpieza final debe ser reportado.

Normalmente, tras el proceso de medida será necesaria una etapa de tratamiento de los resultados para extrapolar convenientemente las curvas medidas a las Condiciones Estándar de Medida (CEM: temperatura $25 \text{ }^\circ\text{C}$, irradiancia 1.000 W/m^2 del espectro AM1.5G), siguiendo para ello el procedimiento descrito en la norma IEC-60891.

Ventajas de las medidas eléctricas de ramas FV

La medida de curvas I-V de ramas FV dentro de la propia instalación presenta unas grandes ventajas sobre otro tipo de medidas de caracterización:

- No es necesario desmontar ni desconectar individualmente los módulos. Las medidas se pueden realizar directamente en los terminales de las cajas de conexión de primer nivel.
- El conexionado eléctrico para la medida se puede hacer de manera rápida, sencilla y segura. De hecho, en cajas de conexión con fusibles de fácil extracción, solo es necesaria una conexión eléctrica

MEASURING STRINGS IN PV INSTALLATIONS: A USEFUL TOOL FOR DETECTING FAILURES

THE ELECTRICAL POWER GENERATED BY PHOTOVOLTAIC (PV) INSTALLATIONS CAN BE SIGNIFICANTLY REDUCED DUE TO THE PRESENCE OF DIFFERENT TYPES OF FAILURES IN SOME OF THE INSTALLATION'S PV MODULES. THE PV MARKET INCREASINGLY REQUIRES EARLY IDENTIFICATION OF POTENTIAL PROBLEMS WITH THE AIM OF RESOLVING THEM BEFORE THEIR PRESENCE SIGNIFICANTLY AFFECTS THE ELECTRICAL POWER GENERATED. MEASURING THE I-V CURVE AT STRING LEVEL IS A GOOD TOOL FOR DETECTING POSSIBLE PROBLEMS AND MOREOVER IS ABLE TO QUANTIFY THE RESULTANT DECLINE IN GENERATED CAPACITY.

Measuring procedure

When the time comes to trace the I-V curves of PV strings in daylight conditions, it is important that it takes place, whenever possible, in line with the procedures established by the UNE-EN 61829:2016 Photovoltaic (PV) array standard: On-site measurement of current-voltage characteristics. The most important requirements of this standard to be considered are summarised below:

- The ideal conditions for an outdoor I-V curve measurement test are clear skies (no clouds or fog) and light winds. A minimum irradiance value of 700 W/m^2 is established for the test plane.
- The irradiance measurements must be carried out using a calibrated PV reference device, with a spectral response that is as similar as possible to the modules to be measured. A pyranometer can also be used. This reference device must be mounted as close as possible to the modules to be measured, avoiding casting shadows onto the test plane, with a maximum acceptable deviation of $\pm 2\%$.
- Module temperature must be measured on their rear side, using instrumentation with an accuracy of $\pm 1 \text{ }^\circ\text{C}$ with repeatability of $\pm 0.5 \text{ }^\circ\text{C}$.
- The tracing equipment must be able to adapt to the expected levels of current, voltage and output of the array, performing a sweep at an appropriate speed and with an accuracy of $\pm 1\%$ when measuring currents and voltages.



Técnico de CENER trazando curvas I-V de ramas en campo. CENER technician tracing I-V curves of strings in the field.

¿Sabía usted que en Colombia se realiza la feria más importante de la **energía solar**, tanto térmica como fotovoltaica, **iluminación LED** y **movilidad sostenible para América Latina y el Caribe**?

3ra
Versión

ExpoSolar[®]

Colombia 2019

Más de
15.000 visitantes

Más de
200 empresas
expositoras

Más de
700 empresarios
realizando
negocios

250 participantes en el
III Congreso Nacional
sobre Energía Solar
Fotovoltaica

80 Charlas
técnicas

11 Plaza
12 Mayor
13 Medellín
Colombia

La feria de las
Energías renovables

Todo sector que genere desarrollo económico requiere de un evento integrador. El sector de las energías renovables cuenta con ExpoSolar Colombia como plataforma de encuentro, de capacitación y de negocios a nivel de Latinoamérica y el Caribe, que conecta al empresario con los diferentes actores de la sociedad.

Solicite más información a nuestros asesores

Contacto: • (+57) 300 865 4136 / mercadeo@feriaexposolar.com



www.feriaexposolar.com

Ejemplo de curvas I-V de 2 ramas sin defectos y otras 2 con un tipo distinto de defecto. | Example of I-V curves of 2 strings without defects and a further 2 with a different type of failure.

para poder trazar de forma consecutiva las distintas ramas.

- Las medidas se pueden llevar a cabo en paralelo con otras técnicas de caracterización en campo, como por ejemplo la electroluminiscencia (EL) de día, que también requiere la polarización eléctrica a nivel de rama.
- La extracción de los parámetros eléctricos de las curvas I-V medidas (ISC, VOC, IMP, VMP, etc.) y su análisis posterior, permite obtener información adicional, muy útil a la hora de detectar la presencia de potenciales defectos. Además, en muchas ocasiones, la propia forma de la curva I-V facilita la identificación fiable del origen físico de esos defectos, que resultaría prácticamente imposible detectar solo con la medida de la potencia de operación de las ramas.
- El trazado de la curva I-V de las ramas en oscuridad durante la noche es una opción alternativa más sencilla de implementar, ya que no requiere de unas condiciones de irradiancia concretas, ni se necesita detener la producción de la instalación. Sin embargo, los resultados que se pueden extraer del análisis no son tan definitivos, ya que hay ciertos tipos de defectos que serían muy difíciles de detectar.

Potenciales aplicaciones

Detección de defectos en una planta FV con problemas

Las medidas de curvas I-V se pueden focalizar en las ramas pertenecientes a inversores cuya producción eléctrica esté por debajo de lo esperado. De esta forma, se puede localizar e identificar las ramas concretas que están ocasionando la bajada de potencia final. Además, con un análisis avanzado de los datos obtenidos se puede estimar el origen físico del problema que está detrás de esa bajada de producción.

El proceso de análisis de las curvas medidas no es inmediato. Para llevarlo a cabo, CENER ha desarrollado una herramienta que permite comparar las curvas medidas con las obtenidas mediante modelos de simulación, que parten desde el nivel de célula y se extienden hasta el nivel de rama FV completa. De esta forma, cualquier tipo de defecto (grietas, PID, corrosión por humedad, etc.) se puede simular a nivel de célula y analizar el efecto final que produce en la curva I-V del total de la rama FV en la que se integra.

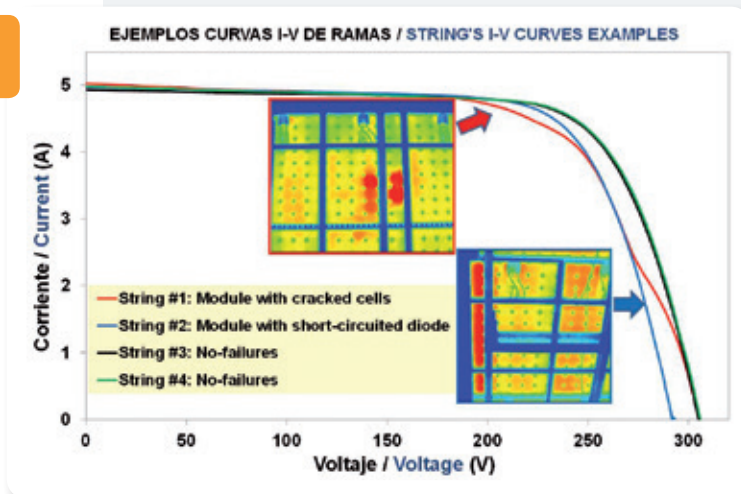
Como alternativa, una vez localizadas las posibles ramas “defectuosas” en la planta, se podría recurrir a otras técnicas como la electroluminiscencia (EL) o la termografía infrarroja (TI) para la identificación individual del módulo o módulos que están ocasionando esa bajada de rendimiento dentro de la rama.

Validación de las plantas en construcción

Durante la fase inmediatamente posterior al montaje de los módulos se pueden realizar medidas de un número representativo de ramas, distribuidas a lo largo de toda la planta, con el fin de validar que el proceso de montaje está siendo correcto, y que los valores de potencia máxima obtenidos se corresponden con lo esperable a partir de los valores nominales de los módulos. De esta forma, además, se pueden cuantificar las pérdidas de cableado y conexionado a nivel de rama, así como estimar el posible *mismatch* o desacople intra-rama.

Análisis y cuantificación de pérdidas por soiling

El trazado de curvas de ramas FV es una herramienta de gran utilidad a la hora de analizar las posibles pérdidas por *soiling* o en-



- The cleaning of the module surface has to be consistent with the objective of the test, and final state of cleaning has to be reported.

Once measuring is completed, the results obtained are usually processed so that the measured curves can be easily extrapolated to the Standard Test Conditions (STC: temperature 25 °C, irradiance intensity 1,000 W/m² of the AM1.5G spectrum), following the procedure described in the standard IEC-60891.

Advantages of the electrical measurement of PV strings

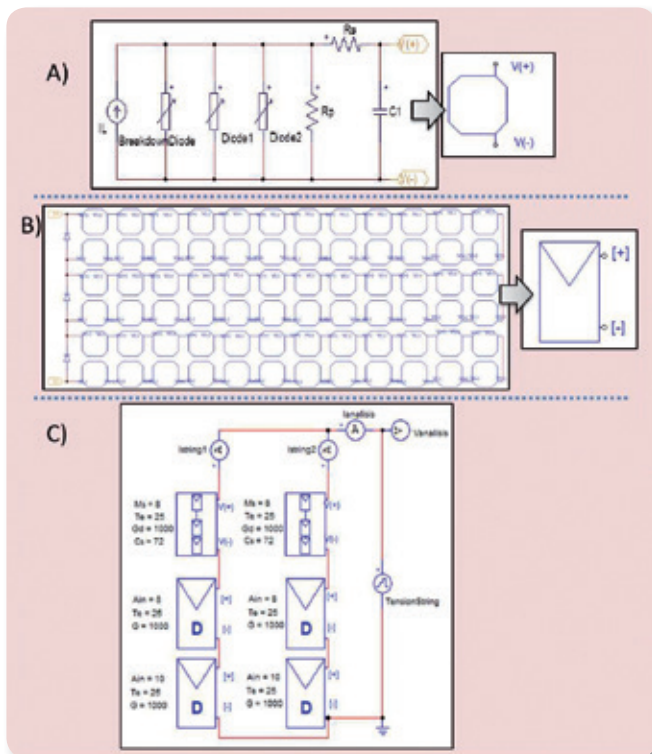
Measuring the I-V curves of PV strings at the installation itself offers huge advantages over other types of characterisation methods:

- There is no need to individually dismantle or disconnect the modules. The measurements can be made directly on the terminals of the level 1 junction boxes.
- The electrical connection for the measurement can be done quickly, simply and securely. In junction boxes that have easily removable fuses, all that is needed is an electrical connection in order to undertake the consecutive tracing of the different strings.
- The measurements can be undertaken in parallel with other on-site characterisation techniques, such as daytime electroluminescence (EL) that also requires electric biasing at string level.
- Extracting the electrical parameters of the I-V curves measured (ISC, VOC, IMP, VMP, etc.) and their subsequent analysis, allows additional information to be obtained which is very useful in order to detect the presence of potential failures. On many occasions, the very shape of the I-V curve can reliably identify the physical origin of those defects, something that would be practically impossible to detect by only measuring the operating output of the strings.
- Tracing the I-V curve of the strings in darkness at night is a much simpler alternative to implement, as no specific irradiance conditions are required, nor is it necessary to stop the installation's production. However the results that can be extracted from the analysis are not as conclusive, given that certain types of failures would be very difficult to identify.

Potential applications

Failure detection in a PV plant with problems

The I-V curve measurements can be focused on the strings belonging to inverters whose electricity production is lower



A) Modelo de simulación de 2 diodos de la célula FV; B) Modelo extendido a nivel de módulo FV; C) Ejemplo modelo de simulación de 2 ramas en paralelo de 10 módulos en serie, con 2 módulos con grietas en cada rama. | A) Simulation model of 2 diodes of the PV cell; B) Extended model at PV module level; C) Example simulation model of 2 parallel strings of 10 modules in series, with 2 modules with cracks in each string.

suciamiento de una instalación FV. La comparativa directa entre las curvas I-V de algunas ramas representativas de la instalación, medidas antes y después de ser limpiadas, permite valorar y cuantificar el efecto negativo del *soiling* en la producción de la instalación. Así, por ejemplo, el estudio de la variación del parámetro ISC sirve para cuantificar el grado de ensuciamiento medio de los módulos, mientras que la comparativa de los valores de IMP y VMP sirve para estimar de forma precisa el desacople o *mismatch* adicional que se origina por el distinto grado de ensuciamiento de los módulos que conforman la rama. Esta última estimación puede ser de gran utilidad, no solo a la hora de cuantificar las pérdidas de potencia debida a ese ensuciamiento de los módulos, sino a la hora de modelizar en programas de simulación (ej.: PVSYST) la generación de la planta FV.

Conclusiones

La caracterización eléctrica dentro de la propia instalación, mediante el trazado de la curva I-V de las distintas ramas que componen el campo FV, es una herramienta de gran utilidad a la hora de validar el buen funcionamiento de los módulos que las integran. CENER dispone de metodología propia, contrastada con resultados experimentales, para aplicar esta potente herramienta de diagnóstico en plantas fotovoltaicas. Como se ha apuntado en este artículo, la utilidad de esta metodología sirve tanto para una comprobación inicial de las características de la planta construida, como para vigilar su evolución en el tiempo o aspectos específicos, tales como la influencia real del *soiling* en el funcionamiento global de la instalación.



Miquel Ezquer
 Investigador del Departamento de Energía Solar Fotovoltaica de CENER
 (Centro Nacional de Energías Renovables)
 Researcher, Solar PV Power Department Solar at CENER,
 the National Renewable Energy Centre of Spain

than that expected. In this way, the specific strings that are responsible for the drop in end output can be located and identified. Furthermore, an advanced analysis of the data obtained can estimate the physical origin of the problem underlying this fall in output.

The analytical process of the measured curves is not immediate. To undertake this, CENER has developed a tool that enables the measured curves to be compared with those obtained via simulation models, starting at cell level and extending to the level of the entire PV string. In this way, any type of failure (cracks, PID, corrosion due to humidity, etc.) can be simulated at cell level to analyse the final effect that would take place in the I-V curve of the entire PV string of which it forms a part.

Alternatively, once the possible “defective” strings in the plant have been located, other techniques could be applied such as electroluminescence (EL) or thermal imaging (TI) to identify the individual module or modules that are causing this drop in efficiency of the string.

Validation of plants under construction

During the phase immediately after mounting the modules, measurements can be carried out on a representative number of strings distributed throughout the plant, in order to validate that the mounting process is correct and that the maximum power values obtained correspond to those expected based on the module’s nominal values. In this way, it is also possible to quantify losses from the cabling and connections at string level, as well as estimate any possible mismatch inside the string.

Analysis and quantification of losses due to soiling

Tracing the curves in PV strings is an extremely useful tool when analysing possible losses due to soiling in a PV installation. The direct comparison between the I-V curves of some of the installation’s representative strings, measured before and after cleaning, allows the negative effect of soiling on the installation’s output to be evaluated and quantified. For example, studying the variation in the ISC parameter quantifies the degree of average soiling of the modules. Meanwhile, a comparison of the IMP and VMP values provides a more accurate estimate of the additional mismatch that is caused by the different degrees of soiling of the modules comprising the string. This last estimate can be extremely useful, not only when quantifying lost output due to module soiling but also when modelling via programmes (eg.: PVSYST) to simulate the power generation of the PV plant.

Conclusions

Electrical characterisation performed at the installation itself by tracing the I-V curve of the different strings comprising the PV field is an extremely useful tool when validating the correct operation of the modules making up the array. CENER has its own methodology, proven with experimental results, to apply this powerful diagnostic tool to PV plants. As this article shows, the use of this methodology serves as an initial verification

of the features of the constructed plant, and to monitor its performance over time or specific aspects such as the influence of soiling on the overall operation of the installation.

MÓDULOS BIFACIALES CON LÁMINA POSTERIOR TRANSPARENTE

EL USO DE PRODUCTOS BIFACIALES ES PROBABLEMENTE EL ENFOQUE MÁS RÁPIDO PARA DISMINUIR EL LCOE DE LOS SISTEMAS FOTOVOLTAICOS. POR ESTA RAZÓN, LA CUOTA DE MERCADO DE LOS MÓDULOS BIFACIALES ESTÁ AUMENTANDO CONSIDERABLEMENTE Y ALCANZARÁ EL 40% EN 2025. EL MERCADO FOTOVOLTAICO YA TIENE INFORMACIÓN DE LOS PRIMEROS PROYECTOS CON MÓDULOS BIFACIALES. EN PARTICULAR, LOS MÓDULOS BIFACIALES DE DOBLE VIDRIO, TANTO SIN MARCO COMO CON MARCO, DEBEN DISEÑARSE E INSTALARSE DE MANERA ADECUADA Y DIFERENTE EN COMPARACIÓN CON LOS MÓDULOS ESTÁNDAR MONOFACIALES CON MARCO. DESPUÉS DE UNA CUIDADOSA EVALUACIÓN DE LAS NECESIDADES DEL CLIENTE, JINKOSOLAR HA INTRODUCIDO UNA INNOVACIÓN DE PRODUCTO QUE CONJUGA LA GENERACIÓN BIFACIAL Y EL CONCEPTO DE MÓDULOS MONOFACIALES: LOS MÓDULOS BIFACIALES CON LÁMINA POSTERIOR TRANSPARENTE.

Esta solución se ha desarrollado gracias a la cooperación continua con uno de los proveedores de recubrimientos más fiables, DuPont®. De esta manera, JinkoSolar puede ofrecer un módulo bifacial con un recubrimiento posterior transparente que es más liviano, fácil de instalar, con la misma ganancia de energía y garantía de por vida si se compara con los módulos bifaciales de doble vidrio.

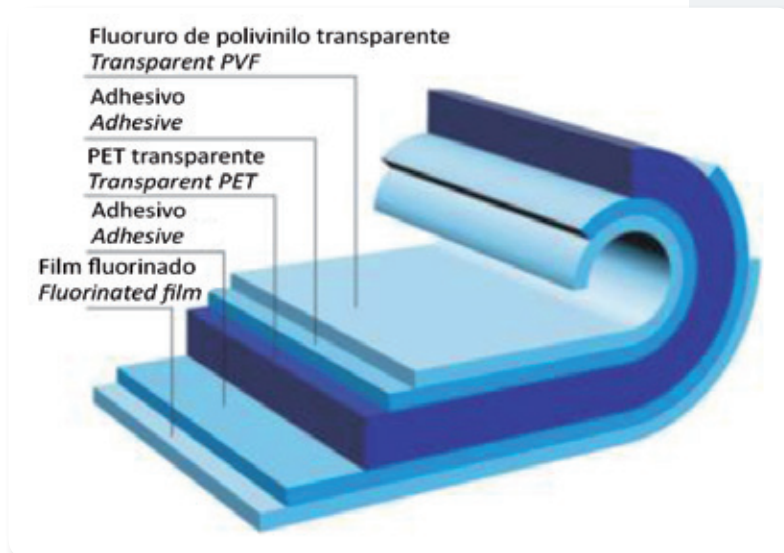
El concepto de estructura es el mismo de todos los módulos bifaciales, donde las células bifaciales se encapsulan en EVA transparente pero se laminan entre un vidrio solar de 3,2 mm y una lámina posterior transparente. La estructura de la lámina posterior transparente tiene la función de encapsulación y protección.

Ambas capas, externa e interna, son de compuestos fluorados. La película Tedlar® de DuPont® como capa externa, otorga a las láminas posteriores una excelente resistencia a la corrosión, capacidad anti-UV y resistencia a la permeación de vapor de agua.

Las tres capas son transparentes. La película transparente de Tedlar® tiene una transmisión del 94% para el rango de longitud de onda de la luz visible y puede mantener una alta transmisión después de una exposición prolongada a los rayos UV.

Además, gracias a las características antimanchas e hidrófobas del Tedlar®, la lámina posterior transparente es más fácil de limpiar y requiere menos mantenimiento.

Gracias a las características mencionadas anteriormente, JinkoSolar puede otorgar una garantía de rendimiento lineal de 30 años con una degradación anual del 0,55%.



BIFACIAL MODULES WITH TRANSPARENT BACKSHEETS

THE USE OF BIFACIAL PRODUCTS IS PROBABLY THE FASTEST APPROACH TO DECREASE THE LCOE OF PV SYSTEMS. FOR THIS REASON, THE MARKET SHARE OF BIFACIAL MODULES IS RISING SHARPLY AND WILL REACH 40% IN 2025. THE PV MARKET ALREADY HAS DATA FROM THE FIRST PROJECTS WITH BIFACIAL MODULES. IN PARTICULAR, BIFACIAL MODULES WITH DOUBLE GLASS, BOTH WITH AND WITHOUT FRAMES, MUST BE PROPERLY DESIGNED AND INSTALLED IN A DIFFERENT WAY COMPARED TO STANDARD MONOFACIAL MODULES WITH FRAMES. AFTER A CAREFUL EVALUATION OF CUSTOMER NEEDS, JINKOSOLAR HAS INTRODUCED A PRODUCT INNOVATION THAT COMBINES BIFACIAL POWER GENERATION AND THE MONOFACIAL MODULES CONCEPT: BIFACIAL MODULES WITH A TRANSPARENT BACKSHEET.

This solution has been developed thanks to the continuous cooperation with one of the most reliable backsheets suppliers, DuPont®. In this way, JinkoSolar is able to offer a bifacial module with a transparent backsheet that is lighter, easy to install, with the same energy gain and lifetime warranty compared to double glass bifacial modules.

The structure concept is the same as with every bifacial module, where bifacial cells are encapsulated in transparent EVA, but they are laminated between 3.2 mm solar glass and a transparent backsheet. The structure of the transparent backsheet both encapsulates and protects.

Both the external and inner layers are of fluorinated compounds. The Tedlar® film from DuPont® as the external layer provides the backsheets with excellent corrosion resistance, anti-UV capability and resistance to water steam permeation.

All three layers are transparent. The transparent Tedlar® film has a transmission of 94% for the visible light wavelength range and can maintain a high level of transmission following prolonged UV exposure.

Moreover, thanks to the anti-stain and hydrophobic features of the Tedlar®, the transparent backsheet is easier to clean and requires less maintenance.

Thanks to the above-mentioned characteristics, JinkoSolar is able to offer a 30-year linear performance warranty with an annual degradation of 0.55%.

The main advantage of this solution is the weight reduction: from the 32.3 kg of framed, double glass modules, to 23.3 kg in the case of transparent backsheet bifacial modules. It is also important to mention that these new modules offer the advantage of a more convenient installation and design method. In fact, the installation is equivalent to standard monofacial framed modules, ensuring fewer mechanical and manual difficulties in handling the modules, which lowers construction costs.

The lighter weight also reduces the need for robust mounting structures, guaranteeing an estimated saving of up to 15% compared to double glass bifacial modules.

Of course, the design and installation method must take into account the fact that the rear side



EU PVSEC 2019

**36th European
Photovoltaic Solar Energy
Conference and Exhibition**

The Innovation Platform for the global PV Solar Sector



09 - 13 September 2019

**Marseille Chanot
Convention and Exhibition Centre**

Marseille, France



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

La principal ventaja de esta solución es la reducción de peso, de los 32,3 kg de peso de los módulos de doble vidrio con marco a los 23,3 kg de los módulos bifaciales con lámina posterior transparente. Además, también es importante mencionar la ventaja de un método de instalación y diseño más conveniente con estos nuevos módulos. De hecho, la instalación es equivalente a la de los módulos enmarcados monofaciales estándar, lo que garantiza menos dificultades en el manejo de los módulos, tanto mecánicos como manuales, lo que reduce los costes de construcción.

El menor peso también reduce la necesidad de estructuras de montaje robustas, lo que garantiza un ahorro estimado de hasta el 15% en comparación con los módulos bifaciales de doble vidrio.

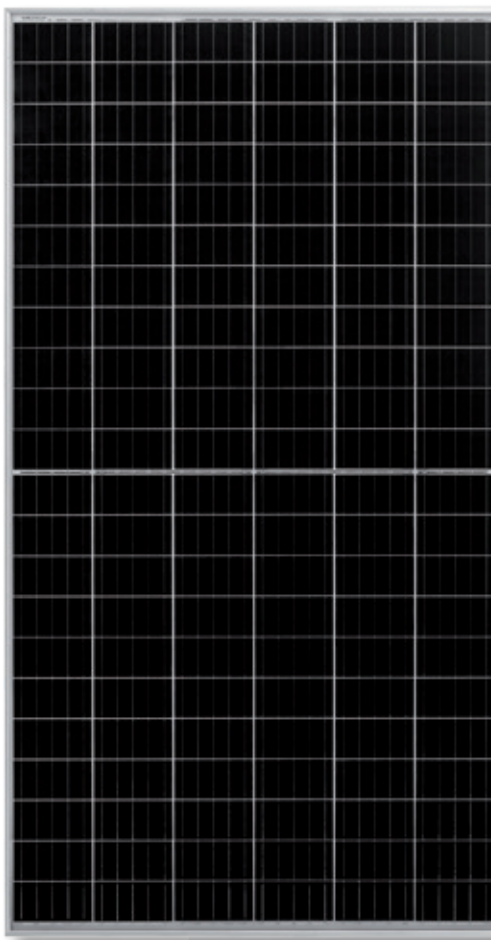
Por supuesto, el diseño y el método de instalación deben considerar el hecho de que la parte posterior de los módulos no debe estar sombreada de ninguna manera, controlando la gestión del cableado y utilizando una solución de estructura de montaje adecuada, especialmente si se considera un seguidor a un eje. En este sentido, JinkoSolar recomienda contactar con su servicio de soporte técnico y seguir las instrucciones del manual de montaje para evitar cualquier error que pueda comprometer el potencial de la tecnología bifacial.

Los módulos bifaciales con lámina posterior transparente están diseñados específicamente para sistemas de 1.500 V, lo que permite cadenas más largas y reducir los costes de instalación de los elementos auxiliares (más conocido por sus siglas en inglés, BOS, *Balance of System*).

Inicialmente estos módulos estarán equipados con células bifaciales Cheetah PERC monocristalinas, tipo-P, divididas a la mitad, cuyas dimensiones son ligeramente más grandes (158,75x158,75 mm) en comparación con las células convencionales de seis pulgadas (156,75x156,75 mm). Gracias al uso de la tecnología de semicélulas y de células PERC monocristalinas de JinkoSolar, el módulo bifacial Cheetah con lámina posterior transparente tiene un mejor coeficiente de temperatura, una mejor respuesta a la baja radiación y una reducción del riesgo de puntos calientes.

Además, JinkoSolar también está desarrollando células Cheetah monocristalinas tipo N, divididas a la mitad, que ayudarán a lograr hasta 15 Wp más si se comparan con los módulos tipo P, con un mejor comportamiento LID (Degradación Inducida por Luz) y menos degradación anual.

Actualmente, la capacidad mundial de células tipo N es de aproximadamente de 8-10 GWp (donde las células convencionales tipo P representan más del 90% de la capacidad actual mundial), pero gracias a la mejora continua de la tecnología y la investigación (realizada también por el departamento de I+D avanzados de JinkoSolar), la compañía estima una reducción del coste de producción y la optimización del proceso, que podría llevar a un aumento de la cuota de mercado de esta tecnología.



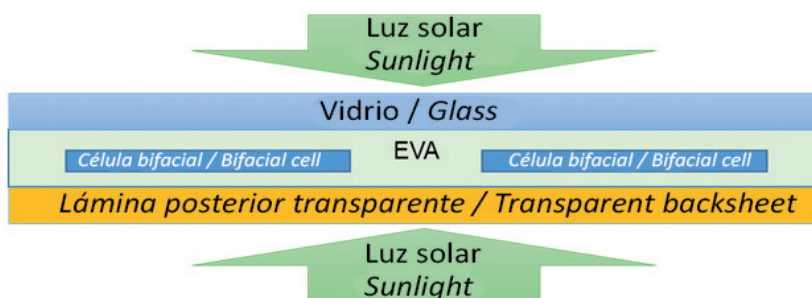
of the modules must not be shaded in any way, controlling cable management and using an appropriate structure mounting solution, especially if a single-axis tracker is being considered. JinkoSolar recommends contacting its technical support team and following the mounting instruction manual in order to avoid any error that could compromise the bifacial technology potential.

Bifacial modules with transparent backsheets are specifically designed for the 1,500 V system allowing longer strings and lowering balance of system (BOS) costs.

Initially, these modules will be equipped with bifacial Cheetah half cut P-Type mono PERC cells, whose dimensions are slightly larger (158.75x158.75 mm) compared with conventional 6-inch cells (156.75x156.75 mm). Thanks to the use of JinkoSolar's half cut and mono PERC cell technology, the Cheetah bifacial module with a transparent backsheet has a better temperature coefficient, a better low irradiation response and a reduced hot spot risk.

In addition, JinkoSolar is also developing bifacial Cheetah half cut N-type mono cells that will help achieve up to 15 Wp more compared to P-type modules, with better Light Induced Degradation (LID) behaviour and less annual degradation.

Currently, worldwide N-type capacity stands at around 8-10 GWp (where conventional P-type wafers represent more than 90% of global current capacity), but thanks to the continuous technology improvement and research (conducted also by JinkoSolar's advanced R&D department), the company estimates a reduction in production costs and optimisation of the process that could lead to an increase in market share for this technology.





Soluciones a medida para tus proyectos fotovoltaicos



Diseño, fabricación, instalación y mantenimiento
de estructuras fijas y seguidores solares

 +34 912 771 126

 nclave@nclavegroup.com



www.nclavegroup.com

INNOVADOR PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE SEGUIDORES SOLARES

LAS NORMAS ESTRUCTURALES INTERNACIONALES RESULTAN INSUFICIENTES PARA AFRONTAR FENÓMENOS AEROELÁSTICOS EN EL PANORAMA ACTUAL. LA EMPRESA NCLAVE PROPORCIONA UNA SOLUCIÓN A ESTE VACÍO EN EL CAMPO DEL DISEÑO DE LOS SEGUIDORES.

El innovador procedimiento incorpora una serie de requisitos a cumplir durante el diseño de los seguidores solares, solventando las deficiencias que arrastran los estándares internacionales. Diseñado por Nclave, este método incluye una novedad que radica en tener en cuenta el comportamiento de las estructuras ante efectos dinámicos como el flameo o galope torsional, no considerados relevantes hasta el momento. Su aplicación ha dado como resultado el nuevo seguidor monofilá SP160 2V.

Es un hecho que las normas estructurales internacionales resultan insuficientes para garantizar la integridad de los seguidores solares frente a fenómenos aeroelásticos provocados por el viento. Los nuevos retos a los que se enfrenta esta industria, pasando por la máxima optimización de los recursos en la reducción del LCOE, han desembocado en seguidores de un tamaño mucho mayor que sus predecesores. Esta nueva realidad supone un desafío que ni ASCE ni Eurocódigo tienen en cuenta con la suficiente consideración.

Antecedente, problemas de inestabilidad aeroelástica

Al igual que les ocurrió a los ingenieros responsable del diseño del puente de Tacoma, la optimización en el diseño de estructuras y la utilización de nuevos materiales mucho más resistentes ha desembocado en estructuras mucho más esbeltas. El diseño estático ya no es el factor dominante en el cálculo estructural, convirtiéndose los fenómenos aerodinámicos como el flameo en los aspectos críticos que condicionan el diseño de los seguidores.

El flameo o galope torsional es una inestabilidad aeroelástica no estacionaria. Este fenómeno complejo implica el desprendimiento

INNOVATIVE DESIGN PROCEDURE FOR SOLAR TRACKERS

CURRENT INTERNATIONAL STRUCTURAL STANDARDS ARE INSUFFICIENT TO ADDRESS AEROELASTIC PHENOMENA IN TODAY'S CONTEXT. NCLAVE OFFERS A SOLUTION TO FILL THIS GAP IN THE FIELD OF TRACKER DESIGN.

The innovative procedure incorporates a series of requirements to be met during the design of the solar trackers, finding a solution to the shortcomings unresolved by international standards. Designed by Nclave, this method includes an innovation that is based on assessing structure behaviour in the light of dynamic effects such as flutter or torsional galloping, to date considered as unimportant. Its application has resulted in the new SP160 2V single-row tracker.

It is a fact that international structural standards are insufficient to guarantee the integrity of solar trackers in the event of aeroelastic phenomena caused by the wind. The new challenges facing this industry, including optimising resources to bring down the LCOE, have resulted in trackers that are much larger than their predecessors. This new reality represents a challenge that neither ASCE nor Eurocodes have afforded sufficient consideration.

Background and issues concerning aeroelastic instability

As with the engineers who were responsible for designing the Tacoma Bridge, the optimisation of structures design and the use of much more resistant materials have led to much leaner structures. Static design is no longer the dominant factor in the structural calculation, thereby turning aerodynamic phenomena such as flutter into critical aspects that condition tracker design.

Flutter or torsional galloping is a non-stationary aeroelastic instability. This complex phenomenon involves alternating



alternado de vórtices en las caras posterior y superior del módulo fotovoltaico debido a su oscilación.

Estudio del comportamiento dinámico

A raíz de estos problemas, Nclave detectó la necesidad de realizar una serie de investigaciones para reformular el diseño del seguidor monofila SP160 2V. Entre los diversos análisis se encuentra el estudio de túnel de viento aeroelástico, mediante el que se calculó la velocidad crítica del viento en la que el seguidor sufre flameo. En este estudio se analizaron 62 configuraciones diferentes. Una de las principales conclusiones que se obtuvo de este estudio fue que en posición horizontal, la velocidad crítica es más alta que en el resto de las posiciones probadas.

A través de análisis CFD y el transitorio FEM, se evaluó la reducción de la velocidad del viento entre filas y el incremento de la tensión en el seguidor producida por el flameo. Se concluyó que existe una disminución importante en el impacto del viento gracias al efecto de las filas.

Combinando los resultados de estos estudios y test con la medición de los parámetros dinámicos del seguidor en un ensayo modal experimental, se evalúa si éste puede sufrir una inestabilidad aeroelástica. Esta evaluación permite el estudio individualizado por proyecto en función de la velocidad de diseño. En definitiva, este análisis de diseño estructural, validado por ingenierías de primer nivel, consigue solventar las carencias implícitas en las normas y ofrece una solución a las singularidades de comportamiento dinámico en este tipo de estructuras.

Nclave consigue de esta forma mantener el liderazgo en el diseño y fabricación de seguidores solares fotovoltaicos en cualquier configuración, y sometidos a cualquier solicitud.

vortex shedding on the front and rear sides of the PV module due to its oscillation.

Study of dynamic behaviour

As a result of these problems, Nclave has identified the need to undertake research to reformulate the design of the SP160 2V single-row tracker. The different analyses include the aeroelastic wind tunnel study through which the critical wind speed at which the tracker experiences flutter is calculated. This study analysed 62 different configurations. One of the main conclusions obtained was that in a horizontal position, the critical speed is higher than in the other tested positions.

The CFD and the transitory FEM analyses evaluated the reduction in the wind speed between the rows and the increased stress on the tracker due to flutter. It was found that there is a significant reduction in the impact of the wind due to the effect of the rows.

Combining the results of these tests and studies with the measurement of the dynamic parameters of the tracker in an experimental modal test, the potential for aeroelastic instability can be evaluated. This assessment permits customised studies by project depending on the design speed. In short, this structural design analysis, validated by top class engineers, manages to resolve the shortcomings inherent in the standards, offering a solution to the particular dynamic behavioural features of this type of structure.

As a result, Nclave has managed to maintain its leadership in the design and manufacturing of solar trackers in any configuration and subjected to any application.



INSTALACIÓN AISLADA DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EN UN PARQUE PÚBLICO

DESPUÉS DE LAS DESCRIPCIONES DE VARIOS PROYECTOS DE AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO EJECUTADOS POR LA EMPRESA JONSOK AUTOCONSUMO: INSTALACIÓN DE AUTOCONSUMO CON EXCEDENTES EN LA INDUSTRIA (VER Nº 55, NOVIEMBRE DE FUTUREENERGY), EN EDIFICIOS DE LA ADMINISTRACIÓN PÚBLICA (VER Nº 47, FEBRERO DE FUTUREENERGY) Y EN EL SECTOR RESIDENCIAL (VER Nº 50, MAYO DE FUTUREENERGY), REALIZAMOS EN ESTA EDICIÓN UNA NUEVA ENTREGA CON LA DESCRIPCIÓN DE UNA INSTALACIÓN FOTOVOLTAICA DE AUTOCONSUMO AISLADA DE 16,2 kWp EN UN PARQUE PÚBLICO, QUE LA EMPRESA JONSOK AUTOCONSUMO HA DESARROLLADO, EJECUTADO Y PUESTO EN MARCHA EL PASADO MES DE ENERO PARA LAS COMPAÑÍAS ALTERNA COOPERATIVA VALENCIANA Y AIU MACARIA, EN LA LOCALIDAD VALENCIANA DE ALBALAT DELS SORELLS

Desarrollo urbanístico sin red eléctrica...

En plena crisis de la construcción, octubre de 2013, la empresa Agrupación de Interés Urbanístico (AIU) Macaria promovió, con la autorización y colaboración del Ayuntamiento de Albalat dels Sorells, la urbanización y adecuación mediante un PAI (Proyecto de Adecuación Urbanística) de un total de 65.000 m² en una zona denominada La Macaria, de los cuales la mitad están destinados actualmente a un parque público y el resto a la construcción de viviendas.

Desde el inicio de la adecuación, Iberdrola Distribución comunicó a los promotores la imposibilidad de alimentar con capacidad suficiente, a corto plazo, todo el nuevo desarrollo del PAI. Actualmente ya se empiezan a electrificar de forma provisional las primeras viviendas construidas, pero no está conectada la acometida de tensión definitiva. Por ello, para el mantenimiento del riego de las zonas ajardinadas se estaba utilizando la red de agua potable de la urbanización, con el sobrecoste tan elevado que eso suponía para los promotores.

... pero con pozo y agua

La Macaria era anteriormente una zona agraria, sobre todo de cultivos de naranjos, y disponía de un pozo totalmente legalizado, que se conservó durante el desarrollo urbanizador. Este pozo tiene agua suficiente y de calidad, a una profundidad de entre 40/42 m. La bomba trifásica existente está sumergida a 50 m, y tiene una potencia de 15 CV.

El problema inicial que se planteaba es que este grupo de bombeo había estado sin funcionar varios años, y aunque en la construcción del parque en 2013 se había dejado una preinstalación de riego para conectar la bomba al circuito actual de riego con agua potable, nunca se había conectado ni probado.



OFF-GRID PV SELF-CONSUMPTION INSTALLATION IN A PUBLIC PARK

HAVING DESCRIBED SEVERAL PV SELF-CONSUMPTION PROJECTS IN PAST ISSUES OF FUTUREENERGY: SELF-CONSUMPTION INSTALLATION WITH A SURPLUS IN INDUSTRY (ISSUE No. 55, NOVEMBER), IN PUBLIC ADMINISTRATION BUILDINGS (ISSUE No. 47, FEBRUARY) AND IN THE RESIDENTIAL SECTOR (ISSUE No. 50, MAY), THE ARTICLE IN THIS EDITION DESCRIBES A NEW PROJECT INVOLVING AN OFF-GRID 16.2 kWp PV SELF-CONSUMPTION INSTALLATION FOR A PUBLIC PARK. THE PROJECT WAS DEVELOPED, EXECUTED AND COMMISSIONED BY JONSOK AUTOCONSUMO LAST JANUARY FOR THE COMPANIES ALTERNA COOPERATIVA VALENCIANA AND AIU "LA MACARIA", IN THE VALENCIAN TOWN OF ALBALAT DELS SORELLS.

Off-grid urban development...

At the height of the construction crisis in October 2013, and with the authorisation and collaboration of the Albalat dels Sorells Town Hall, the urban interest group company AIU "La Macaria" promoted an Urban Improvement Project to develop and adapt a total of 65,000 m² in the neighbourhood of La Macaria. Half of this area is currently allocated to a public park and the rest to the construction of dwellings.

Right from the start of the adaptation process, Iberdrola Distribución had informed the developers that it was impossible, in the short-term, to provide a power supply with enough capacity to cover the new development. The electrification of the first homes to be constructed has already started on a temporary basis, however the final supply voltage is not yet connected. To irrigate the landscaped areas, the mains water connection for the residential development was being used, with the resultant additional cost this involved for the developers.

... but with a well and water

La Macaria used to be an agricultural area, mainly for cultivating oranges, and had a fully legalised borehole that was conserved during the works. This borehole can produce quality water at a depth of between 40 and 42 m. The existing three-phase pump is submerged at 50 metres and has a 15 CV output.

The initial problem to be overcome was that this pump had stood unused for several years, and even though a pre-installation system for irrigation had been installed when the park was constructed in 2013 to connect the pump to the current watering system that uses mains drinking water, it had never been connected or tested.

The first step was therefore to connect the main switchboard of the pump to a 30 CV genset and test its operation. Over the course of several days the pump, the borehole's capacity, the watering system and the connection to the irrigation circuit were tested. Everything was found to work correctly so an off-grid PV self-consumption installation could now be designed to cover system's consumption needs.

A total of 48 LED streetlights have been installed throughout the entire landscaped area and park. As a first step,



En **JONSOK** trabajamos en tu proyecto de Autoconsumo de forma personalizada y profesional, porque sabemos que es el origen del futuro modelo energético sostenible: distribuido, renovable, eficiente, rentable y ecológico.



TU INSTALACIÓN
FOTOVOLTAICA



TU AUTONOMÍA
ENERGÉTICA



TU RENTABILIDAD
ECONÓMICA



TU CONTRIBUCIÓN
MEDIOAMBIENTAL

Aprovéchate de la energía solar, es infinita.

Por tanto, la primera actuación realizada fue conectar al cuadro principal de la bomba un grupo electrógeno de 30 CV y comprobar su funcionamiento. Durante varios días se estuvo probando la bomba, la capacidad del pozo, el sistema de riego, la conexión al circuito de riego, y se comprobó que todo funcionaba correctamente y que se podía acometer el diseño de una instalación fotovoltaica de autoconsumo aislada para alimentar este consumo.

Igualmente, en toda la zona ajardinada y de parque hay instaladas un total de 48 farolas LED, y se decidió alimentar también con equipos de acumulación, en una primera fase, a un tercio de este alumbrado, que se programa automáticamente en horario nocturno mediante un reloj solar.

En los cálculos previos, analizando la instalación de riego existente durante el periodo de prueba con el grupo electrógeno, se obtuvo el siguiente resultado: para el grupo de bombeo, la potencia útil absorbida es de 7,24 CV, y la potencia de accionamiento es de 8,5 CV. Por tanto, la potencia consumida por el motor es de 10,02 CV, y esta sería la potencia mínima para alimentación directa, sin variador, que necesita la bomba para alcanzar su punto de funcionamiento.

Solución técnica de autoconsumo

La solución técnica adoptada ha sido la instalación de 60 módulos fotovoltaicos de 270 Wp de potencia unitaria, en dos circuitos, uno de 50 módulos conectados a un variador de frecuencia para alimentar la bomba de riego, y el otro circuito para alimentar los consumos instantáneos del parque y cargar las baterías de litio de 5 kWh, que deben suministrar capacidad para el alumbrado nocturno mediante las farolas LED.

Al estar en un espacio abierto y público, se diseñó la instalación de dos pérgolas fotovoltaicas de aluminio, con casi 3 m en su parte más baja, e inclinadas más de 20° sobre la horizontal. Se eligió como ubicación más adecuada para la instalación de estas pérgolas, una zona de *pipican* con terreno de tierra pisable debajo y con orientación idónea al sur.

Se ha priorizado la seguridad en el cálculo estructural y de resistencia de las pérgolas, por encontrarse en una zona de continuo tránsito de



the decision was taken to power one third of these street lights via accumulation devices that are automatically programmed during the night by means of a solar clock.

Having analysed the existing irrigation installation during testing with the genset, initial estimates obtained the following result: the power consumption of the pump unit is 7.24 CV, with a drive output of 8.5 CV. As such, the motor's consumption is 10.02 CV and this would be the minimum output for direct power, with no variator, required by the pump to achieve its operating point.

Technical solution for self-consumption

The technical solution adopted was the installation of 60 PV modules with a per unit output of 270 Wp in two circuits: one with 50 modules connected to a frequency variator to power the irrigation pump; and the other circuit to supply the instantaneous consumption of the park and to charge the 5 kWh lithium batteries that must provide enough capacity for the LED street lamps to work at night.

As it is located an open, public space, the installation was designed to be mounted on two aluminium solar PV pergolas, some 3 metres high at their lowest point and sloping over 20° to the horizontal. The best location chosen for the installation of these pergolas was in a dog exercise area with its earthy floor beneath and a perfect south-facing orientation.

Safety was the priority when calculating the structure and wind resistance of these pergolas, as this area is very busy at any time





público a cualquier hora del día, desprotegida, y susceptible a sufrir rachas de viento de mucha fuerza. Por ello, para cumplir holgadamente con todos los criterios de seguridad y cubrir cualquier tipo de riesgo, se han sobredimensionado adecuadamente las zapatas, la estructura y los sistemas de fijación de módulos a la estructura.

Para albergar el sistema de acumulación, inversor, regulador de carga, y resto de cuadros de protecciones y medida, se ha construido al efecto una caseta de obra con la dimensión ajustada a los equipos e integrada con el entorno del parque.

La empresa colaboradora con Jonsok para estos proyectos de autoconsumo, que ha supervisado el diseño, y realizado la instalación y montaje del sistema fotovoltaico, es Enersoste. El periodo de ejecución y puesta en marcha de toda la obra, incluida la parte de obra civil, ha sido de dos semanas.

Buen resultado y razonabilidad económica

El resultado es una vez más la completa satisfacción del cliente, que desde el mismo día de la puesta en marcha de la instalación está regando sin coste alguno con el agua del pozo existente, y dispone, sin coste alguno, de iluminación nocturna. Con este ahorro de costes, la inversión realizada en todo el sistema de autoconsumo se amortizará en menos de tres años. Este es un ejemplo más que pone de manifiesto toda la bondad y razón de ser del autoconsumo.

Al cierre de esta edición, a la espera de la publicación definitiva, sí conocemos al menos que la Propuesta de Real Decreto por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo, detalla las características técnicas de las diferentes modalidades de autoconsumo, posibilita la compensación simplificada de excedentes y abre la posibilidad de instalaciones de autoconsumo para aquellos consumidores que no se encuentren conectados en la misma red interior. Por todo ello, confiamos en que se hará de forma racional y proporcionada para facilitar la necesaria introducción de iniciativas públicas y privadas como la que describimos en este artículo.

Así mismo, como venimos reivindicando en anteriores publicaciones, lo más importante de estas instalaciones, es que son ejemplos de iniciativas privadas (todavía se puede decir que pioneras) de plantas de autoconsumo fotovoltaico, que demuestran que esta tecnología se adapta y supera, cada día más y mejor, barreras técnicas y económicas para hacer de la generación distribuida una solución de eficiencia y sostenibilidad que nos conduce hacia una imparable transición energética.

of the day as well as being in an exposed part of the park which is susceptible to very strong gusts of wind. To comfortably meet every safety criteria and cover any type of risk, the pillars, structure and module fixing system were duly oversized.

To house the accumulation system, inverter, load regulator and all the other calibration and protective panels, a purpose-built works hut was installed,

big enough to accommodate the equipment and integrated into the park's environment.

Jonsok's collaborating company on these self-consumption projects is Enersoste who was responsible for supervising the design as well as installing and mounting the PV system. The execution and commissioning of the entire project, including the civil engineering portion, took two weeks.

A good outcome and economic feasibility

Once again, the result is full customer satisfaction as from the very day on which the installation entered into service, the client has been able to irrigate using the borehole water at no cost whatsoever in addition to enjoying free night time illumination. With this cost saving, the investment into the entire self-consumption system is repaid in under three years. This is yet another example that demonstrates the advantages and *raison d'être* of self-consumption.

As this issue goes to print, we know at least that the Draft Royal Decree (awaiting final publication) that regulates the administrative, technical and economic features of self-consumption, will detail the technical characteristics of the different forms of self-consumption and allow for the simplified remuneration of surpluses. It opens up the possibility for those consumers that are not connected to the domestic grid to opt for self-consumption installations. We trust that this will be implemented rationally and proportionally to facilitate the necessary introduction of public and private initiatives such as the one described in this article.

As we have repeatedly stated in previous publications, the most important factor regarding these installations is that they are examples of private (safe to say, even pioneering) initiatives of PV self-consumption plants, proving that this technology adapts to and overcomes technical and economic barriers to make distributed generation an efficient and sustainable energy solution that leads us towards an unstoppable energy transition.



José Rodríguez Fuentes

CEO, Socio Fundador de JONSOK Autoconsumo, S.L.
CEO and Founding Partner, JONSOK Autoconsumo, S.L.

MONITORIZACIÓN Y CONTROL DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS

WEBDOM LABS NACIÓ EN 2011, CON EL OBJETIVO DE RECOGER, PROCESAR Y MOSTRAR DATOS DE CONSUMO ENERGÉTICO EN TIEMPO REAL. ACTUALMENTE DESARROLLA **HARDWARE Y SOFTWARE** PARA MONITORIZAR PLANTAS FOTOVOLTAICAS PEQUEÑAS Y GRANDES. CON MÁS DE 1,8 GW MONITORIZADOS, ACTUALMENTE LA COMPAÑÍA TIENE PRESENCIA EN 21 PAÍSES.

Webdom Labs reúne una amplia gama de productos y servicios.

Monitorización y control

- *Datalogger* de monitorización.
- Medidores de corriente de *strings* para *combiner boxes* de hasta 32 entradas, RS485 o inalámbricos.
- Controladores de seguidores solares.
- PPC (*Power Plant Controller*), analizadores de potencia y transformadores de corriente / tensión para baja y media tensión.
- Rack con servidor y UPS para el control de la instalación.

Sensorica

Amplia gama de sensores meteorológicos analógicos y digitales:

- Piranómetros, radiación.
- Temperatura ambiente / módulo.
- Velocidad / dirección del viento.
- Precipitaciones, humedad, presión.
- Estructuras de montaje a medida.

Seguridad fotovoltaica

- Video vigilancia con procesado de imagen.
- Sistemas de seguridad perimetral y paneles.

Comunicaciones

- Fibra óptica, *patch panels*, conexión y fusión.
- *Switch*, *routers*, módems DSL / 4G.
- Radioenlaces.

Servicio

- Diseño de la solución global de monitorización de la planta.
- Instalación y puesta en marcha.
- Alojamiento de datos históricos.
- Mantenimiento del sistema.

Software SCADA

- SCADA.
- Pronóstico meteorológico.
- Personalizaciones de pantallas.



MONITORING AND CONTROL OF PV SYSTEMS

WEBDOM LABS WAS BORN IN 2011, WITH THE AIM OF COLLECTING, PROCESSING AND DISPLAYING ENERGY CONSUMPTION DATA IN REAL TIME. WEBDOM LABS IS CURRENTLY DEVELOPING **HARDWARE AND SOFTWARE** TO MONITOR SMALL AND LARGE PV PLANTS. WITH OVER 1.8 GW BEING MONITORED, THE COMPANY CURRENTLY HAS A PRESENCE IN 21 COUNTRIES.

Webdom Labs brings together a wide range of products and services:

Monitoring and control

- Monitoring data logger.
- String current meters for combiner boxes with up to 32 inputs, RS485 or wireless.
- Controllers for solar trackers.
- PPC (*Power Plant Controller*), power analysers and current / voltage transformers for low- and medium-voltage.
- Rack with server and UPS for controlling the installation.

Sensors

Wide range of analogue and digital meteorological sensors:

- Pyranometers, radiation.
- Ambient/module temperature.
- Wind speed/direction.
- Rainfall, humidity, pressure.
- Tailor-made mounting structures.

PV Security

- Video surveillance with image processing.
- Perimeter and module security systems.

Communications

- Fibre optic, patch panels, connection and fusion.
- Switch, routers, DSL / 4G modems.
- Radio links.

Servicing

- Design of the overall plant monitoring solution.
- Installation and commissioning.
- Historical data hosting.
- System maintenance.

SCADA software

- SCADA.
- Weather forecasting.
- Display customisations.



webdom
Renewables under control

info@webdom.es
www.webdom.es



BUILDING THE ENERGY
OF TOMORROW

Offices
in all continents



EPC
vertically
integrated

1
GW
power built



+90
pv plants
worldwide

MADRID HQ
(+34) 917 364 248
www.grs.energy
contact@gransolar.com



GRS, A LA VANGUARDIA EN LA CONSTRUCCIÓN DE ENERGÍA LIMPIA Y SOSTENIBLE

La empresa española, una de las constructoras mejor posicionadas en el panorama internacional de la energía fotovoltaica, impulsa su compromiso en la lucha contra el cambio climático.

Tiempos de cambio en el mercado de la energía solar. La fábula de David y Goliat, tan manida por el uso, nos sirve esta vez para hablar sobre el nuevo éxito de las renovables. Y es que, con la solar como una de las principales fuentes de producción energética, son ya tan competitivas como el petróleo en los países que forman el Consejo de Cooperación para los Estados Árabes del Golfo. Un hecho que llega en el momento idóneo para empresas como GRS. Siendo pionera en España y con una posición privilegiada en el mercado internacional, estamos inmersos en la construcción de la que será una de las mayores plantas fotovoltaicas del mundo, con 1 GW de potencia pico, en Dubái. Se trata de una gran noticia para la energía limpia y, por extensión, para la lucha contra el cambio climático, una de las mayores lacras del siglo XXI. Aunque somos fuertes en el extranjero, la posibilidad que nos ofrece este avance nos impulsa a seguir trabajando para que todos y cada uno de los 18 millones de hogares tengan una alternativa energética eficiente y sostenible. Al fin y al cabo, no existe un proyecto de responsabilidad social más trascendente que encontrar una solución al consumo energético contaminante, tanto a nivel empresarial como particular. El objetivo es reducir la dependencia del petróleo, sacando partido a una tierra con un gran potencial gracias a su situación geográfica y a la cantidad de horas de sol que dispone.

La inversión anual en energía solar se ha incrementado notoriamente en varios países de la Unión Europea, durante los últimos meses, gracias a la eliminación de los aranceles a los módulos de fabricación china. Para nosotros, responsables de 94 plantas en 17 países alrededor del globo, presentes en los cinco continentes y referentes en el ámbito técnico de cada instalación fotovoltaica, es crucial de cara a seguir desarrollando proyectos en nuestro país y en el resto del mundo. Actualmente, Emiratos Árabes Unidos, México, Australia, Brasil, Sudáfrica e Italia son los destinos que nos están ayudando a expandir nuestro compromiso con la limpieza del ecosistema mundial. El hecho de que desde GRS nos hayamos adaptado a las circunstancias, creciendo con buen ritmo a nivel internacional, pone en valor nuestra capacidad para estar presentes en algunos de los proyectos más importantes como fueron las plantas de Lesadi y Letsasi en Sudáfrica, y como lo es ahora una de las instalaciones fotovoltaicas más grandes del mundo. Se trata de proyectos trascendentes en los que hemos estado, estamos y estaremos presentes para garantizar energía limpia y sostenible a miles de hogares en todo el globo. La ventaja es que, además, contribuimos a mejorar la calidad de vida de nuestro planeta, exprimiendo al máximo las posibilidades energéticas del sol.

Pero en GRS nos reservamos lo mejor para el futuro, con proyectos en México que sobrepasarán los 500 MW; en Brasil rascando los 600 MW; y en España, mercado en la rampa de lanzamiento, con una vista a largo plazo de 400 MW. En ese sentido, GRS estamos en el camino de convertir a nuestro país en un referente absoluto para otros Estados. Aunque nos encontramos en un momento en el que la energía solar fotovoltaica sólo representa el 4,6% de potencia instalada en el mercado energético de España, según datos de 2018 de REE, el margen de desarrollo en la construcción de nuevas plantas que contemplamos en GRS es alentador, si bien el agravio comparativo entre los precios de nuestro país y el resto de Europa no resultan del todo persuasivos. No obstante, existe un hecho ciertamente lógico, y es que las familias españolas, tras el impacto de la crisis económica, han aumentado la eficiencia en su consumo eléctrico, estabilizando la balanza entre demanda y gasto. Inmersos como estamos en una transición de tal dimensión, GRS demostramos ser flexibles para alinearnos con la hoja de ruta que se está planteando en un país en el que, tanto las empresas como las instituciones, constatan a diario que invertir en la energía fotovoltaica es la forma más rápida, segura y barata de reducir el impacto del cambio climático, mientras se incrementa el rendimiento de las energías limpias.

GRS, SPEARHEADING THE CONSTRUCTION OF CLEAN AND SUSTAINABLE ENERGY

The Spanish company, one of the best-positioned constructors in the international PV energy sector, is strengthening its commitment in the fight against climate change.

These are changing times in the solar power market. The much-overused tale of David and Goliath now stands us in good stead when talking about the new-found success of renewables. And this is because with solar as one of the main sources of energy production, it is now as competitive as oil in countries that form part of the Gulf Cooperation Council. A fact that has arrived at the perfect moment for companies such as GRS. As a pioneer in Spain and one that enjoys a privileged position on the international stage, GRS is very much involved in the construction of what will be one of the largest PV plants in the world, with a peak output of 1 GW, in Dubai. This is very good news for clean energy and, by extension, for the fight against climate change, one of the scourges of the 21st Century. Although we are strong overseas, the opportunity that this advance holds drives us to continue working so that each and every one of Spain's 18 million households can benefit from an energy efficient and sustainable alternative. After all, there is no more important social responsibility project than to find a solution to pollutant energy consumption, both at corporate and at private level. The goal is to reduce dependency on oil by harnessing the resources of a country with a huge potential thanks to its geographical situation and the amount of sunshine available.

The annual investment in solar power has increased substantially in several countries across the EU over recent months, thanks to the elimination of tariffs on Chinese-made modules. For us, as responsible for 94 plants across 17 countries worldwide, present on the five continents and a reference in the technical field of each PV installation, such investment is vital in order to continue to develop projects both at home and overseas. Today, the UAE, Mexico, Australia, Brazil, South Africa and Italy are the markets that are helping us enhance our commitment to cleaning up the world's ecosystem. The fact that GRS has been able to adapt to different situations, achieving a good growth rate at international level, demonstrates our ability to take part in some of the leading projects, such as the Lesadi and Letsasi plants in South Africa and what is currently one of the largest PV installations in the world. These are momentous projects in which we have been, are and will be present to guarantee clean and sustainable energy to thousands of homes around the globe. The advantage is that, in addition, we are helping improve the quality of life on our planet, by maximising the possibilities offered by the sun's energy.

However, GRS is saving the best for the future, with projects in Mexico exceeding 500 MW; with Brazil almost at 600 MW; and Spain, a market about to take off, with our long-term sights set on 400 MW. GRS is thus on track to convert our country into a benchmark for other States. Although we are at a time in which solar PV power only represents 4.6% of the installed capacity in Spain's energy market, according to data for 2018 from the Spanish Electricity Grid, REE, the scope for development in the construction of new plants we are planning at GRS is encouraging, even though the comparative price disadvantage between Spain and the rest of Europe is not a persuasive argument. However, there is one sure fact which is that

Spanish families, following the impact of the economic crisis, have increased efficiency as regards their electricity consumption, stabilising the balance between demand and expenditure. As deeply involved as we are in a transition of such magnitude, GRS is demonstrating its flexibility to align ourselves with the route map that is being proposed in a country in which, both businesses and institutions, daily reaffirm that investment in PV energy is the fastest, most secure and cheapest way to reduce the impact of climate change, while increasing the efficiency of clean energies.



FOTVOLTAICA Y SEGURIDAD AÉREA

LAS RENOVABLES SON IMPARABLES Y UNA REALIDAD DE NUESTROS DÍAS, CON MULTITUD DE PROYECTOS EÓLICOS Y FOTVOLTAICOS GESTÁNDOSE EN LA ACTUALIDAD, QUE SUPONEN UN VERDADERO RETO PARA LOS PROMOTORES Y EXPLOTADORES DE ESTE TIPO DE INFRAESTRUCTURAS. EL ÁMBITO AERONÁUTICO SIEMPRE HA SIDO UN GRAN DESCONOCIDO DENTRO DEL SECTOR DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES, PESE AL IMPACTO QUE PROVOCAN EN EL TRÁFICO AÉREO LOS AEROGENERADORES Y LOS PANELES SOLARES QUE POCO A POCO VAN SALPICANDO TODA LA GEOGRAFÍA ESPAÑOLA.

Si bien el caso de los aerogeneradores es el más evidente por su afición a las operaciones aéreas debido al aumento progresivo de su altura total con instalaciones habituales conformadas por máquinas por encima de los 150 m, las instalaciones fotovoltaicas no están exentas de la necesidad de contar también con un permiso de la Agencia Estatal de Seguridad Aérea, que es la encargada de velar por el correcto cumplimiento de su normativa, según la cual, cualquier construcción o instalación en zonas afectadas por servidumbres aeronáuticas o que supere los 100 m de altura aunque se sitúe fuera de servidumbres –incluso costa afuera-, requiere de autorización.

La fotovoltaica ha regresado con fuerza y las instalaciones van desde sencillas propuestas para autoconsumo hasta los proyectos más ambiciosos con varias decenas de megavatios. En todos los casos, la afición para el tráfico aéreo aparece en forma de reflexiones solares que podrían afectar a las aeronaves en sus salidas o llegadas a los aeropuertos situados en el entorno de las instalaciones. Si bien la tecnología actual de los paneles fotovoltaicos ofrece unas reflexiones mínimas equivalentes a las que produciría, por ejemplo, el asfalto de una carretera, la afición a la seguridad aérea no es un tema menor y esa es la razón por la que la AESA o el Ministerio de Defensa, según corresponda, solicitan información sobre los parques para valorar el posible impacto de los deslumbramientos a los pilotos.

La normativa reflejada en Decreto 584/1972, modificado por el Real Decreto 297/2013, es clara: Existe una limitación en altura de los obstáculos situados en las cercanías de los aeropuertos, pero también aparece una limitación a las actividades bajo servidumbres aeronáuticas que puedan suponer una afición a la seguridad aérea –artículo 10-, por ejemplo, obstáculos que puedan producir turbulencias, luces, proyectores o emisores láser, que puedan suponer un peligro o inducir a errores, y actividades que impliquen el uso de

PV AND AVIATION SAFETY

RENEWABLE ENERGY IS UNSTOPPABLE AND A REALITY OF OUR TIMES, WITH NUMEROUS WIND AND PV PROJECTS IN THE PIPELINE, REPRESENTING A REAL CHALLENGE FOR THE DEVELOPERS AND OPERATORS OF THIS TYPE OF INFRASTRUCTURES. THE FIELD OF AERONAUTICS HAS ALWAYS BEEN A GREAT UNKNOWN WITHIN THE RENEWABLE ENERGY SECTOR, DESPITE THE IMPACT ON AIR TRAFFIC CAUSED BY THE WIND TURBINES AND SOLAR PANELS THAT ARE GRADUALLY SPREADING ACROSS THE WHOLE OF SPAIN.

Although the case of wind turbines is more obvious due to their impact on air operations because of the continuing increase in their overall height, with wind farms habitually comprising machines more than 150 metres high, PV installations are not exempt from the need to obtain a permit from AESA, the Spanish Aviation Safety and Security Agency, which is the body responsible for overseeing proper compliance with its regulations. According to AESA, any construction or installation in areas affected by aeronautical easements or that exceed a height of 100 metres, even though it is located outside the easements - including offshore - requires authorisation.

PV has made a strong come-back and installations range from simple self-consumption facilities to more ambitious multi-megawatt projects. In any event, the impact for air traffic stems from solar reflections that could affect aeroplanes taking-off and landing at airports located in the vicinity of the installations. Although current solar PV panel technology offers minimal reflections equivalent to those that would be produced, for example, by the tarmac of a road, the impact on air safety is no mean issue and this is the reason why AESA and the Ministry of Defence, as applicable, request information on solar farms to evaluate the possible impact of glare on pilots.

The regulations contained in Decree 584/1972, amended by Royal Decree 297/2013, are clear. There are limits as to the height of obstacles located in the vicinity of airports, but there is also a limitation to activities taking place in aeronautical easements that might impact on air safety (article 10). These include obstacles that could cause turbulence, lights, laser projectors or emitters that might represent a danger or induce errors, as well as activities that involve the use of large, reflective surfaces that could give rise to glare.

In this regard, AESA (or the Ministry of Defence if the aeronautical installation is of military origin) can request studies and analyses relating to the possible reflections that are produced by the solar farm and their impact on nearby overflights, depending on which body is responsible for granting the authorisation or not.

It is not easy to calculate these reflections as numerous variables must be considered, such as the reflectance index of the panels, their orientation, whether they concern static



superficies grandes y reflectantes que puedan dar lugar a deslumbramiento, entre otras.

En este sentido, la AESA (o el Ministerio de Defensa si la instalación aeronáutica es de origen militar) pueden solicitar estudios y análisis relacionados con las posibles reflexiones que producirá el parque fotovoltaico y su afección a los sobrevuelos cercanos, en función de los cuales otorgarán o no su autorización.

El cálculo de estas reflexiones no es sencillo, integrando multitud de variables como el índice de reflectancia de los paneles, orientación de los mismos, si se trata de placas estáticas o con seguimiento en uno o dos ejes, altura de la instalación, época del año, horarios de orto/ocaso solar, trayectoria del sol en cada localización y en cada día del año y, por último, las trayectorias de las aeronaves en función de cada uno de los procedimientos de operación del aeropuerto afectado. Combinando todos estos datos se obtienen unas trayectorias de los reflejos y su incidencia sobre el piloto, evaluando la afección y el deslumbramiento que producen y el riesgo potencial sobre las operaciones aéreas.

Si bien la necesidad de un permiso de AESA/Defensa es imperativa, la tecnología actual permite un nivel de deslumbramiento bajo y aceptable en determinados casos hasta el punto de comenzar a ser habitual la presencia de instalaciones fotovoltaicas en las inmediaciones o incluso dentro de los perímetros de propiedad de los aeropuertos para dar suministro renovable a sus instalaciones. Así, ejemplos tan sonados como el del Aeropuerto Internacional de Cochin en la India con un suministro 100% renovable a través de un completo parque fotovoltaico anexo a sus instalaciones son una referencia y un ejemplo a seguir por las autoridades aeroportuarias.

La forma de ajustarse a esta normativa y de cumplir con los requisitos de AESA es conocer, antes de solicitar la autorización, los niveles de deslumbramiento que producen las instalaciones de manera que se estime si afectan o no a los procedimientos publicados. En caso de afección, las opciones serían la búsqueda de ubicaciones, configuraciones alternativas y medidas mitigadoras que permitan garantizar lo que a todos nos concierne: la seguridad aérea y el desarrollo de la energía solar.

AIRAE es una consultora especialista en servidumbres aeronáuticas, con experiencia para realizar todos los estudios mencionados anteriormente, a fin de conseguir los permisos pertinentes para la instalación de una planta fotovoltaica en aquellos terrenos, que por su ubicación podrían afectar al tráfico aéreo. Asimismo, AIRAE trabaja para el sector eólico prestando asesoramiento para la obtención de la autorización previa de AESA, señalización y balizamiento específicos, tramitación de coordenadas definitivas para su publicación como obstáculo en el AIS, búsqueda de ubicaciones alternativas, estudios necesarios para garantizar la seguridad aérea y prevención frente a denuncias.



Marta Garriga
Directora General de AIRAE
Managing Director of AIRAE



panels or ones with single- or dual-axis tracking, the height of the installation, the time of year, the hours of dawn/dusk, the sun's trajectory in each location and on any day of the year and, lastly, the trajectories of the aeroplanes depending on the operational procedures of each affected airport. By combining all this data, the trajectories of the reflections and their impact on the pilot are obtained, evaluating their impact, the glare they cause and the potential risk for air operations.

Although the need for an AESA/MOD permit is imperative, today's technology enables a low and acceptable level of glare in specific cases to the point that PV installations are starting to become a regular presence in the vicinity of or even within the perimeters of the airport property in order to provide its facilities with a renewable power supply. Exemplary projects such as the Cochin International Airport in India with its 100% renewable supply thanks to an entire PV farm adjacent to its installations, is a reference and an example to be followed by airport authorities.

The way to adapt to this regulation and to comply with AESA's requirements is to identify the levels of glare produced by the installations before applying for the authorisation to determine if they are affected by the published procedures. If so, options would be to find other locations, alternative configurations and mitigating measures that are able to guarantee everything that concerns us: aviation safety and the deployment of solar power.

AIRAE is a consultancy company specialising in aeronautical easements, experienced in the performance of all the above-mentioned studies, with the aim of obtaining the relevant permits for the installation of a PV plant on land which, due to its location, could impact on air traffic. Similarly, AIRAE is working for the wind power sector offering advice on obtaining prior authorisation from AESA, specific signage and

beaconing, the processing of definitive coordinates for their publication in the AIS as an obstacle, the search for alternative locations, the studies necessary to guarantee air safety and claims prevention.



CEGASA

 **Bick**

El único sistema de almacenamiento
que se adapta a todas tus necesidades



eBick es la solución de Litio-LFP de Cegasa para
almacenamiento de energía entre 9 y 206 kWh.

ebick@cegasa.com

www.cegasa.es/ebick/

SOLUCIONES DE ALMACENAMIENTO PARA INSTALACIONES AISLADAS Y DE AUTOCONSUMO

EL AUTOCONSUMO SE ENCUENTRA EN UN MOMENTO DE CRECIMIENTO EN ESPAÑA DEBIDO AL RECIENTE CAMBIO DE NORMATIVA, POR LO QUE LAS TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO SERÁN CLAVE PARA LA INTEGRACIÓN Y DISPOSICIÓN DE LA ENERGÍA PRODUCIDA. ENTRE LAS DIFERENTES OPCIONES DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO, LA TECNOLOGÍA LITIO-ION ES LA DE MAYOR EFICIENCIA, GRACIAS A SU ELEVADA DENSIDAD ENERGÉTICA, SU BAJO NIVEL DE AUTO DESCARGA, ESCASO EFECTO MEMORIA Y GRAN CAPACIDAD PARA FUNCIONAR DURANTE UN ELEVADO NÚMERO DE CICLOS. EN BASE A ESTA TECNOLOGÍA, CEGASA PORTABLE ENERGY HA DESARROLLADO LAS SOLUCIONES DE ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO eBICK Y eROOK, AMBOS SISTEMAS MODULARES Y COMPACTOS PARA INSTALACIONES AISLADAS Y DE AUTOCONSUMO INDUSTRIAL, COMERCIAL Y RESIDENCIAL.

La gama eBick está dirigida a ingenierías, instaladores y distribuidores que necesiten desarrollar sistemas de acumulación de energía tanto para plantas de generación, como para instalaciones industriales y explotaciones agropecuarias. Por otro lado, la gama eRook Compact está orientada a distribuidores y usuarios finales, para aplicaciones de acumulación residencial inteligente.

La familia eRook permite paralelizar módulos en 48 V para adaptarse a las necesidades de viviendas que demandan una acumulación de energía desde 1 kWh hasta 15 kWh, mientras que los módulos eBick pueden conectarse en paralelo o en serie para formar sistemas en tensiones desde 48 V hasta 600 V, con un amplio rango de capacidades que van desde 15 kWh hasta 960 kWh.

Ambas soluciones cuentan con perfiles de comunicación adecuados para conectarse con inversores *on-grid* y *off-grid*, monofásicos y trifásicos.

Permiten ratios de descarga 1C, pudiendo alcanzar los 1.5C en descargas continuas por debajo de los 3 minutos. Esta capacidad de respuesta se mantiene en un amplísimo rango de temperaturas sin pérdida de capacidad alguna.

Es de resaltar que en aplicaciones exigentes como son las instalaciones aisladas e híbridas el sistema no requiere de mantenimiento. A pesar de ello la vida estimada mínima es de al menos 15 años.

La versatilidad de propiedades que ofrece el fosfato de hierro litio (LFP) en aplicaciones exigentes, como son los sistemas híbridos aislados, están suponiendo una auténtica revolución en el sector. La garantía de poder trabajar a altas temperaturas sin necesidad de refrigeración, manteniendo cualidades como son su capacidad de respuesta a demanda de alta corriente o de realizar constantes descargas profundas, le convierten en una alternativa cada vez más clara frente a otras electroquímicas basadas en litio, más pensadas para aplicaciones en las que se sacrifican ciertas prestaciones con la preferencia de reducir volumen y el peso.

Cegasa avala la compatibilidad con las principales marcas de inversores comerciales del mercado.

STORAGE SOLUTIONS FOR OFF-GRID, SELF-CONSUMPTION INSTALLATIONS

ENERGY SELF-CONSUMPTION IS EXPERIENCING A PERIOD OF GROWTH IN SPAIN DUE TO RECENT REGULATORY CHANGE, MEANING THAT ENERGY STORAGE TECHNOLOGIES WILL BE KEY FOR THE INTEGRATION AND AVAILABILITY OF THE ENERGY PRODUCED. OF ALL THE DIFFERENT OPTIONS FOR ENERGY STORAGE, LITHIUM-ION TECHNOLOGY IS THE MOST EFFICIENT, THANKS TO ITS HIGH ENERGY DENSITY, LOW LEVEL OF SELF-DISCHARGE, SCANT MEMORY EFFECT AND A HIGH CAPACITY FOR OPERATING OVER A LARGE NUMBER OF CYCLES. TAKING THIS TECHNOLOGY AS A BASIS, CEGASA PORTABLE ENERGY HAS DEVELOPED THE MODULAR AND COMPACT eBICK AND eROOK ENERGY STORAGE SOLUTIONS, DESIGNED FOR OFF-GRID INSTALLATIONS AND INDUSTRIAL, COMMERCIAL AND RESIDENTIAL SELF-CONSUMPTION.



The eBick range is designed for engineering companies, installers and distributors that need to develop energy accumulation systems for power plants, industrial installations and agriculture and livestock activities. Meanwhile, the eRook Compact range is geared towards distributors and end users, for smart residential storage applications.



The eRook family offers modules in parallel at 48 V to adapt to the needs of homes that require energy storage from 1 kWh to 15 kWh, while the eBick modules can be connected in parallel or in series to create systems with voltages from 48 V to 600 V, with a wide range of outputs from 15 kWh to 960 kWh.

Both solutions are equipped with communication profiles suitable for connecting with on-grid and off-grid, single-phase and three-phase inverters.

They allow 1C discharge ratios, achieving 1.5C in continuous discharges of under 3 minutes. This response capacity is maintained in a very extensive range of temperatures with no loss of capacity whatsoever.

It should be emphasised that in demanding applications, such as off-grid hybrid installations, the system is maintenance-free, despite which it offers a minimum estimated service life of at least 15 years.

The versatile properties offered by lithium iron phosphate (LFP) in demanding applications, such as off-grid hybrid systems, represent a real revolution in the sector. The guarantee of being able to work at high temperatures with no need for cooling, maintaining qualities such as its capacity to respond to high current demand or to carry out constant deep discharges, make this an increasingly clearer alternative over other lithium-based electrochemicals, which are rather designed for applications in which certain features are sacrificed to give preference over reducing volume and weight.

Cegasa confirms its products' compatibility with the leading commercial brands of inverters on the market.



Líder Mundial de **Servicios O&M** en el Sector Energético

Ingeteam Service es una empresa global que ofrece servicios de operación y mantenimiento en cualquier lugar del mundo bajo un concepto único: **i+c**, Innovación para encontrar las mejores soluciones y Compromiso para prestar el mejor servicio.

+12 GW

Mantenidos en todo el mundo

3 GW

Potencia mantenida en Latinoamérica

La nueva fórmula de la energía **i+c**

Visítanos en:

Wind Power México, stand 412
Solar Power México, stand C23

www.ingetteam.com

Ingeteam

DOS PROYECTOS PARA APROVECHAR EL POTENCIAL Y REDUCIR COSTES DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES MARINAS

EN LOS ÚLTIMOS MESES INGEGTEAM HA ANUNCIADO SU PARTICIPACIÓN EN VARIOS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES MARINAS. POR UN LADO, LA COMPAÑÍA SE HA EMBARCADO EN EL PROYECTO EUROPEO REALTIDE, PARA LA MEJORA DE LOS SISTEMAS DE ENERGÍA MAREOMOTRIZ. EL OBJETIVO PRINCIPAL, ES IDENTIFICAR LAS CAUSAS MÁS IMPORTANTES DE FALLO EN TURBINAS MARINAS Y DESARROLLAR NUEVOS DISEÑOS INNOVADORES PARA MEJORAR LOS COMPONENTES MÁS CRÍTICOS, COMO LAS PALAS Y EL SISTEMA DE CONVERSIÓN DE ENERGÍA. POR OTRA PARTE, INGEGTEAM HA PARTICIPADO EN EL PROYECTO ELICAN, EN EL MARCO DEL CUAL SE HA INSTALADO EL PRIMER AEROGENERADOR MARINO DE ESPAÑA. EN ESTE PROYECTO, INGEGTEAM HA PARTICIPADO EN LA SUPERVISIÓN DE LAS PRUEBAS DEL CABLEADO SUBMARINO, ASÍ COMO PARA EL POSTERIOR ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.

RealTide

Las corrientes generadas por las mareas son una fuente de energía muy prometedora. En determinadas zonas, como cabos y canales, se encuentran tan concentradas que se pueden equiparar en términos de densidad a la energía de origen fósil y nuclear, haciendo posible la existencia de parques submarinos del orden de gigavatios. Se ha estimado que las corrientes marinas tienen potencial para producir entre 450.000 y 800.000 GWh/año.

Las expectativas más optimistas de crecimiento para la energía mareomotriz prevén una producción energética a nivel global cercana los 17.000 MWh para 2030. Los datos, para el caso de España, indican que la energía mareomotriz tiene potencial para generar ocho veces más energía que todas las renovables juntas. En concreto, su potencial está estimado en 800.000 GWh/año, frente a los aproximadamente 100.000 GWh/año que actualmente generan el resto de renovables juntas.

Financiado por la Comisión Europea, RealTide comenzó en enero de 2018 y tiene una duración de 3 años. Con un presupuesto total cercano a los 5 M€, el proyecto pretende reducir los costes de la energía mareomotriz, mediante el abaratamiento de los costes de mantenimiento y la reducción del tiempo total de parada, a costa de aumentar la durabilidad y fiabilidad de las turbinas marinas y de los procesos de operación y mantenimiento.

Ingeteam, siguiendo su política de liderar el mercado de las energías renovables, se ha implicado directamente en este proyecto de la mano de otros socios europeos líderes del sector: Bureau Veritas (Francia), Universidad de Edinburgh (Reino Unido), EnerOcean S.L. (España), Sabella SAS (Francia), 1-TECH (Bélgica) y el Instituto de Francia de Investigación para la Explotación de la Mar (Francia).

A día de hoy, uno de los principales problemas de esta tecnología es su falta de madurez, que provoca costes elevados que impiden ofrecerla como una tecnología suficientemente atractiva para el mercado.

TWO PROJECTS TO REDUCE COSTS AND HARNESS THE POTENTIAL OF OFFSHORE RENEWABLE ENERGY

IN RECENT MONTHS INGEGTEAM HAS ANNOUNCED ITS PARTICIPATION IN SEVERAL OFFSHORE RENEWABLE ENERGY PROJECTS. FIRST IS ITS INVOLVEMENT IN THE EUROPEAN PROJECT REALTIDE TO IMPROVE TIDAL ENERGY SYSTEMS. THE PRIMARY OBJECTIVE OF REALTIDE IS TO IDENTIFY THE MOST IMPORTANT CAUSES OF FAILURES IN OFFSHORE TURBINES AND DEVELOP NEW INNOVATIVE DESIGNS TO IMPROVE THE MOST CRITICAL COMPONENTS SUCH AS THE BLADES AND THE POWER CONVERSION SYSTEM. INGEGTEAM HAS ALSO TAKEN PART IN THE ELICAN PROJECT TO INSTALL SPAIN'S FIRST OFFSHORE WIND TURBINE. IN THIS PROJECT, INGEGTEAM HAS TAKEN PART IN SUPERVISING TESTING OF THE UNDERWATER CABLING AND THE SUBSEQUENT ANALYSIS OF THE RESULTS OBTAINED.

RealTide

The currents generated by the tides represent a very promising energy source. In certain areas, such as headlands and channels, the tides are so strong that they can be equated in terms of density to fossil or nuclear power, making it possible to create multi-gigawatt underwater farms. Estimates calculate that ocean currents have the potential to produce between 450,000 and 800,000 GWh/year.

The most optimistic growth forecasts for tidal power envisage a global energy production of close to 17,000 MWh by 2030. The data in the case of Spain indicates that tidal energy has the potential to generate eight times more energy than all renewables put together. Specifically, its potential is estimated at 800,000 GWh/year, compared to the approximately 100,000 GWh/year currently generated by the rest of renewables combined.

Funded by the European Commission, RealTide started in January 2018 and will run for 3 years. With a total budget of close to €5m, the project aims to reduce the costs of tidal energy, by bringing down the costs of maintenance and





Para llegar a la fase comercial y competir con tecnologías como la fotovoltaica o la eólica, es necesario superar diferentes barreras. En primer lugar, avanzar en el conocimiento de las características hidrodinámicas de las corrientes, para optimizar el diseño de los captadores de energía, evitando así sobredimensionar componentes críticos como las palas. En segundo lugar, es necesario desarrollar sistemas electrónicos de monitorización y control más robustos, que permitan conocer remotamente el estado de salud de las turbinas y alargar al máximo los intervalos de mantenimiento. Y en tercer lugar, es clave disponer de datos fiables, a fin de detectar fallos y posibilidades de mejora.

Primer aerogenerador marino de España

En el marco del proyecto Elican, liderado por Esteyco, se ha instalado el primer prototipo de aerogenerador marino de España, y primero del sur de Europa de cimentación fija, en la costa de Jinámar, junto a la Plataforma Oceánica de Canarias (PLOCAN). La energía producida por este aerogenerador marino, de 5 MW, que ha sido construido en el Puerto de Arinaga, será trasladada hasta la central eléctrica de Jinámar.

Para este proyecto, Esteyco ha contado con Ingeteam, concretamente con su unidad de negocio especializada en operación y mantenimiento de plantas de energía, por medio de su departamento de Alta Tensión, para la supervisión y análisis de los trabajos eléctricos del aerogenerador. Concretamente, Ingeteam ha trabajado en la conexión del cable submarino de media tensión que permitirá evacuar a tierra la energía generada por el aerogenerador y la fabricación de una pieza exclusiva para la sujeción del cable de potencia.

Este proyecto es un paso más en el posicionamiento de la empresa en el sector marino, complementando la actividad que viene desarrollando en otro proyecto europeo, en el que Ingeteam participa como experto en sistemas eléctricos y como proveedor de convertidor, para un prototipo marino de 10 MW+ financiado por la UE. Además, Ingeteam ha lanzado recientemente una nueva gama de convertidores marinos de 5 a 15 MW, para alcanzar los hitos de reducción de costes que el sector de la eólica marina requiere.

reducing the total downtime, while increasing the durability and reliability of offshore turbines and O&M processes.

In line with its policy to lead the renewable energy market, Ingeteam is directly participating in this project together with other sector-leading European partners: Bureau Veritas (France), the University of Edinburgh (UK), EnerOcean S.L. (Spain), Sabella SAS (France), 1-TECH (Belgium) and the French Research Institute for Exploitation of the Sea (France).

To date, one of the main problems with this technology is its lack of maturity, which results in high costs and prevents it from being offered as a sufficiently attractive technology for the market.

Several barriers must be overcome before tidal energy reaches the commercial phase and is able to compete with technologies such as PV and wind power. Firstly, progress must be made to understand the hydrodynamic characteristics of the currents to optimise the design of the energy collectors, thereby avoiding oversizing critical components such as blades. Secondly, more robust electronic monitoring and control systems must be developed to remotely provide information on the state of health of the turbines and to maximise maintenance intervals. And thirdly, the availability of reliable data is crucial in order to identify faults and possibilities for improvement.

First offshore wind turbine in Spain

As part of the Elican project headed up by Esteyco, the first offshore wind turbine prototype in Spain, and the first bottom-fixed turbine in southern Europe, has been installed off the coast of Jinámar, Gran Canaria, near the Ocean Platform of the Canary Islands (PLOCAN). The energy produced by this 5 MW offshore wind turbine, built at the Port of Arinaga, will be transmitted to the Jinámar power station.

For this project, Esteyco has benefited from the collaboration of Ingeteam, specifically, its business unit specialising in power plant O&M, through its High Voltage department, to supervise and analyse the electrical work on the wind turbine. Ingeteam has specifically worked on the medium-voltage underwater cable connection to transmit the energy produced by the wind turbine to shore and also on the manufacture of an exclusive part to secure the power cable.

This project is yet another step further in the positioning of the company in the offshore sector, complementing the activity already underway in another European project, in which Ingeteam is taking part as an expert in electrical systems and as a supplier of a converter for a 10 MW+ offshore prototype, also funded by the EU. Ingeteam has also just introduced a new range of 5 to 15 MW offshore converters, in order to achieve the cost reduction milestones demanded by the offshore wind power sector.

Ingeteam continúa su expansión internacional con apertura de filiales en Marruecos y Perú

Ingeteam refuerza su plan de internacionalización con la apertura de dos nuevas filiales en Marruecos y Perú. Con esta ampliación, la compañía consolida su posición como líder mundial en servicios de operación y mantenimiento en plantas de generación de energía con presencia global en 22 países. Ambas filiales están orientadas al sector de las energías renovables, con contratos fotovoltaicos en la actualidad, pero con previsión de ampliar su presencia en ambos países también en el sector eólico.

En Marruecos, 15 personas de Ingeteam realizan labores de operación y mantenimiento en tres plantas fotovoltaicas, de 71,5 MWp, 84,5 MWp y 19,5 MWp, que están entre las más grandes del norte de África, y para las que el año pasado Ingeteam realizó también el suministro de inversores fotovoltaicos. La energía generada se inyecta en la red de distribución eléctrica del país magrebí y sirve para satisfacer la demanda energética de miles de hogares marroquíes. Se logra así reducir ligeramente la gran dependencia exterior de Marruecos en materia energética, ya que el país importa hasta el 90% de toda la energía que consume. El desarrollo de este proyecto se enmarca dentro del objetivo que se ha marcado Marruecos, con el que persigue obtener el 52% de toda la energía que produce a partir de fuentes renovables para el año 2030.

Por otra parte, en el continente africano Ingeteam ha suministrado ya más de 700 MW en inversores fotovoltaicos y es responsable de los servicios de operación y mantenimiento de 230 MW en un total de cinco plantas fotovoltaicas sudafricanas. Además, Ingeteam ha sido recientemente adjudicataria del suministro y puesta en marcha de los sistemas de protección, control y medida de tres subestaciones en Malawi.

En Perú, la filial de Lima ofrece servicios de operación y mantenimiento en el sector fotovoltaico en dos plantas solares en la región de Arequipa, en el sur de Perú. Estos parques fueron construidos en 2012 y ambos cuentan con 22 MW de potencia instalada, electricidad suficiente para abastecer a una población de hasta 80.000 habitantes.

Uno de ellos es el parque solar Repartición, que se trata de la primera central fotovoltaica de Sudamérica que genera electricidad a partir de la energía solar. La segunda planta está ubicada en el distrito de Majes, y cuenta con más de 56.000 paneles solares instalados en una extensión de 100 hectáreas. Además, Ingeteam suministró en 2014 sus *power stations* a una planta fotovoltaica de 20 MW situada junto al municipio de Moquegua, en la provincia de Mariscal Nieto.

Con la apertura de esta filial, Ingeteam espera consolidar su posición predominante en el mercado latinoamericano como proveedor de convertidores de potencia y de servicios de operación y mantenimiento para plantas de generación de energía renovable.

Ingeteam continues its international expansion by opening subsidiaries in Morocco and Peru

Ingeteam is strengthening its internationalisation plan with the opening of two new subsidiaries in Morocco and Peru. As a result of this expansion, the company consolidates its position as global leader in O&M services for power generation plants, with a presence in 22 countries worldwide. Both subsidiaries are dedicated to the renewable energy sector, with PV contracts in place today and expectations that their presence will extend to the wind power sector in both countries.

In Morocco, a 15-strong team from Ingeteam are carrying out O&M tasks at three PV plants of 71.5 MWp, 84.5 MWp and 19.5 MWp, that are among the largest in the north of Africa, and for which Ingeteam also supplied PV inverters during 2018. The energy generated is injected into the country's power distribution network and covers the energy demand of thousands of Moroccan homes. This project helps reduce Morocco's huge dependency on overseas markets in terms of energy requirements as the country imports up to 90% of its entire energy consumption. The implementation of this project forms part of the objective set by Morocco that aims to obtain 52% of its entire energy production from renewable sources by 2030.

Ingeteam has already supplied over 700 MW in PV inverters across the African continent and is responsible for the O&M services at five PV plants in South Africa with a total output of 230 MW. Ingeteam has also been recently awarded the supply and commissioning of the protection, control and metering systems of three substations in Malawi.

In Peru, the Lima subsidiary offers O&M services to the PV sector at two solar plants in the region of Arequipa, in the south of the country. These farms were built in 2012 and each has an installed capacity of 22 MW, enough electricity to supply a population of up to 80,000 inhabitants.

One of these is the Repartición solar farm, which is the first PV plant in South America to produce electricity from solar power. The second plant is situated in the district of Majes and has over 56,000 solar panels installed in an area covering 100 hectares. In addition, in 2014, Ingeteam supplied its power stations to a 20 MW PV plant situated near the municipality of Moquegua, in the province of Mariscal Nieto.

By opening of this subsidiary, Ingeteam aims to consolidate its position of leadership in the Latin American market as the supplier of power converters and O&M services for renewable energy generation plants.



IN 2019, THE WIND INDUSTRY WILL BE MEETING IN BILBAO, SPAIN

2-4 April 2019

Bilbao Exhibition Centre (BEC)



Find out more at:
windeurope.org/confex2019



Wind^o
EUROPE

**CONFERENCE
& EXHIBITION**
2019 2-4 APRIL
BILBAO

NATIONAL
PARTNER:



REGIONAL
PARTNERS:



GOBIERNO VASCO

To become an exhibitor or sponsor please contact: sales@windeurope.org

LA ENERGÍA EÓLICA ESTÁ LISTA PARA CONTRIBUIR MÁS AL RETO DE LA DESCARBONIZACIÓN DE EUROPA

EN NOVIEMBRE PASADO, LA COMISIÓN EUROPEA SOLICITÓ AL BLOQUE QUE APUNTE A EMISIONES DE GEI NETAS NULAS PARA 2050. LOS OBJETIVOS RENOVABLES Y DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LA UE PONEN A LA REGIÓN EN CAMINO DE REDUCIR LAS EMISIONES EN 2050 EN UN 60% EN COMPARACIÓN CON 1990. PERO ESO NO SERÁ SUFICIENTE PARA CUMPLIR CON EL OBJETIVO DE PARÍS DE MANTENER LOS AUMENTOS DE TEMPERATURA MUY POR DEBAJO DE 2 °C. POR TANTO, LA CE HA ESTABLECIDO DIFERENTES ESCENARIOS QUE CUBREN DIVERSOS NIVELES DE EXPANSIÓN DE LAS RENOVABLES, DE ELECTRIFICACIÓN DEL TRANSPORTE Y MEDIDAS EN OTROS SECTORES, LO QUE LLEVARÍA A EUROPA A DIFERENTES NIVELES DE REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI. UN INFORME DE WINDEUROPE ESTABLECE DOS ESCENARIOS PARA DESCARBONIZAR LA ECONOMÍA DE LA UE, SEGÚN EL CUAL, CON LAS POLÍTICAS CORRECTAS, ES TÉCNICA Y ECONÓMICAMENTE POSIBLE AUMENTAR LA PARTICIPACIÓN DE LA ELECTRICIDAD EN LA ENERGÍA PRIMARIA DEL 24% ACTUAL AL 62% EN 2050, EL 78% PROCEDENTE DE RENOVABLES. GRACIAS A SU COMPETITIVIDAD EN COSTE Y ESCALABILIDAD, LA EÓLICA SE ENCUENTRA EN UNA POSICIÓN ÚNICA PARA HACER UNA CONTRIBUCIÓN CENTRAL A ESTA TRANSICIÓN.

La descarbonización del sector eléctrico europeo ha sido uno de los cambios más transformadores de la economía en las últimas dos décadas. Las renovables han desempeñado un papel central en esta transformación, con 298 GW agregados al sector energético desde 1995. Y la energía eólica ha sido el mayor contribuyente, con 182 GW de potencia instalada a finales de junio de 2018. La energía eólica representa ahora el 12% de la electricidad de Europa, mientras las renovables en su conjunto representan el 30%.

Sin embargo, la electricidad solo representa alrededor del 24% del consumo energético en Europa y la gran mayoría de la energía de Europa se basa todavía en combustibles fósiles. El transporte, la calefacción y la refrigeración utilizan la mayoría de estos combustibles fósiles. El transporte representa el 32% de la demanda energética final de Europa y el 94% de la misma está cubierta por productos derivados del petróleo. La calefacción y la refrigeración representan casi la mitad (46%) de la demanda de energía final, y el 80% proviene de combustibles fósiles. En la actualidad, las renovables representan solo el 18% del suministro de calefacción y solo el 8% en el transporte.

Teniendo en cuenta el éxito que Europa ya ha logrado en materia de renovables, y su notable potencial para el crecimiento futuro, una rápida electrificación de los usos energéticos más intensivos en carbono es la mejor y más eficiente manera de descarbonizar y hacer crecer la economía de la región.

Integrar el sector eléctrico en los sectores de calefacción, refrigeración y transporte es la próxima gran transformación en la economía europea. Junto con los avances en digitalización, aprendizaje automático e inteligencia artificial, un sistema energético basado en renovables podría convertirse en un motor de crecimiento y liderazgo tecnológico.

Con el informe "Abriendo nuevos caminos. La energía eólica y la electrificación del sistema energético europeo", WindEurope presenta dos vías para la electrificación del sistema energético europeo, aprovechando sus beneficios para la sociedad, exponiendo la trayectoria y las oportunidades de un escenario de electrificación acelerada y otro escenario más ambicioso, alineado con los compromisos de la UE en virtud del Acuerdo de París sobre el clima. El informe encuentra algunos hallazgos clave.

WIND ENERGY READY TO STEP UP TO EUROPE'S DECARBONISATION CHALLENGE

LAST NOVEMBER, THE EUROPEAN COMMISSION CALLED FOR THE BLOCK TO AIM FOR NET-ZERO GHG EMISSIONS BY 2050. THE EU'S RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY TARGETS PUT THE REGION ON TRACK TO CUT EMISSIONS IN 2050 BY 60% COMPARED TO 1990. BUT THAT WILL STILL NOT BE ENOUGH TO MEET THE PARIS TARGET OF KEEPING TEMPERATURE RISES TO WELL BELOW 2°C. THE EC HAS THEREFORE SET OUT DIFFERENT SCENARIOS COVERING VARIOUS LEVELS OF RENEWABLES EXPANSION, TRANSPORT ELECTRIFICATION AND MEASURES IN OTHER SECTORS, WHICH WOULD TAKE EUROPE TO DIFFERENT LEVELS OF GHG EMISSION REDUCTIONS. A REPORT FROM WINDEUROPE SETS OUT TWO SCENARIOS TO DECARBONISE THE EU ECONOMY, ACCORDING TO WHICH, WITH THE RIGHT POLICIES, IT IS TECHNICALLY AND ECONOMICALLY POSSIBLE TO INCREASE THE SHARE OF ELECTRICITY IN ENERGY FROM 24% TODAY TO 62% IN 2050, 78% OF WHICH WOULD BE COMING FROM RENEWABLES. THANKS TO ITS COST-COMPETITIVENESS AND SCALABILITY, WIND ENERGY IS UNIQUELY PLACED TO MAKE A CENTRAL CONTRIBUTION TO THIS TRANSITION.

The decarbonisation of Europe's electricity sector has been one of the most transformative changes in the economy over the last two decades. Renewables have played a central role in this transformation, with 298 GW added to the power sector since 1995. And wind energy has been the largest single contributor, with 182 GW of capacity installed as at the end of June 2018. Wind energy now accounts for 12% of Europe's electricity with renewables in total accounting for 30%.

However, electricity is only about 24% of Europe's energy consumption and the vast majority of Europe's energy remains fossil fuel-based. Transport, heating and cooling use most of these fossil fuels. Transport accounts for 32% of Europe's final energy demand and 94% of it is covered by oil products. Heating and cooling account for almost half (46%) of the final energy demand, with 80% coming from fossil fuels. Today renewables make up only 18% of the supply in heating and a mere 8% in transport.

Considering the success Europe has already achieved in renewables and its remarkable potential for future growth, a rapid electrification of the most carbon-intensive energy uses is the best and most efficient way to simultaneously decarbonise and grow the region's economy.

Integrating the power sector in heating, cooling and transport is the next big transformation in the European economy. Coupled with advances in digitisation, machine learning and artificial intelligence, a renewables-based energy system could become an engine of growth and technological leadership.

With the report, "Breaking new ground. Wind Energy and the Electrification of Europe's Energy System", WindEurope puts forward two pathways for the electrification of Europe's energy system, capitalising on its benefits for society, setting out the trajectory and opportunities of an accelerated electrification scenario and a more ambitious scenario aligned with the EU's commitments under the Paris Climate Agreement. The report includes the following key findings:



Foto cortesía de | Photo courtesy of: WindEurope

El futuro energético de Europa es eléctrico

Con políticas ambiciosas compatibles con París, la cuota de electricidad de Europa en el uso de energía podría alcanzar el 62% en 2050. Por el contrario, incluso una implementación impecable de las políticas actuales hasta 2030 daría como resultado solo un 51% de participación de la electricidad en el uso de energía para 2050.

La búsqueda de una trayectoria compatible con París reduciría las emisiones de Europa relacionadas con la energía en un 90% para 2050. Por el contrario, una implementación impecable de las políticas actuales hasta 2030 las reduciría en solo un 74% para 2050.

Integrar el transporte y la calefacción en un sistema energético basado en renovables es la próxima frontera que dará forma al futuro del sistema energético europeo.

La electrificación ambiciosa es asequible

El gasto energético en el escenario compatible con París sería del 2,7% del PIB anual de Europa hasta 2050, solo 0,5 puntos porcentuales más que en el escenario de electrificación acelerada. Este escenario reduciría los costes de la mitigación del cambio climático. Estos costes ascenderían al 0,86% del PIB anual de Europa. Por el contrario, no implementar este escenario implicaría costes que ascienden al 1,2% del PIB anual europeo.

La electrificación con renovables reduce el consumo energético

El escenario compatible con París significa un 33% de ahorro energético total hasta 2050. La demanda energética de los procesos industriales caería un 36%, un 18% la de los edificios y un 46% la demanda del transporte. En contraste, el escenario de electrificación acelerada significa solo un 30% de ahorro energético total hasta 2050. La demanda energética de los procesos industriales caería un 36%, y solo un 7% en edificios y un 51% en transporte.

Los procesos industriales son claves para cumplir el Acuerdo de París

El escenario compatible con París significa alcanzar una cuota del 86% de la electricidad en los procesos industriales para 2050, lo que reduciría el 88% de las emisiones relacionadas con la energía de los procesos industriales para dicho año. Pero el escenario de electrificación acelerada solo ofrece una participación del 62% de la electricidad en los procesos industriales para 2050 y solo reduciría las emisiones en un 70%.

Bombas de calor en edificios para impulsar el avance

El uso de bombas de calor eléctricas impulsará el ahorro energético y la reducción de emisiones. Aunque representan solo el 2% de la demanda de energía final actual de calefacción y refrigeración, se están expandiendo rápidamente.

En el escenario compatible con París, la electrificación de edificios comerciales sería del 78% para 2050. Por el contrario, en el escenario de electrificación acelerada, solo se alcanzaría el 62%. La electrificación de edificios residenciales sería del 59% para 2050. Por el contrario, en el escenario de electrificación acelerada, solo sería del 39%.

El escenario compatible con París reduciría el 70% de las emisiones relacionadas con la energía de los edificios para 2050, mientras que el escenario de electrificación acelerada solo reduciría las emisiones en un 50%.

Foto cortesía de | Photo courtesy of: WindEurope



Europe's energy future is electric

With ambitious Paris-compatible policies, Europe's electricity share in energy use could reach 62% in 2050. By contrast, even an impeccable implementation of current policies up to 2030 would yield only 51% of electricity share in energy use by 2050.

Pursuing a Paris-compatible trajectory would reduce Europe's energy-related emissions by 90% by 2050. By contrast, an impeccable implementation of current policies up to 2030 would reduce Europe's energy-related emissions by only 74% by 2050.

Integrating transport and heating into a renewables-based power system is the next frontier that will shape the future of Europe's energy system.

Ambitious electrification is affordable

Energy expenditure in the Paris-compatible scenario would be 2.7% of Europe's annual GDP to 2050, only 0.5 percentage points more than the accelerated electrification scenario. This scenario would reduce the costs of climate change mitigation. These costs would amount to 0.86% of Europe's annual GDP. By contrast, not implementing this scenario would involve costs amounting to 1.2% of Europe's annual GDP.

Renewables-based electrification drives down energy consumption

The Paris-compatible scenario means 33% in overall energy savings to 2050. Energy demand in industrial processes would fall 36%, 18% in buildings and 46% in transport. By contrast, the accelerated electrification scenario means only 30% in overall energy savings to 2050. Energy demand in industrial process would fall 36%, with only 7% in buildings and 51% in transport.

Industrial processes are key to meeting the Paris Agreement

The Paris-compatible scenario means reaching an 86% share of electricity in industrial processes by 2050, that would reduce 88% of energy-related emissions from industrial processes by 2050. But the accelerated electrification scenario only delivers a 62% share of electricity in industrial processes by 2050 and would only reduce emissions by 70%.

Heat pumps in buildings to drive breakthrough

The use of electric heat pumps will drive energy savings and emissions reductions. Although they represent only 2% of today's



La adopción masiva del transporte eléctrico tendrá lugar bajo todos los escenarios previsibles, pero necesitará políticas de apoyo

Las ventas de vehículos de pasajeros con motores de combustión interna alcanzarán su punto máximo en 2025, según las políticas actuales. De acuerdo con los escenarios de electrificación, tanto compatibles con París como acelerados, los vehículos eléctricos deberían representar el 95% de las nuevas ventas para 2035, y el 90% del transporte ferroviario debería ser eléctrico para 2030.

Según el escenario compatible con París, la demanda de hidrógeno podría ser de hasta 426 TWh/año, equivalente al 4,8% de la demanda energética en 2050, principalmente para calentar edificios y como combustible para el transporte por carretera. Sin embargo, la adopción de vehículos de hidrógeno requiere una mayor ambición política.

La energía eólica clave para la electrificación en el escenario compatible con París

La industria eólica podría instalar más de 20 GW/año en el período 2030-2050. A este ritmo, la energía eólica generaría 2.223 TWh de electricidad para 2050, equivalente al 36% de la generación eléctrica de Europa. El coste promedio de la inversión en eólica terrestre será de 1,1 M€/MW para 2050, una disminución del 30% respecto a la actualidad. El coste para la eólica marina sería de 2,2 M€/MW, cayendo un 23%.

Las energías renovables representarán entonces el 66% de la demanda de energía final de Europa, contribuyendo significativamente a una reducción del 90% en las emisiones de CO₂.

Electrificación: esencial para la óptima integración de renovables variables

La adopción masiva de baterías eléctricas para vehículos de pasajeros proporcionaría suficiente capacidad de almacenamiento a corto plazo para gestionar altas cuotas de energía eólica y solar, incluso si solo el 10% de la capacidad de las baterías de vehículos eléctricos estuviera disponible para la red.

Para marcos de tiempo más largos, el desarrollo de la tecnología *power-to-X* proporcionaría la capacidad de almacenamiento estacional requerida y se convertirá en una fuente importante de flexibilidad.

La gestión del futuro sistema energético requiere un cambio de paradigma en el uso de las tecnologías digitales.

Desarrollo de las redes eléctricas

Desarrollar más y más fuertes redes eléctricas es una condición previa a cualquier vía de electrificación y descarbonización en Europa. Europa necesitaría 12.000 GW-km/año de nuevas líneas eléctricas para 2050. El desarrollo significativo de tecnologías de corriente continua y líneas eléctricas en baja tensión impulsarán la expansión.

final energy demand for heating and cooling, they are quickly spreading.

In the Paris-compatible scenario, electrification in commercial buildings would be 78% by 2050. By contrast, under the accelerated electrification scenario, this would be only 62%. Electrification in household buildings would be 59% by 2050. By contrast, under the accelerated electrification scenario, this would be only 39%.

The Paris-compatible scenario would reduce 70% of energy-related emissions from buildings by 2050. But the accelerated electrification scenario would only reduce emissions by 50%.

The mass uptake of electric transport will take place under all foreseeable scenarios, but needs policies to sustain it

Sales of passenger vehicles with internal combustion engines will peak in 2025 under current policies. According to both the Paris-compatible and the accelerated electrification scenarios, electric cars should account for 95% of new sales by 2035, and rail transport should be 90% electric by 2030.

According to the Paris-compatible scenario, hydrogen demand could be up to 426 TWh/year - equivalent to 4.8% of energy demand in 2050 - mainly to heat buildings and as a fuel for road transport. However, the uptake of hydrogen cars requires further policy ambition.

Wind energy at the heart of electrification in Paris compatibility

Wind energy industry could install more than 20 GW/year from 2030-2050. At this rate, wind energy would generate 2,223 TWh of electricity by 2050, equivalent to 36% of Europe's power generation. Investment costs for onshore wind would average €1.1m/MW by 2050, a decrease of 30% from today. Offshore costs would be €2.2m/MW, a 23% decrease.

Renewables would then account for 66% of Europe's final energy demand, significantly contributing to a 90% reduction in CO₂ emissions.

Electrification: essential for the optimal integration of variable renewables

The massive uptake of electric batteries for passenger vehicles would provide enough short-term storage capacity for managing high shares of wind and solar PV, even if only 10% of EV battery capacity is made available to the grid.

For longer timeframes, power-to-X development would provide the required seasonal storage capacity and will become an important source of flexibility.

Managing the future energy system requires a paradigm change in the use of digital technologies.

Power grids deployment

Developing more and stronger power grids is a precondition of any electrification and decarbonisation pathway in Europe. Europe would need 12,000 GW-km/year of new power lines by 2050. Significant development of DC technologies and LV power lines will drive the expansion.



**Una pieza fundamental
en el sector eólico**

www.acerosurquijo.es



Aceros Urquijo
ACEROS ESPECIALES

La efectividad de un aerogenerador no sólo gira alrededor del viento. Hay muchas otras piezas fundamentales, como las que te ofrece Aceros Urquijo. Acero para engranajes, ejes piñones, ejes de salida, ejes de acoplamiento... piezas forjadas y laminadas en aceros especiales de construcción mecánica. Mas de 12.000 aerogeneradores avalan la calidad de sus productos altamente competitivos.

AMPLIA GAMA EN PRODUCTOS DE ACERO ESPECIAL PARA DIFERENTES SECTORES:



Avda. Gudarien, 15. 48970 Basauri (Bizkaia). T 944 269 504. F 944 269 303. E-mail: webmaster@acerosurquijo.es

GESTIÓN DE SINIESTROS EN PLANTAS DE ENERGÍAS RENOVABLES

LA GESTIÓN DE SINIESTROS EN PLANTAS DE ENERGÍAS RENOVABLES QUE HAN SUFRIDO UN EVENTO CUBIERTO POR LA PÓLIZA DE SEGUROS, ESTÁ MARCADA POR DOS CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES, QUE SON LA ESPECIFICIDAD DE ESTA TECNOLOGÍA Y LAS LIMITACIONES INHERENTES A LAS PÉRDIDAS DE INGRESOS PROPIAS DEL SECTOR ENERGÉTICO, CORREGIDAS Y AUMENTADAS POR LA LEGISLACIÓN ESPECÍFICA SOBRE SU RETRIBUCIÓN. LA ESPECIALIZACIÓN Y CONOCIMIENTO DEL MERCADO RENOVABLE RESULTA FUNDAMENTAL PARA DISPONER DE HERRAMIENTAS E IDEAS QUE PERMITAN RESOLVER LAS CONTINGENCIAS DE ESTAS TECNOLOGÍAS DE LA FORMA MÁS SATISFACTORIA PARA EL CLIENTE. CON UNA DILATADA EXPERIENCIA EN EL MERCADO DE SEGUROS PARA ENERGÍAS RENOVABLES, RSA ES CAPAZ DE RESPONDER A LOS RETOS QUE PLANTEA ESTE SECTOR, Y DE RESOLVER CON ÉXITO LA GESTIÓN DE SINIESTROS EN INSTALACIONES RENOVABLES.

El principal objetivo en la gestión de un siniestro de estas características consiste en recuperar la capacidad de generación en el menor plazo posible y con las mayores garantías para que la casuística no se vuelva a reproducir. En este sentido, existen tres puntos esenciales en la gestión que deben tenerse en cuenta:

- El tramitador debe situarse en el centro de la dirección del siniestro. El tramitador debe liderar las acciones encaminadas a la resolución del siniestro, comenzando por establecer contacto con el asegurado, de la mano del bróker por supuesto, y visitando, si se considera necesario, la planta siniestrada, para entender de primera mano las dificultades inherentes al siniestro en particular. Respecto al equipo de profesionales contratados para la gestión del siniestro, de los cuales el perito tasador es la figura preeminente, el tramitador debe actuar como coordinador de sus actuaciones y fuente de instrucciones para delimitar las actuaciones de cada uno de ellos.
- Selección de los expertos en función de las necesidades del siniestro. Un experto en causa resultará imprescindible para poder identificar el motivo o motivos por el que ha surgido el daño y, en consecuencia, poder recomendar al asegurado la adopción de medidas que permitan evitar su reaparición a futuro. Por otro lado, la determinación de la causa es un paso previo e imprescindible para poder determinar la cobertura de los daños bajo el contrato de seguro. También, para la minoración de los daños y el acortamiento del plazo de parada, resulta importante contar con expertos especializados, que puedan aportar recomendaciones e incluso dirigirlos para el caso de que el asegurado no cuente con los medios o experiencia necesaria para ello. También, para el cálculo de algunas pérdidas de beneficio puede ser interesante la incorporación de la figura del *"forensic accountant"*, muy presente en el mercado anglosajón del seguro pero poco habitual del mercado español.
- *Benchmarking* y acuerdos con empresas suministradoras de repuestos. Disponer de estos acuerdos prioritarios permitirá a la compañía proporcionar un plus de servicio al asegurado, facilitando la obtención de repuestos tanto en costes como en plazos.

Si el daño material puede ser relevante en un siniestro de una planta de tecnología renovable, mucho más importante puede llegar a ser la pérdida de ingresos derivados de la interrupción de la venta de energía, donde esta partida puede ser de entre el doble y diez veces el valor de los daños materiales. El supuesto de cálculo de la pérdida

CLAIMS MANAGEMENT FOR RENEWABLE ENERGY PLANTS

THE MANAGEMENT OF CLAIMS AT RENEWABLE ENERGY PLANTS THAT HAVE EXPERIENCED AN EVENT COVERED BY AN INSURANCE POLICY FEATURES TWO MAIN CHARACTERISTICS: THE PARTICULAR NATURE OF THIS TECHNOLOGY; AND THE IMPLICIT LIMITATIONS TO THE LOSS OF EARNINGS INHERENT TO THE ENERGY SECTOR, AMENDED AND ENHANCED BY THE SPECIFIC LEGISLATION GOVERNING REMUNERATION. THE SPECIALISATION AND KNOWLEDGE OF THE RENEWABLES MARKET IS ESSENTIAL IN ORDER TO HAVE TOOLS AND IDEAS AVAILABLE THAT CAN RESOLVE THE RISKS OF THESE TECHNOLOGIES IN THE MOST SATISFACTORY WAY POSSIBLE FOR THE CLIENT. WITH EXTENSIVE EXPERIENCE IN INSURANCE FOR RENEWABLE ENERGY, RSA IS ABLE TO MEET THE CHALLENGES FACING THIS SECTOR, SUCCESSFULLY MANAGING CLAIMS IN RENEWABLES INSTALLATIONS.

The primary objective in the management of a claim of this type consists of recovering generation capacity in the shortest possible time and with the best guarantees that the cause of the loss does not reoccur. In this regard, there are three basic points to the management that must be taken into account:

- The claims manager must be at the centre of the claims management process. They must lead actions designed to settle the claim, starting by establishing contact with the insured, via their broker of course, and visiting the plant where the claim occurred, if considered necessary, to gain a first-hand understanding of the difficulties inherent to the claim in question. As regards the team of professionals recruited to manage the claim, in which the loss adjuster plays a predominant role, the claims manager must coordinate the loss adjuster's actions and act as a source of instructions to define the tasks of each professional involved.
- Selecting experts depending on the needs of the claim. An expert in cause is essential to identify the reason or reasons why the damage has taken place and, consequently, to make recommendations to the insured over the adoption of measures that would avoid their future recurrence. Moreover, the establishment of the cause is a prior and necessary step in order to determine the damage cover provided by the insurance policy. The collaboration of specialised experts is important both to minimise damage and to shorten the downtime. Such experts offer recommendations and can even direct them in the event that the insured does not have the corresponding means or experience. In addition, to calculate the loss of profit, it can be useful to include the figure of the





de beneficio en las empresas de generación de energía es un caso especial dentro de esta cobertura, ya que las plantas raramente disponen de dispositivos que les permitan almacenar la energía (y si los tienen, como es el caso del almacenamiento mediante tanques de sales en las plantas termosolares, solo alcanzan a unas pocas horas equivalentes de producción). Por tanto, no existen *stocks* con los que suavizar el impacto de la pérdida de producción, implicando una pérdida automática de ventas. De ahí que la minimización de los periodos de parada, sea un objetivo fundamental en esta tecnología.

A ello hay que añadir que el último cambio legislativo sobre la retribución de las plantas renovables ha añadido un plus de dificultad en el cálculo de las pérdidas derivadas de un siniestro. Con el sistema original de retribución, en el cual las plantas recibían una prima fija sobre el precio de mercado, el resultado era que la unidad de energía disponía de un precio específico dentro de una horquilla con fluctuaciones poco significativas. Es decir, el tiempo de parada de la planta, en función del recurso renovable, permitía calcular el volumen de energía cuya venta se había perdido. Hecho esto, al volumen de energía se le aplicaba el precio unitario, obteniendo de forma directa el importe de venta perdido. En resumen, la pérdida de ventas era directamente proporcional al recurso de generación perdido.

Sin embargo, la introducción en la nueva retribución de términos como la retribución a la inversión, donde el paquete económico va vinculado a que la planta opere un número determinado de horas a lo largo del año natural, supone un incremento de la complejidad del cálculo de la pérdida de ingresos.

Adicionalmente, nos encontramos en un escenario donde no hay proporcionalidad de la pérdida de venta frente a la pérdida de recurso, dado que si los siniestros no llegan a impactar al cómputo de la retribución a la inversión, las pérdidas de la planta serán mínimas y asociadas al precio de mercado de la energía, mientras que si la paralización es elevada, se puede llegar a perder parcial o totalmente los ingresos derivados del término de retribución a la inversión. Dado que dicho término puede suponer para algunas plantas entre el 60 y el 80% de los ingresos anuales, la nueva legislación provoca que exista una polarización en el impacto de los siniestros que afectan a la capacidad de producción de la planta. El escenario actual puede llevar desde varias paradas pequeñas con un coste pequeño, a una única parada con un coste casi total de los beneficios de la misma.

forensic accountant in the process, widely used in the Anglo-Saxon insurance market but fairly uncommon in Spain.

- Benchmarking and agreements with replacement parts suppliers. The availability of these priority agreements allow the company to provide an added service to the insured, helping facilitate parts in terms of both cost and timing.

Although the material damage is important in a claim at a renewable technology plant, the loss of earnings arising from the interruption to the sale of energy can be far more significant, given that this balance sheet item could be between two and ten times the value of the material damage. The loss of profit calculation in power generation companies is a special case within this insurance cover, because plants rarely have devices available that allow them to store the energy (and if they do, as in the case of storage using molten salts tanks in CSP plants, only achieve a few equivalent hours of production). As such, there are no stocks available that could mitigate the impact of the loss of production, resulting in an automatic loss of sales. Hence the minimisation of downtime is a fundamental objective in this technology.

Moreover, the latest legislative amendment to the remuneration of renewable plants represents an additional impediment to calculating the losses arising from a claim. With the original remuneration system, in which the plants used to receive a fixed tariff on the market price, the result was a unit of energy with a specific price within a range, with fairly insignificant fluctuations. In other words, depending on the renewable resource, the plant's downtime could be used to calculate the volume of energy whose sale had been lost. Once calculated, the unit price was applied to the volume of energy, directly obtaining the amount of lost sales. In short, the loss of sales was directly proportional to the lost generation resource.

However, the introduction into the new remuneration system of concepts such as the investment subsidy, in which the economic package is linked to the plant operating for a specific number of hours throughout of the calendar year, means a more complex calculation for loss of earnings.

In addition, in this scenario, there is no proportionality of the loss of sales over the loss of resource, given that if the claims do not impact on the calculation of the investment subsidy, the losses for the plant will be minimal and linked to



the market price of the energy. However, if the stoppage is prolonged, the plant can end up partially or totally losing the earnings arising from the investment subsidy. Given that this concept can represent between 60 and 80% of the gross annual revenue for some plants, the new legislation means that there is a polarisation in the impact of the claims that affect the production capacity of the plant. The current scenario can result in several small stoppages, each involving a small cost or one single stoppage entailing almost the total amount of its profit.

Case study. Claim at a wind farm

As a result of an exceptionally intensive snowstorm, damage was caused to the transmission

lines and to the distribution transformer of a substation that covers the production of eleven wind farms, preventing the distribution of 380 MW.

Immediately following the claims notification by the insured, a claims manager travelled to the site of the substation to carry out a first-hand inspection and to assess the scope of the damage, accompanied by technicians from one of the expert companies in renewable energy with whom RSA usually works.

It was immediately obvious that the damage to the transformer and its repair would create a bottleneck in the operation of the wind farms, well beyond the time it would take to replace the collapsed lines. This 450 MVA capacity unit is not an apparatus that can be easily sourced from the stocks of electric machinery manufacturers. Repairing the damaged unit would take 10 months, equal to losses estimated at €65m.

While working to locate a replacement unit, the damaged transformer was dismantled for its repair off-site. The logistics for this type of transportation is delicate and requires special permits to undertake the journey to the workshops.

Meanwhile, a solution was sought to power the met masts in the affected wind farms so that they could continue recording wind measurements, essential so that the subsequent calculation of the lost energy production could be carried out.

To locate a replacement transformer, the company, along with the broker and the insured, made contact with different Spanish and international utilities and developers, to identify possible units with surplus capacity that could be replaced by other, lower output transformers but which are more widely available in the market.

Eventually, one month after the claim, an available transformer was located. However, it required transporting a distance of 400 km to destination. Having obtained the corresponding permits from the local administrations, 2 km of the access track to the site of the available unit had to be paved.

Caso real. Siniestro en un parque eólico

Como consecuencia de una tormenta de nieve de excepcional intensidad, se produjeron daños en las líneas de transporte y en el transformador de evacuación de una subestación aglutinadora de la producción de once parques eólicos, impidiendo la evacuación de 380 MW.

Inmediatamente tras la notificación del siniestro por parte del asegurado, un tramitador se desplazó a la localización de la subestación para inspeccionar de primera mano y evaluar el alcance de los daños, en compañía de los técnicos de una de las empresas expertas en energías renovables con las que habitualmente trabaja RSA.

Enseguida quedó patente que los daños en el transformador y su reparación iban a suponer el cuello de botella para la puesta en marcha de los parques, muy por encima del plazo de reposición de las líneas colapsadas. Este equipo, de 450 MVA de potencia, no es un aparato que pueda localizarse fácilmente entre los stocks de los fabricantes de maquinaria eléctrica. La reparación del equipo dañado suponía un periodo de 10 meses, lo que equivalía a unas pérdidas aproximadas de 65 M€.

Mientras se trabajaba en la localización de un equipo de repuesto, se procedió al desmontaje del transformador dañado para su reparación fuera de la subestación. La logística para esta clase de transportes es delicada y requiere de permisos especiales para la realización del recorrido hasta los talleres.

Entretanto, se buscó la forma de energizar las torres meteorológicas de los parques afectados, de forma que se pudiese continuar con el registro de las mediciones de viento, fundamentales para poder realizar posteriormente el cálculo de las pérdidas de producción de energía.

Para la localización de un transformador de sustitución la compañía, de la mano del bróker y del asegurado, llevó a cabo contactos con diferentes utilities y promotores, tanto a nivel nacional como internacional, para identificar posibles equipos con capacidad sobranante que pudieran ser reemplazados por otros transformadores de menor potencia pero mayor disponibilidad en el mercado.

Finalmente, un mes después del siniestro, se consiguió localizar un transformador disponible. No obstante, el transporte afrontaba una distancia de 400 km hasta el lugar de destino.

Tras la obtención de los permisos correspondientes ante las administraciones, fue necesario asfaltar 2 km de la pista de acceso al lugar donde se encontraba el equipo disponible.

Posteriormente, el transporte en tren debió realizarse por la noche para evitar interferir con el resto de tráfico de mercancías. El motivo de ello fue que el recorrido del convoy se realizaba por vía electrificada y las dimensiones del transformador obligaban a realizar el desmontaje y retirada de la catenaria, el paso del convoy y posteriormente la reposición de la catenaria previo al comienzo del tráfico del día siguiente.

Alcanzado el punto final del transporte en tren, a 25 km del punto de destino, fue necesario organizar el paso del convoy a través de una población, sin disponer de rutas alternativas para rodearla.

Finalmente, el transformador de repuesto alcanzó la subestación y, tras las tareas de instalación, conexión y pruebas pertinentes, quedó listo para entrar en servicio cuando ya habían transcurrido 3 meses desde el acaecimiento del siniestro.

Durante los 7 meses que el transformador de repuesto estuvo instalado en la subestación, se consiguió salvar una producción de energía equivalente a 45 M€.

A pesar del éxito de la operación, la compañía fue capaz de localizar un segundo transformador disponible, negociando un contrato de alquiler preventivo para el caso de que se produjese una incidencia en el primer aparato de repuesto.

Una vez el transformador original hubo sido reparado, se trasladó nuevamente a la subestación y se realizó el intercambio de éste por el de repuesto, que reemprendió su trayecto de vuelta a su localización de origen salvando las mismas dificultades que durante el trayecto de ida.

Durante el periodo que duró el incidente del transformador, los parques pudieron funcionar a pleno rendimiento durante el 70% del tiempo de la incidencia.

Como se puede comprobar con este ejemplo, la especialización y conocimiento del mercado renovable resulta fundamental para disponer de herramientas e ideas que permitan resolver las contingencias de esta tecnología de la forma más satisfactoria para el cliente.



Next, the train transport had to take place at night to avoid interference with other goods traffic. The reason for this was that the convoy was being moved along electrified lines and the dimensions of the transformer meant that the catenary had to be dismantled and removed to enable the convoy to pass underneath. The catenary then had to be replaced before traffic started the next day.

At the end of the train journey, 25 km away from the final destination, it was necessary to organise for the convoy to pass through a town as no alternative routes were available to bypass it.

The replacement transformer eventually reached the substation and once the corresponding installation, connection and testing tasks were completed, it was ready to enter into service with 3 months having elapsed since the claim took place.

Over the 7 months in which the replacement transformer was installed in the substation, a saving in energy production equivalent to €45m was achieved.

Despite the success of the operation, the company managed to locate a second available transformer, negotiating a preventive lease contract in the event an incident occurred with the first replacement unit.

Once the original transformer had been repaired, it was taken back to the substation and exchanged for the replacement unit, which embarked on its journey home, despite the same difficulties as its outbound route. Over the period the transformer incident lasted, the wind farms were able to operate at full efficiency for 70% of the time.

As this example shows, the specialisation and knowledge of the renewables market is essential in order to have tools and ideas available that can resolve the risks of these technologies in the most satisfactory way possible for the client.



Enrique Lujan

Responsable de Siniestros de Construcción & Ingeniería en RSA España
Head of Construction & Engineering Claims at RSA Spain

CORROSIÓN EN INSTALACIONES RENOVABLES MARINAS: UN DESAFÍO Y UNA OPORTUNIDAD

EL PROYECTO NESSIE, FINANCIADO POR EL FONDO MARÍTIMO Y DE PESCA DE LA UE, TIENE EL OBJETIVO DE PONER EN MARCHA ENTRE CONSORCIOS PARA DESARROLLAR PROYECTOS DEMOSTRATIVOS DE SOLUCIONES CONTRA LA CORROSIÓN EN INSTALACIONES DE APROVECHAMIENTO DE RENOVABLES MARINAS EN EL MAR DEL NORTE. EL PROYECTO SURGE DEL TRABAJO DE LOS SOCIOS DEL PILOTO EN ENERGÍA DE LA INICIATIVA EUROPEA VANGUARD (VI), QUE PERSIGUE CONVERTIR A LA UE EN LÍDER MUNDIAL EN FABRICACIÓN DE COMPONENTES PARA INSTALACIONES DE ENERGÍA MARINA. DENTRO DEL CONSORCIO IMPULSOR DEL PROYECTO PARTICIPAN DOS SOCIOS ESPAÑOLES, EL CLUSTER VASCO DE LA ENERGÍA Y LA FUNDACIÓN ASTURIANA DE LA ENERGÍA, QUIEN SE ENCARGA DE LA COMUNICACIÓN. ESTE ARTÍCULO RESUME ALGUNOS DE LOS RESULTADOS DEL ESTUDIO MULTIDISCIPLINAR LLEVADO A CABO EN EL PROYECTO.

NeSSIE está impulsando la transferencia de las mejores prácticas y tecnologías en el campo de las soluciones anticorrosión, aprovechando las capacidades industriales de las regiones participantes, abarcando desde las cadenas de valor más maduras hasta pymes de sectores emergentes. Busca convertir los desafíos que plantea la corrosión en la industria de las renovables marinas en aplicaciones industriales y oportunidades comerciales, a través de la cooperación estratégica en la cadena de valor.

Para alcanzar este ambicioso objetivo, el proyecto ha lanzado una Convocatoria de Retos para conectar a los desarrolladores de proyectos con empresas innovadoras de toda Europa pertenecientes a la cadena de suministro que puedan aportar soluciones. Esta convocatoria se ha estructurado en dos pasos. Esta convocatoria se ha estructurado en dos pasos.

El primero consistió en la apertura de un proceso de planteamiento de los problemas que se encuentran las empresas con instalaciones renovables en el Mar del Norte en el ámbito de la corrosión. En el segundo paso, consistió en la presentación de soluciones a dichos problemas por parte de empresas proveedoras de servicios.

En el primer paso, fueron seleccionados tres propietarios de instalaciones marinas (SSE, Atlantis y EMEC) que solicitaban posibles soluciones a la corrosión y/o al uso de nuevos materiales. Uno de ellos operador de parques eólicos marinos, otro de plantas de corrientes marinas y el tercero un centro de pruebas de dispositivos de aprovechamiento de energías renovables marinas.

Como paso previo a esta convocatoria, en el proyecto se desarrolló una hoja de ruta sobre los desafíos que presentan los sistemas anticorrosión, y se identificaron oportunidades de mercado.

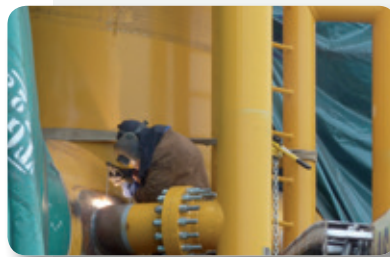
Energías renovables marinas

Según las proyecciones actuales de la demanda mundial de electricidad, ésta seguirá siendo la forma de energía final de mayor crecimiento en todo el mundo, con un crecimiento anual del 2,1% para el período 2012-2040. El sistema energético mundial necesita descarbonizarse. Para ello, la UE proyecta un *mix* de generación de energía primaria en 2050 dividido equitativamente entre fuentes fósiles y no fósiles, llegando para esa misma fecha a las cero emisiones de CO₂ en el sector eléctrico. En este escenario, se estima que las renovables marinas jugarán un papel importante; en 2050 el 20% de la eólica será marina, impulsada por decisiones políticas y económicas⁽¹⁾.

⁽¹⁾ Energy Transition Outlook, DNV-GL, 2018

CORROSION IN OFFSHORE RENEWABLES INSTALLATIONS: A CHALLENGE AND AN OPPORTUNITY

THE AIM OF THE NESSIE PROJECT, FINANCED BY THE EUROPEAN MARITIME AND FISHERIES FUND, IS TO ENCOURAGE CONSORTIA TO DEVELOP DEMO PROJECTS TO FIND ANTI-CORROSION SOLUTIONS FOR OFFSHORE RENEWABLES INSTALLATIONS IN THE NORTH SEA. THE PROJECT BUILDS ON THE WORK OF THE PARTNERS OF THE ENERGY PILOT ACTION OF EUROPE'S VANGUARD INITIATIVE (VI) WHICH FOCUSES ON MAKING THE EU THE GLOBAL LEADER IN MANUFACTURING COMPONENTS FOR OFFSHORE ENERGY APPLICATIONS. TWO SPANISH PARTNERS FORM PART OF THE CONSORTIUM HEADING UP THE PROJECT: THE BASQUE ENERGY CLUSTER AND FAEN, THE ENERGY FOUNDATION OF ASTURIAS WHICH IS ALSO RESPONSIBLE FOR PROJECT COMMUNICATION. THIS ARTICLE SUMMARISES SOME OF THE RESULTS OF A MULTIDISCIPLINARY STUDY UNDERTAKEN AS PART OF THE PROJECT.



NeSSIE is boosting a flow of best practices and technologies in the field of anti-corrosion solutions, taking advantage of the industrial capacities of the participating regions, encompassing both the more mature value chains and SMEs in emerging

sectors. The aim is to transform the challenges presented by corrosion in the Offshore Renewable Energy (ORE) industry into industrial applications and business opportunities, via strategic cooperation throughout the value chain.

To achieve this ambitious objective, the project launched a Competition Call process to bring together the developers of projects with innovative businesses involved in the supply chain all over Europe, in order to provide solutions. The call was structured into two steps.

The first comprised opening a process to address the problems of corrosion facing companies with renewables installations in the North Sea. The second stage comprised the presentation of solutions to these problems by service providers.

The first stage of the call selected three project developers: Scottish and Southern Energy (SSE), Simec Atlantis Energy and the European Marine Energy Centre (EMEC), all of which had requested possible solutions to corrosion and/or the use of new materials in their different fields of operation, respectively: offshore wind turbines; tidal turbines; and test systems for the wave sector.

As an initial stage prior to the call, the project developed a roadmap on the challenges present in anti-corrosion system to identify market opportunities.

Offshore renewable energies

According to current projections for world electricity demand, electricity is set to remain the fastest growing final form of energy worldwide, growing by 2.1% per year over the period 2012-2040. The world's energy system needs to decarbonise. The EU projects a primary energy mix by 2050 split equally between fossil and non-fossil sources, achieving zero CO₂ emissions for

Technology SEA Experts

Jacket and floating foundations
AC and HVDC Substations



 **Navantia**
www.navantia.es

Repuestos y materiales de reparación para turbinas eólicas.

Todo directamente en un mismo canal de suministro.

Como distribuidor especializado en la industria eólica, suministramos todos los productos para el mantenimiento y reparación de turbinas eólicas desde un mismo canal de suministro.

Contáctenos:

info@windsourcing.com

+49 (0)40 98 76 88 00

 **WIND
SOURCING.COM**

WINDSOURCING.COM GmbH · Hoheluftchaussee 52 · 20253 Hamburg · Germany · www.windsourcing.com

Los desafíos del mercado para que las renovables marinas alcancen o aumenten su potencial de implantación son variados, y se basan en la combinación de desafíos técnicos y no técnicos.

La Agenda de Investigación Estratégica para la Energía Oceánica, con la participación de más de 200 expertos y profesionales de 150 organizaciones de la UE, ha definido los desafíos prioritarios para el sector de las renovables marinas, habiendo identificado hasta 14 prioridades. La fiabilidad y capacidad de supervivencia del dispositivo es una de estas prioridades.

La vida útil de los dispositivos depende de los materiales, componentes y sistemas utilizados, así como de los programas de mantenimiento. Una gran parte de los costes de operación y mantenimiento, entre el 15 y el 30% del coste total del ciclo de vida de un parque eólico marino, se debe a las piezas de repuesto que deben ser sustituidas por problemas de corrosión en estructuras metálicas.

Los dispositivos deben ser compatibles con el entorno marino y resistentes a entornos hostiles, incluyendo:

- Corrosión (acelerada por la presencia de cloruros y microorganismos en el agua de mar).
- Cargas físicas e impacto.
- Exposición a la radiación UV.
- Temperaturas extremas bajo cero.
- Crecimiento marino y *biofouling*.
- Excrementos de aves (pueden degradar químicamente los recubrimientos).

Desarrollo, caracterización, mejora y uso de materiales, tratamientos de metales y tecnologías de monitorización, son fundamentales para que los dispositivos puedan sobrevivir y ser fiables.

Problemas de corrosión en estructuras eólicas marinas

El análisis que se presenta a continuación, está realizado en base a un estudio de las publicaciones existentes y diversas entrevistas con expertos de la industria, por lo que no debe considerarse como un informe exhaustivo.

Se distingue entre estructuras de acero primarias y secundarias. El acero primario incluye componentes estructurales como la cimentación y la torre, cuyo fallo podría amenazar la integridad de toda la estructura. Las estructuras de acero secundarias son componentes importantes, pero cuyo fallo no dará como resultado un colapso total de la estructura.

Acero primario

En la zona atmosférica, no se han reportado problemas significativos de corrosión. Los recubrimientos utilizados actualmente proporcionan una protección adecuada para la vida útil requerida. No hay signos de fallo importante en el recubrimiento.

En la zona de salpicadura, se observan daños de recubrimiento y corrosión. En general, el daño del recubrimiento no es resultado de la degradación del recubrimiento. Los recubrimientos usados son, generalmente, de alta calidad, cumplen con los estándares relevantes



the electricity sector by that same date. In this scenario, ORE is estimated to play a major role: 20% of the wind energy will be offshore by 2050, driven by both political and economic factors⁽¹⁾.

Market challenges for ORE to reach or increase their deployment potential are varied and are based on the combination of technical and non-technical challenges.

The Strategic Research Agenda for Ocean Energy, which involves more than 200 experts and professionals from 150 organisations across the EU, has defined the priority challenges for the ORE sector, identifying some 14 priorities. Device reliability and survivability is one such priority.

The materials, components and systems used, as well as maintenance programmes, all impact on device lifetime. A large part of operation and maintenance (O&M) costs, between 15% and 30%

of the total lifecycle cost of an offshore wind farm, is due to parts that must be replaced as a result of corrosion in metal structures.

The devices need to be compatible with the marine environment and resistant to the harsh conditions, including:

- Corrosion (accelerated by the presence of chlorides and microorganisms in seawater).
- Physical loads and impact.
- Exposure to UV-radiation.
- Extreme sub-zero temperatures.
- Marine growth and biofouling.
- Bird droppings (can chemically degrade coatings).

Developing, characterising, improving and using the right materials, metal treatments and monitoring technologies are key to making ORE devices survivable and reliable.

Corrosion issues in offshore wind structures

The following analysis was based on a study of existing publications and a range of interviews with industry experts, and therefore should not be considered as an exhaustive account.

A distinction is made between primary and secondary steel structures. Primary steel includes structural components such as the foundation and tower, whose failure could threaten the integrity of the entire structure. Although secondary steel structures are also important components, their failure will not result in a total collapse of the structure.

Primary steel

In the atmospheric zone, no significant corrosion issues have been reported. The coatings currently used provide adequate protection for the required lifetime. There are no signs of major coating failure.

In the splash zone, coating damage and corrosion is observed. In general, this damage is not the result of coating degradation. The coatings used are generally of a high quality that comply with the relevant standards and provide the required anti-corrosion protection. If there is local damage to a coating, this can often be linked to either mechanical damage (impacts by floating objects or service boats) or improper application. It has also been observed that the coating thickness in the

y proporcionan la protección requerida contra la corrosión. Si un revestimiento está dañado localmente, a menudo se puede vincular a daños mecánicos (impactos de objetos flotantes o botes de servicio) o una aplicación inadecuada. También se ha observado que el espesor del recubrimiento en la zona de salpicadura puede disminuir con el tiempo, como resultado de la acción de pulido de las olas. Sin embargo, esto se puede tomar en cuenta fácilmente en la etapa de diseño. Como el daño y la corrosión del recubrimiento en esta zona se deben principalmente a daños mecánicos, un recubrimiento más flexible y tolerante al daño podría ser una solución.



splash zone may decrease over time, as a result of the grinding action of waves. However, this can easily be taken into account in the design stage. As coating damage and corrosion in this zone are mainly due to mechanical damage, a more flexible and damage-tolerant coating could be a solution.

To reduce the levelised cost of energy (LCOE), attempts are made to reduce the cost of the coating system, without compromising durability. A reduction to the coating thickness is proposed to reduce the number of layers, rather than the amount of material used, thus bringing down the cost: fewer layers take less time to apply so savings are made given that the labour cost is much higher than the cost of the paint. In

principle, a reduction in the number of layers in the coating system would be effective, however it does raise questions as regards reliability.

Para reducir el LCOE, se intenta reducir el coste del sistema de recubrimiento, sin comprometer la durabilidad. Se plantea reducir el espesor del recubrimiento, reduciendo el número de capas, lo que reduce los costes, no por el uso de menos material, sino por el menor número de horas necesario para su aplicación (el coste de mano de obra es mucho más alto que el coste de la pintura). Por tanto, en principio, una reducción del número de capas en el sistema de revestimiento sería efectiva; si bien trae consigo una cuestión de fiabilidad.

In a multi-layer system, a defect in an individual layer does not necessarily result in a coating defect, thus the multi-layer system is relatively tolerant to application defects. In a single layer system, a layer defect evidently results in a coating defect. Moving to coating systems with fewer layers is therefore a question of quality control. The widespread acceptance of single layer coatings might involve the development of a control mechanism to verify that the coating is defect-free over the entire surface of the structure (not just during spot checks).

En un sistema multicapa, un defecto en una capa no resulta, necesariamente, en un defecto de recubrimiento, lo que hace que el sistema multicapa sea relativamente tolerante a los defectos de aplicación. En un sistema monocapa, un defecto de capa resulta, evidentemente, en un defecto de recubrimiento. Por tanto, pasar a sistemas de recubrimiento con menos capas es una cuestión de control de calidad. La aceptación generalizada del uso de recubrimientos monocapa, podría implicar el desarrollo de un mecanismo de control para verificar que el recubrimiento no presente defectos en toda la extensión de la estructura (no solo en las inspecciones puntuales).

In the submerged zone, the foundation structure has a cathodic protection (with or without an additional coating). If properly designed, this effectively prevents corrosion however there are some points that should be highlighted:

En la zona sumergida, la estructura de la cimentación está protegida por protección catódica (con o sin revestimiento adicional). Si se diseña correctamente, esto evita efectivamente la corrosión. Sin embargo, hay algunos puntos a destacar:

Microbiologically-Influenced Corrosion (MIC) around the mudline. Although MIC poses a threat, it is unclear how foundations could be protected against it. There is no conclusive evidence showing whether or not impressed current cathodic protection helps to prevent MIC or not (also below the mudline) and what the required protection potential is (now generally taken at -950mV). Coatings may be a solution however, foundations are hammered into the ground, often through the layer of scour protection deposited on the sea bed. The question remains whether the coating integrity is not compromised after such aggressive treatment.

Corrosión microbológica alrededor de la línea de lodo. Aunque representa una amenaza, no está claro cómo podrían protegerse las bases contra ella. No hay evidencia concluyente que demuestre si la protección catódica con corriente impresa ayuda o no a prevenirla (también por debajo de la línea de barro) y cuál es el potencial de protección requerido (ahora se toma generalmente 950 mV). Los recubrimientos pueden ser una solución. Pero los cimientos se clavan en el suelo, a menudo a través de la capa de protección contra socavación depositada en el lecho marino. La pregunta sigue siendo si la integridad del recubrimiento no se ve comprometida después de un tratamiento tan agresivo.

Corrosion on the inside of monopile foundations. It was initially believed that such corrosion did not occur as monopiles were sealed and considered airtight. In such an enclosure, oxygen would be rapidly used up, thereby preventing corrosion. However, it has been shown that seawater and oxygen do penetrate into the monopile, making some form of anti-corrosion protection necessary.

Corrosión en el interior de cimientos monopilotes. Inicialmente se creía que no se daba corrosión en el interior de los monopilotes. Estos eran sellados y se consideraban herméticos debido a que en su interior el oxígeno se agotaría rápidamente, evitando la corrosión. Sin embargo, se ha demostrado que el agua de mar y el oxígeno penetran en el monopilote, lo que hace necesario algún tipo de protección contra la corrosión.

Ésta puede ser un recubrimiento, una protección catódica o una combinación de ambos. En el caso de que se



usen ánodos de aleación de aluminio para protección catódica, el pH del agua de mar puede caer a niveles ácidos, haciendo que la protección catódica sea inefectiva. Para evitar esto, debe asegurarse que el agua de mar en el monopilote se pueda refrescar mediante la acción de las mareas. Cuando ocurre corrosión en el interior del monopilote, se debe prestar especial atención a las soldaduras en las que se pueden producir fisuras y picaduras.

Acero secundario

La importancia de la corrosión del acero secundario es a menudo subestimada. Una gran parte de los costes de mantenimiento debidos a la corrosión pueden asignarse a la reparación de estructuras de acero secundario.

This can be a coating, a cathodic protection or a combination of both. In the event aluminium alloy anodes are used for cathodic protection, the seawater pH can drop to acidic levels, rendering the cathodic protection ineffective. To avoid this, the seawater in the monopile has to be refreshed by tidal action. When corrosion inside the monopile does occur, special attention should be paid to welds where cracking and pitting can occur.

Secondary steel

The importance of secondary steel corrosion is often underestimated. A large part of the maintenance costs due to corrosion can be attributed to the repair of secondary steel structures.

Aproximación de barcos <i>Boat landing</i>	Los recubrimientos utilizados actualmente en estas zonas no pueden hacer frente a la fricción, el impacto y la carga mecánica producida por los barcos de servicio. Como resultado, muestran daños severos en el revestimiento y corrosión, por lo que es necesario un mantenimiento constante. <i>The coatings currently used in boat landing zones cannot cope with the friction, impact and mechanical loads produced by the service boats. As a result, these areas show severe coating damage and corrosion, making constant maintenance necessary.</i>
Barandillas, bordes de plataforma, escotillas <i>Railings, platform borders, hatches</i>	Componentes sujetos a daños debido al uso frecuente para actividades de inspección y mantenimiento, y al levantamiento de material. <i>These components are often subject to damage from frequent use by inspection and maintenance activities, and for hoisting material.</i>
Conexiones atornilladas, esquinas y áreas de difícil acceso <i>Bolted connections, corners and hard-to-reach areas</i>	Áreas difíciles de recubrir, propensas a fallos tempranos de recubrimiento. Como solución, se podría utilizar una forma de protección activa. <i>Areas that are difficult to coat are prone to early coating failures. As a solution, a form of active protection could be used.</i>
Fijación de la rejilla <i>Grating fixation</i>	Las rejillas a menudo se fijan a la estructura de soporte con pernos que se atornillan en bloques de acero inoxidable, soldados a los soportes de acero al carbono. Estas soldaduras son difíciles de preparar en términos de rugosidad de la superficie, lo que resulta en una mala adhesión del recubrimiento. Un recubrimiento con una mejor adhesión a superficies rugosas proporcionaría una solución. También se están utilizando soluciones de conexión alternativas. En fijaciones con tuercas y tornillos, se puede plantear corrosión galvánica. <i>Gratings are often fixed to the support structure with bolts that are screwed into stainless steel blocks, welded to the carbon steel supports. These welds are difficult to prepare in terms of surface roughness, resulting in poor coating adhesion. A coating with a better adhesion to lower rough surfaces would provide a solution. Alternative connection solutions are also being used. In fixations using nuts and bolts, galvanic corrosion may be observed.</i>
Accesorios temporales <i>Temporary accessories</i>	Algunos accesorios de acero secundarios solo se utilizan durante la instalación (por ejemplo, extracción de cables). Para reducir costes, a menudo se toman medidas de protección contra la corrosión menos estrictas en estos accesorios. Como el accesorio ya no es necesario, la corrosión de estas estructuras puede no considerarse un problema. Sin embargo, los productos de corrosión por escorrentía pueden promover la degradación del revestimiento de estructuras de acero primarias o secundarias más importantes. <i>Some secondary steel attachments are only used during installation (e.g. cable removal). To reduce costs, less stringent corrosion protection measures are often taken with these accessories. As the accessory is no longer needed, corrosion of these structures may not be considered an issue. However, run-off corrosion products that cover the coated structure below may promote coating degradation of more important primary or secondary steel structures.</i>

Aunque a menudo se descuidan en el debate sobre la corrosión, componentes funcionales como el generador y los dispositivos electrónicos que también la sufren. Los costes de reparación y piezas de repuesto pueden ser significativos. Para reducir el LCOE, también se debe considerar la gestión de la corrosión de estos componentes.

Soluciones de reparación

No importa el rendimiento del sistema de revestimiento seleccionado, nunca será posible evitar completamente todos los daños. Por tanto, se requieren soluciones eficientes de reparación de recubrimientos. Muchos productos de recubrimiento especifican condiciones de superficie muy estrictas para su aplicación: rugosidad de la superficie, humedad y concentración de sal. En el entorno marino es muy difícil, si no imposible, cumplir estos requisitos. Los sistemas de revestimiento de alta tolerancia a la condición de la superficie tienen un gran potencial de mejora para facilitar los trabajos de mantenimiento.

Although often neglected in the wider corrosion debate, functional components such as the generator and electronic devices also suffer. The costs of repair and parts can be significant. In order to reduce the LCOE, the corrosion management of these components needs to be considered.

Repair solutions

No matter how well the selected coating system performs, it will never be possible to completely avoid all damage. Therefore, efficient coating repair solutions are also required. Many coating products specify very strict surface conditions for applications, including surface roughness, humidity and salt concentration. In the offshore environment, it is often very difficult, if not impossible, to comply with these requirements. Coating systems with a high tolerance to the surface condition have great potential to improve and facilitate maintenance tasks.

Francesco Matteucci, Jeroen Tacq, Giulia Masi, Leonore van Velzen & Mark Laurie
Proyecto NeSSIE | NeSSIE project

The image features a large, close-up view of a white wind turbine blade and nacelle. The blade is the primary focus, with a glowing blue and purple digital overlay that resembles a network or data stream. The background is a bright, clear sky. The overall aesthetic is clean, modern, and technological.

Plataforma EnVentus™

Conectando **legado** con **innovación**

The Vestas logo is printed in blue on the white nacelle of the wind turbine, positioned centrally between the blade and the tower.

La plataforma **EnVentus™** de Vestas representa una nueva generación tecnológica de aerogeneradores. Combina la tecnología probada de sus plataformas de 2 MW, 4 MW y 9 MW (offshore) con una modularidad avanzada, lo que permite reducir el coste de la energía de forma más eficiente y fiable. Sus dos primeras turbinas, la V162-5.6 MW y la V150-5.6 MW, permiten responder mejor a las necesidades específicas de cada territorio y mercado, aprovechando las ventajas de escala y una mayor optimización de toda la cadena de valor.

Más información en vestas.com/EnVentus

Wind. It means the world to us.™

NUEVA GENERACIÓN TECNOLÓGICA DE AEROGENERADORES

VESTAS HA PRESENTADO RECIENTEMENTE LA PLATAFORMA ENVENTUS, QUE SUPONE OTRO GRAN PASO DE LA COMPAÑÍA EN SU ESFUERZO POR REDUCIR EL COSTE NIVELADO DE LA ENERGÍA (LCOE). ESTA NUEVA GENERACIÓN DE AEROGENERADORES COMBINA LA TECNOLOGÍA PRUBADA DE SUS PLATAFORMAS DE 2 MW, 4 MW Y 9 MW (MARINA) CON UNA MODULARIDAD AVANZADA, LO QUE PERMITE REDUCIR EL COSTE DE LA ENERGÍA DE FORMA MÁS EFICIENTE Y FIABLE.

EnVentus conecta en una sola plataforma cuatro décadas de innovación, utilizando la experiencia y conocimiento que proporcionan a Vestas sus más de 100 GW de potencia eólica instalada. La nueva plataforma pone de manifiesto los beneficios de la inversión en I+D y la recopilación de grandes volúmenes de datos.

La plataforma EnVentus estará inicialmente disponible en dos modelos: los aerogeneradores V150-5.6 MW y V162-5.6 MW, que, juntos, cubrirán condiciones de viento alto, medio y bajo. Basada en un diseño modular avanzado, EnVentus proporciona un rango más amplio de configuraciones para dar una mejor respuesta a las necesidades del cliente en materia de personalización y reducción del coste de la energía.

EnVentus es la primera plataforma que Vestas presenta desde 2011. Su lanzamiento permitirá crear ventajas de escala y oportunidades de optimización para dar respuesta a las necesidades de los clientes, actuando en toda la cadena de valor, desde los ciclos de diseño hasta el transporte.

Estas son sus principales características:

Modularidad avanzada. La filosofía de diseño detrás de la arquitectura de la plataforma EnVentus es la modularidad avanzada, que mejora la flexibilidad de las soluciones Vestas. En la práctica, esto significa que al combinar módulos de turbina estándar, Vestas puede ofrecer soluciones más personalizadas. Además, en lugar de cambiar todo el diseño del aerogenerador, las interfaces entre los módulos están bloqueadas. Esto permite aislar los cambios en los módulos del aerogenerador y, por tanto, permite ventajas de escala y eficiencia a través de componentes más estandarizados.

Convertidor full-scale. El diseño probado de Vestas del convertidor modular *full-scale* ahora se adaptará a los aerogeneradores En-

NEXT GENERATION OF WIND TURBINE TECHNOLOGY

VESTAS HAS RECENTLY PRESENTED ITS ENVENTUS PLATFORM WHICH REPRESENTS ANOTHER SIGNIFICANT STEP FORWARD IN THE COMPANY'S CONTINUOUS EFFORTS TO LOWER THE LEVELISED COST OF ENERGY (LCOE). THIS NEW GENERATION OF WIND TURBINES COMBINES THE PROVEN TECHNOLOGY OF VESTAS' 2 MW, 4 MW AND 9 MW (OFFSHORE) PLATFORMS WITH ADVANCED MODULARITY, BUILDING A FOUNDATION THAT RELIABLY AND EFFICIENTLY REDUCES THE COST OF ENERGY.

EnVentus connects four decades of wind energy innovation in a single platform, using the experience and knowledge represented by Vestas' more than 100 GW of installed wind turbine capacity. The new platform demonstrates the benefits of investments in R&D and the gathering of huge volumes of wind data.

The EnVentus platform will initially be available in two variants, V150-5.6 MW and V162-5.6 MW, together covering low, medium and high wind conditions. Based on an advanced modular design, EnVentus provides a wider range of turbine configurations that can better meet customer needs as regards customisation and the reduction in the cost of energy.

As Vestas' first platform to be introduced since 2011, the launch of EnVentus aims to create increased scale advantages and optimised opportunities to respond to customer's needs, acting throughout the value chain from design cycles to transportation.

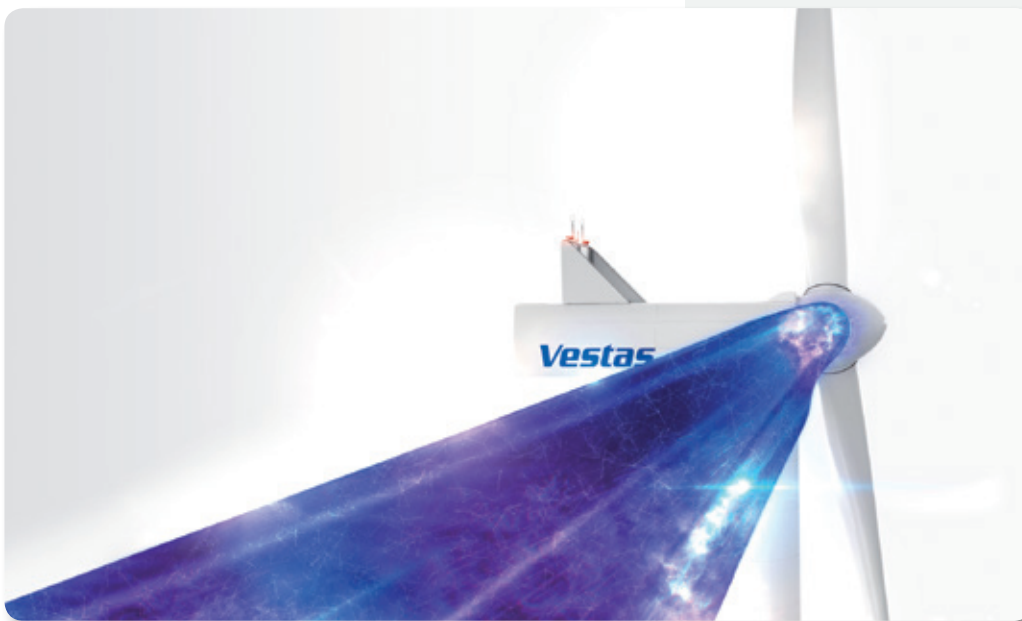
The main features of the platform are as follows:

Advanced modularity. The design philosophy behind the EnVentus platform architecture is advanced modularity, which enhances the flexibility of Vestas' solutions. In practice, this means that by combining standard turbine modules, Vestas can offer more customised solutions. In addition, instead of changing the entire turbine design, interfaces between the modules are locked. This enables changes to the turbine modules to be isolated and thereby allows scale and efficiency advantages through more standardised components.

Full-scale converter. Vestas' proven design of the full-scale modular converter will now be adapted to the EnVentus

turbines, facilitating more agile learning curves and faster improvement of the electrical interfaces of all turbine variants. The converter improves grid compliance across turbines, increasing the variety of turbines suitable for a site and therefore maximising the opportunities for value engineering and site optimisation.

Permanent magnet generator. EnVentus' permanent magnet generator combines the experience and proven solutions from Vestas' in-house 2 MW platform and



Ventus, facilitando curvas de aprendizaje más ágiles y una mejora más rápida de las interfaces eléctricas de todas las variantes de aerogenerador. El convertidor mejora el cumplimiento de códigos de red de los aerogeneradores, aumentando la variedad de aerogeneradores adecuados para un sitio y maximizando, por tanto, las oportunidades para la ingeniería de valor y la optimización del sitio.

Generador de imanes permanentes. El generador de imanes permanentes de EnVentus combina la experiencia y las soluciones probadas de la plataforma interna de 2 MW de Vestas y de los diseños de 4 MW de forma inteligente. Su diseño magnético y su concepto de refrigeración avanzada permiten eliminar la necesidad de elementos pesados de tierras raras, lo que permite un mayor control de costes y estabilidad de la cadena de suministro.

Multiplicadora de velocidad media. El concepto de multiplicadora de velocidad media conocido de la plataforma de 9 MW se ha optimizado para adaptarse a la plataforma EnVentus. El tren de accionamiento de velocidad media se integró por primera vez en el aerogenerador V164-8.0 MW, que luego se actualizó a una nueva versión de aerogenerador con una calificación más alta que se ha convertido en el aerogenerador más potente del mundo; probando la escalabilidad del diseño de la multiplicadora de velocidad media.

Transformador inmerso en líquido. El transformador sumergido en líquido tiene una alta densidad de potencia, lo que significa que puede transformar voltajes más altos al tiempo que mantiene una huella compacta. Su ubicación en la parte superior de la torre del transformador permite lograr eficiencias en los recursos de transporte para la góndola y reducir las pérdidas en la transmisión eléctrica.

Estructura compacta de la góndola. La plataforma EnVentus introduce tamaños de rotor más grandes dentro de los límites de tensión mecánica a través de un diseño de tren de accionamiento compacto, rotor corto en voladizo y la distribución optimizada de cargas estructurales resultante, y por tanto aumenta la eficiencia estructural (es decir, menos requisitos de acero para la misma carga).

Diseño de pala tipo cáscara estructural con larguero único. EnVentus optimiza los diseños aerodinámicos y aeroacústicos de las plataformas de 2 MW y 4 MW a través de palas pre-curvadas, fabricadas con carcasa estructural y diseñadas con un solo larguero y pultrusiones de carbono.

Los nuevos modelos V162-5.6 MW y V150-5.6 MW

Los dos primeros modelos de la plataforma, V162-5.6 MW y V150-5.6 MW, podrán utilizarse globalmente y se suman a la amplia gama



4 MW designs in a smart fashion. Its magnetic design and advanced cooling concept make it possible to remove the need for heavy rare earth elements, enabling further cost control and supply chain stability.

Medium-speed gearbox. The medium-speed gearbox concept known from the 9 MW platform has been optimised to adapt to the EnVentus platform. The medium-speed drivetrain was first integrated in the V164-8.0 MW turbine, which was later upgraded to a new turbine version with a higher rating to make it the most powerful wind turbine in the world, and thereby proving the scalable nature of medium-speed gearbox design.

Liquid-immersed transformer. The liquid-immersed transformer has a high power density, meaning that it can transform higher voltages while maintaining a compact footprint. Its location in the upper part of the transformer tower can achieve efficiencies in transportation resources for the nacelle and reduce losses in the electrical transmission.

Compact nacelle structure. The EnVentus platform introduces larger rotor sizes within the mechanical stress limits through a compact drivetrain design, short rotor overhang and the resulting optimised distribution of structural loads, thereby increasing the structural efficiency (i.e. less steel requirements for the same load).

Single structural web and shell-blade design. EnVentus optimises the aerodynamic and aeroacoustic designs of the 2 MW and 4 MW platforms through pre-bent blades, manufactured with a structural shell and designed with single web and carbon pultrusions.

The new V162-5.6 MW and V150-5.6 MW variants

The platform's first two variants, V162-5.6 MW and V150-5.6 MW, will be globally applicable and add to the extensive range of Vestas' existing 2 MW and 4 MW platform turbines, giving an unbeatable combination of turbines to achieve maximum efficiency in any specific location. Both models are equipped with a full-scale converter, capable of responding to the most complex grid requirements in different markets. The converter is combined with a permanent magnet generator for maximum system efficiency and the entire system is balanced by a medium-speed drivetrain.

With a swept area of over 20,000m², the V162-5.6 MW offers the largest rotor size in onshore wind to achieve industry-

de aerogeneradores de las plataformas de 2 MW y 4 MW ya existentes, proporcionando una inigualable combinación de aerogeneradores para obtener el máximo rendimiento en cualquier localización. Ambos modelos están equipados con un convertidor *full-scale*, capaz de dar respuesta a los requisitos de red más complejos en diferentes mercados. El convertidor se combina con un generador de imanes permanentes para lograr la máxima eficiencia del sistema. Todo el sistema se equilibra con un tren de potencia de velocidad media.

Con un área de barrido de más de 20.000 m², la V162-5.6 MW presenta el mayor rotor en tecnología eólica terrestre, para ofrecer una producción energética líder en la industria. Combinada con un alto factor de capacidad, el modelo V162-5.6 MW proporciona un aumento del 26% de producción energética anual en comparación con el V150-4.2 MW, dependiendo de las condiciones específicas de la localización del parque. Esto es especialmente relevante en condiciones de viento medias y bajas, pero también es aplicable a velocidades de viento altas, en función de las condiciones del sitio. El primer prototipo del V162-5.6 MW se espera que esté instalado a mediados de 2020, para su posterior producción en serie ese mismo año.

La V150-5.6 MW utiliza un rotor de 150 m, ya existente en la gama de producto de Vestas, y lo adapta a velocidades de viento más altas, ampliando su aplicabilidad en el mercado. Combinado con un generador mayor, el aerogenerador aumenta la producción anual de energía en un 30% comparado con el modelo V136-4.2 MW, dependiendo de las condiciones específicas del sitio. Es especialmente adecuado para condiciones de viento medio y alto. El primer prototipo del V150-5.6 MW será instalado durante la segunda mitad de 2019, para su posterior producción a mediados de 2020.

Vestas se convierte en la primera compañía en instalar 100 GW

A finales de 2018, Vestas alcanzó un nuevo récord en sus 40 años de historia con la instalación de un aerogenerador V110-2.0 MW en el proyecto "Wind XI" de MidAmerican Energy en Iowa, EE.UU., alcanzando los 100 GW de aerogeneradores instalados en todo el mundo. Desde la instalación del aerogenerador V10-30 kW en Dinamarca en 1979, Vestas ha instalado más de 66.000 aerogeneradores en unos 80 países, y ha desempeñado un papel clave en el desarrollo de la energía eólica.

En el camino hacia los 100 GW, Vestas ha contribuido a la continua evolución tecnológica de la energía eólica, que ha visto incrementada su eficiencia hasta convertirse en la fuente de electricidad más barata en muchos mercados en los. Además, ha contribuido a evitar la emisión de más de 100 Mt de CO₂ a la atmósfera.

Superando el umbral de los 100 GW, Vestas ha instalado aproximadamente el 10% del teravatio de capacidad eólica y solar instalado en todo el mundo.



leading energy production. When paired with a high capacity factor, the V162-5.6 MW offers 26% higher annual energy production compared to the V150-4.2 MW, depending on site-specific conditions. It is particularly suited to low and medium wind conditions, but also has extensive applicability in high average wind speeds depending on local conditions. The first V162-5.6 MW prototype is expected to be installed in mid-2020, with serial production later that year.

The V150-5.6 MW uses the existing 150m rotor from the Vestas product range and applies it to higher wind speeds, extending its market applicability. When combined with its higher generator rating, the turbine increases the annual energy production potential by 30% over the V136-4.2 MW model depending on site-specific conditions. It is particularly designed for medium to high wind conditions. The first V150-5.6 MW prototype will be installed in the second half of 2019, while serial production is scheduled for mid-2020.

Vestas becomes the first company to install 100 GW

In late 2018, Vestas set a new record in its 40 years of history with the installation of a V110-2.0 MW turbine for MidAmerican Energy's "Wind XI" project in Iowa, US, achieving 100 GW of wind turbines installed worldwide. Since the installation of the V10-30 kW turbine in Denmark in 1979, Vestas has installed over 66,000 turbines in around 80 countries and has been a key player in the deployment of wind power.

On its journey towards this 100 GW milestone, Vestas has contributed to the continuous technological evolution of wind power, which has seen its efficiency increase to a level that has made it the cheapest form of electricity in many markets, in addition to helping avoid the emission of over 100 Mt of CO₂ into the atmosphere.

By crossing this 100 GW threshold, Vestas has installed approximately 10% of the world's total 1 TW of installed wind and solar capacity.

FuturENERGY

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

Revista de hoy para los profesionales de hoy
Magazine of today for professionals of today



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

www.futureenergyweb.es • www.futureenergyweb.com
www.futureenergy.com.mx

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



EN PIE FRENTE AL VIENTO

A UNOS 45 KILÓMETROS MAR ADENTRO DESDE LAS PLAYAS DE ARENA DE LA ISLA DE BORKUM, EN EL NORTE DE ALEMANIA, Y A UNA ALTURA DE ALREDEDOR DE 100 M, LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA ALEMANA PARA ALEJARSE DE LOS COMBUSTIBLES CONVENCIONALES GIRA SILENCIOSA PERO IMPRESIONANTE. AQUÍ ES DONDE, EN UN ÁREA DE 47 KILÓMETROS CUADRADOS, EL FABRICANTE DE AEROGENERADORES GE RENEWABLE ENERGY HA COMPLETADO EL PARQUE EÓLICO MARINO MERKUR CON 66 AEROGENERADORES HALIADE 150-6 MW. EN CADA AEROGENERADOR DE ESTE PARQUE EÓLICO MARINO, DIFERENTES COMPONENTES DE KTR AYUDAN A MAXIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA, ASÍ COMO A GARANTIZAR LA SEGURIDAD DE LOS TÉCNICOS DE MANTENIMIENTO Y DEL PROPIO AEROGENERADOR, CUANDO ES NECESARIO REALIZAR TAREAS DE MANTENIMIENTO EN SU INTERIOR.

Los 66 aerogeneradores Haliade de 150-6 MW, con un diámetro de rotor de 150 m, pueden suministrar energía verde anualmente a medio millón de hogares y, al hacerlo, evitan la producción de casi 570.000 toneladas de dióxido de carbono y 13.500 toneladas de óxidos de nitrógeno.

Cuando las condiciones se complican en alta mar

Además del rendimiento, GE afirma que también son importantes otras características de estos aerogeneradores marinos, fabricados en Saint-Nazaire, Francia. Éstas incluyen la ausencia de multiplicadora y el diseño redundante de componentes sensibles, el uso de rodamientos sofisticados de mínimo desgaste, así como la construcción robusta de toda la unidad. Todos estos aspectos son necesarios cuando se considera cómo puede ser de impredecible el ambiente marino.

En casi todos los aerogeneradores del parque eólico marino Merkur, se han instalado frenos de yaw de la serie KTR-STOP. Su propósito es alinear de manera óptima el aerogenerador para lograr capturar la mayor energía posible del viento. La góndola, en la parte superior de la torre del aerogenerador, puede girar 360 grados. Entre la torre y la góndola, hay ocho frenos de yaw accionados hidráulicamente, cada uno con una fuerza de sujeción de hasta 542 kN que garantizan que el aerogenerador mantenga su posición.

Cuando cambia la dirección del viento, la fuerza de sujeción de los frenos disminuye y la góndola se vuelve a alinear: si los frenos se

STANDING UP TO THE WIND

SOME 45 KILOMETRES OUT TO SEA FROM THE SANDY BEACHES OF THE NORTH GERMAN ISLAND OF BORKUM AND AT A HEIGHT OF AROUND 100 METRES, THE GERMAN ENERGY TRANSITION AWAY FROM CONVENTIONAL FUELS IS QUIETLY YET IMPRESSIVELY TURNING. IN AN AREA COVERING 47KM², THIS IS WHERE WIND TURBINE MANUFACTURER GE RENEWABLE ENERGY HAS COMPLETED THE MERKUR OFFSHORE WIND FARM WITH 66 HALIADE 150-6 MW WIND TURBINES. EVERY TURBINE IN THIS OFFSHORE WIND FARM IS EQUIPPED WITH KTR COMPONENTS THAT HELP MAXIMISE ENERGY PRODUCTION AS WELL AS GUARANTEEING THE SAFETY OF MAINTENANCE TECHNICIANS AND THE TURBINE ITSELF WHEN MAINTENANCE TASKS HAVE TO BE PERFORMED INSIDE THE MACHINE.

The 66 Haliade 150-6 MW wind turbines, with a rotor diameter of 150 m, can annually supply around half a million households with green energy and, in doing so, avoid the production of almost 570,000 tonnes of carbon dioxide and 13,500 tonnes of nitrogen oxides.

When it gets rough on the high seas

Apart from performance, GE states that other features of the offshore turbines manufactured in Saint-Nazaire in France are also important. These include the absence of a gearbox and the redundant design of sensitive components, the use of sophisticated minimum-wear bearings as well as the robust construction of the entire unit. All these aspects are necessary when considering the unpredictability of the marine environment.

KTR-STOP series yaw brakes are installed in almost every wind turbine in the Merkur offshore wind farm. Their purpose is to optimally align the wind turbine in order to achieve the best possible wind harvesting. The nacelle on the top of the wind turbine tower can rotate through 360 degrees. Between the nacelle and the tower, there are eight hydraulically-driven yaw brakes, each with a clamping force of up to 542 kN that guarantee the wind turbine maintains its position.

When the wind direction changes, the clamping force of the brakes is diminished and the nacelle realigns. If the brakes



Made for Motion



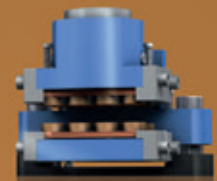
SISTEMAS Y COMPONENTES PARA TURBINAS EÓLICAS FABRICADOS POR KTR



Acoplamiento de láminas de acero
RADEX®-N



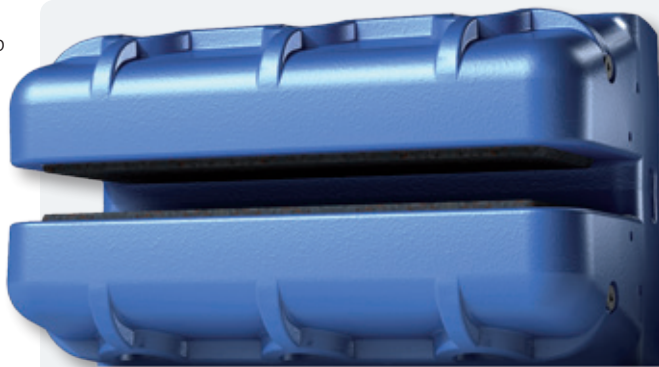
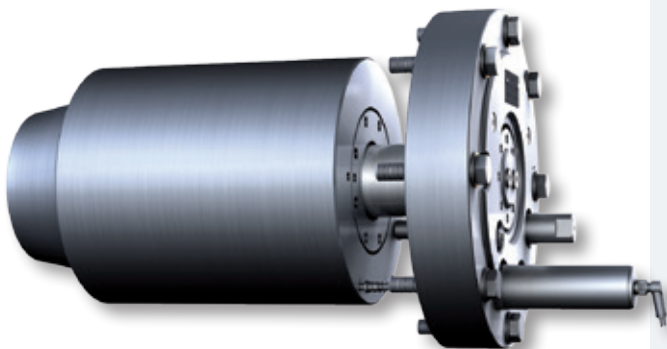
Sistema de refrigeración
MMC eco



Frenos
EMB-STOP® y KTR-STOP®

vuelven a activar, se pueden parar los accionamientos. Si bien esto es similar al sistema stop-start, tal realineación requiere un sistema de frenos de bajo desgaste, con fuerzas de bloqueo correspondientemente altas para proteger de forma permanente los sistemas contra la tensión y la torsión involuntaria. Para este fin, los frenos están equipados con un sistema automatizado de control del desgaste, que reduce los gastos de mantenimiento y, por consiguiente, los costes operativos.

Con el fin de ofrecer la máxima protección a los profesionales que realizan tareas mantenimiento, los aerogeneradores Haliade incorporan un sistema de bloqueo de KTR. Gracias a este componente, el rotor se inmoviliza con el uso de pernos de gran tamaño. Al mismo tiempo, un sistema odométrico electrónico se asegura de que las palas del rotor no puedan moverse. Esta importante adición garantiza que, si los expertos tienen que entrar en el aerogenerador, el rotor esté absolutamente parado.



re-engage, the drives can be switched off. Although similar to the stop-start system, such realignment necessitates a low-wear brake system with correspondingly high locking forces in order to protect the systems permanently against strain and unintentional twisting. To this end, the brakes are equipped with an automated wear-monitoring system which reduces service expenditure and consequently operating costs.

So as to offer maximum protection to maintenance work professionals, the Haliade turbines incorporate a locking system from KTR. Thanks to this component, the rotor is immobilised with the use of massive bolts. At the same time, an electronic odometric system makes sure that the rotor blades are unable to move. This important addition guarantees that, should experts have to enter the turbine, the rotor is at a complete standstill.



Stéphane Olivier

Ingeniero de Ventas, KTR Francia | Sales Engineer, KTR France

KTR abre una nueva planta de fabricación de refrigeradores en China KTR opens a new cooler production plant in China

Desde principios de 2019, KTR fabrica en su nueva planta de producción de refrigeradores en Jiaxing, China, refrigeradores para la industria eólica, así como para otros sectores como maquinaria de obra pública, además de refrigeradores aceite/aire para hidráulica estacionaria.

En octubre de 2018 comenzó la fabricación de los primeros prototipos en la nueva nave, que ocupa una superficie aproximada de 9.000 m² en Jiaxing, a unos 100 km al suroeste de Shanghai. Se ha programado la utilización de aproximadamente 200 t/mes de aluminio de alta calidad en la fabricación de sistemas de refrigeración para las industrias mencionadas. Para ello, KTR ha invertido en maquinaria de última generación.

La nueva fábrica puede producir incluso lotes pequeños mediante procesos altamente automatizados y, en consecuencia, con un elevado nivel de calidad. Un requisito previo es la estrecha colaboración de los ingenieros de diseño y desarrolladores de la sede central de KTR, en Rheine, con los especialistas en fabricación de Jiaxing.

Esta nueva planta de producción de refrigeradores es la confirmación de la política de expansión en China con la que KTR se ha comprometido. En 2016 comenzó a funcionar en el país la planta de acoplamientos y frenos de Jiaxing. Con una superficie total de 30.000 m² combina producción, montaje y logística, así como capacidades de I+D para segmentos de producto concretos. KTR tiene previsto establecer Jiaxing como centro de fabricación y logística para suministrar a todo el este y sudeste asiáticos soluciones de accionamiento a medida.



KTR has been manufacturing coolers for the wind power industry at its new plant in Jiaxing, China since the start of 2019, as well as supplying other sectors such as public works machinery, in addition to oil/air coolers for stationary hydraulics.

Manufacture of the first prototypes started in October 2018 in the new industrial unit, which covers an area of some 9,000 m² in Jiaxing, about 100 km to the south-west of Shanghai. Around 200 t/month of high quality aluminium is expected to be used to produce cooling systems for these industries. For this, KTR has invested in latest generation machinery.

The new factory can even produce small batches using highly automated processes that consequently offer a high level of quality. One prerequisite is the close collaboration of design engineers and developers at KTR's headquarters in Rheine with the manufacturing specialists in Jiaxing.

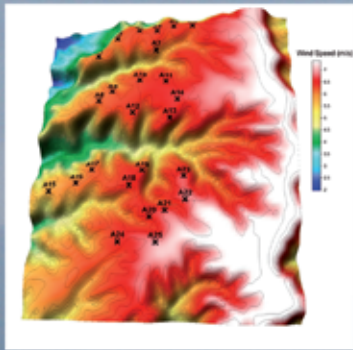
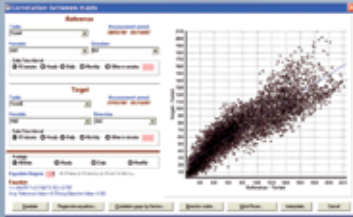
This new cooler production plant endorses the expansion policy in China to which KTR has committed. The Jiaxing plant for couplings and brakes started operating in 2016. With a total surface area of 30,000 m² it combines production, assembly and logistics, as well as R&D capabilities for specific product segments. KTR aims to establish Jiaxing as the production and logistics centre to supply the whole of East and South-East Asia with customised drive solutions.

Ingeniería y Consultoría Explotación

Operation Engineering Consultancy



Energías Renovables y
Desarrollos Alternativos



RECURSO EÓLICO Y SOLAR / WIND AND SOLAR RESOURCE ASSESSMENT

Estimación / *Energy Yield assessment*
Estudios clase emplazamiento
Site Class characterization
Configuración de proyecto / *Micrositing*
Análisis de incidencias / *Analysis of incidents*
Mapas regionales y mesoescala
Regional & mesoscale maps

INGENIERÍA / *ENGINEERING*

Ingeniería de proyectos / *Project engineering*
Dirección de construcción
Construction management
Sistemas híbridos / *Hybrid systems*
Energía Eólica/Solar PV
Wind Power/Photovoltaic solar energy
Biomasa / *Biomass*

DUE DILIGENCE / PERITAJES - INVESTIGACIÓN SINIESTROS *DUE DILIGENCE / ROOT CAUSE ANALYSIS*

INSPECCIONES Y ANÁLISIS DE RENDIMIENTO DE INSTALACIONES / *INSPECTIONS AND PERFORMANCE ANALYSIS AND OPTIMIZATION OF POWER PLANTS*

Disponibilidad / *Availability*
Lucro cesante / *Loss of energy/profit*
Curva de potencia
Power Curve Analysis
Análisis de rendimiento / *Performance analysis*

OPERACIÓN DE INSTALACIONES / *ASSET MANAGEMENT*

www.ereda.com

**Ereda actualmente da soporte en España,
Europa Oriental, Latinoamérica, África y Asia.**

***Ereda currently provides support in Spain,
Eastern Europe, Latin America, Africa and Asia.***

Empresa registrada por AENOR. ISO 9001, ER-1648/2009
AENOR-registered company. ISO 9001, ER-1648/2009



EREDA

Av. Marqués de Monistrol, 7 • 28011 Madrid • Tel.: +34 915 01 47 55

TOMA DE DECISIONES EN LA GESTIÓN DE ACTIVOS MEDIANTE EL ANÁLISIS DEL RENDIMIENTO DE PARQUES EÓLICOS

EN LOS ÚLTIMOS AÑOS, EL MERCADO DE LA ENERGÍA RENOVABLE HA SUFRIDO CAMBIOS SIGNIFICATIVOS QUE HAN LLEVADO A PRESTAR CADA VEZ MÁS ATENCIÓN A LA GESTIÓN DE ACTIVOS PARA OPTIMIZAR LAS DECISIONES SEGÚN LA HORA DE OPERACIÓN, EL COMPORTAMIENTO DEL VIENTO, EL PRECIO DE LA ENERGÍA, LAS INSTRUCCIONES DEL OPERADOR DE LA RED, ETC.

En los últimos 10 años, muchos actores del sector han denunciado una desviación de la producción real de los parques eólicos respecto a lo previsto en la financiación del proyecto de aproximadamente un 10%. Se han realizado diferentes estudios para aclarar e identificar las principales fuentes de desviación, principalmente: velocidad del viento, representatividad del largo plazo, disponibilidad de aerogeneradores, desviación de la curva de potencia, sobreestimación del perfil del viento, degradación de instalaciones, estimación de pérdidas.

La mejora de la disponibilidad y el rendimiento de los aerogeneradores se convierten en una prioridad, en la medida en que son unos de los pocos elementos gestionables después de la puesta en servicio de un parque eólico. El análisis del rendimiento representa un instrumento importante para la toma de decisiones en la gestión de activos y la organización de actividades diarias de operación y mantenimiento. La experiencia de Energías RENovables y Desarrollos Alternativos (EREDA) en la gestión de activos en parques eólicos muestra que mediante el análisis de rendimiento se pueden optimizar las actividades y aumentar los ingresos.

Además de la detección de anomalías y la supervisión del cumplimiento de los compromisos contractuales, el análisis de rendimiento permite a los propietarios y operadores de los parques eólicos la identificación de los problemas más importantes. Este enfoque se puede utilizar para programar las actividades de mantenimiento de manera más eficaz:

- Reducción de las actividades de mantenimiento correctivo urgente después de paradas de aerogeneradores.
- Previsión de resultados de producción (y financieros) para el futuro.
- Tener en cuenta tanto los OEM como otros proveedores de equipos para mejorar la producción de energía.

Mediante esta estrategia, se pueden emprender acciones correctivas planificadas, junto con el mantenimiento preventivo, cuando la velocidad del viento esperada es menor, los precios del mercado son más bajos o cuando se puede esperar una reducción de la potencia solicitada por los operadores de la red.

La operación de los parques eólicos debe estar orientada a obtener la máxima disponibilidad basada en producción cuando las condiciones de precios son más favorables. Este es el parámetro que mejor describe la eficiencia técnica y financiera de las inversiones en energía eólica. Por este motivo, el funcionamiento de los parques eólicos debe orientarse generalmente en alcanzar la máxima disponibilidad basada en energía. Los informes periódicos de rendimiento deben elaborarse para analizar toda la información disponible, dar soporte al mantenimiento predictivo, conocer la condición real del parque eólico y decidir los aspectos en los cuales debería ser mejor centrar los

TAKING ASSET MANAGEMENT DECISIONS THANKS TO WIND FARM PERFORMANCE ANALYSIS

OVER RECENT YEARS, THE RENEWABLE ENERGY MARKET HAS SUFFERED SIGNIFICANT CHANGES WHICH HAVE RESULTED IN MORE ATTENTION BEING PAID TO ASSET MANAGEMENT IN ORDER TO OPTIMISE DECISIONS ON THE HOUR OF OPERATION, WIND BEHAVIOUR, PRICE OF ENERGY, GRID OPERATOR INSTRUCTIONS AND SO ON.

In the last 10 years, some have called for a deviation of actual energy yield of wind farms over that forecast in the project finance of approximately 10%. Different studies have been undertaken in order to clarify and allocate the main sources of deviation, mainly: wind speed, long term representativeness, wind turbine availability, power curve deviation, wind profile overestimation, degradation of facilities and loss estimation.

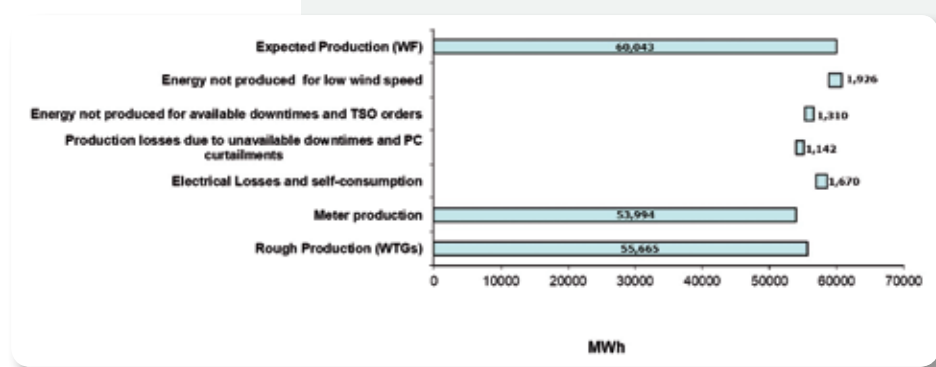
Improved wind turbine availability and performance becomes a priority, insofar as it is one of the few manageable items once the wind farm has been commissioned. Performance analysis represents an important instrument for taking decisions on asset management and the organisation of daily O&M activities. EREDA's experience in wind farm asset management shows that thanks to the performance analysis, activities can be optimised and revenues increased.

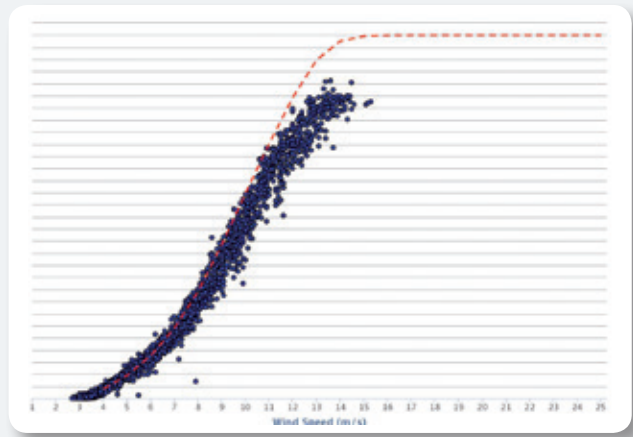
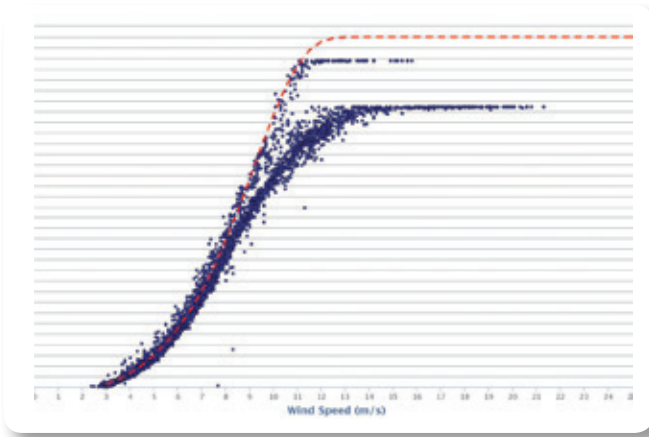
In addition to detecting anomalies and overseeing compliance with contractual commitments, the performance analysis allows wind farms owners and managers to identify and focus on the most important problems. This approach can be used to schedule corrective actions:

- Reducing urgent corrective maintenance activities following wind turbine stoppages.
- Forecasting production (and financial) results for the future.
- Considering OEMs and other equipment providers in order to enhance power production.

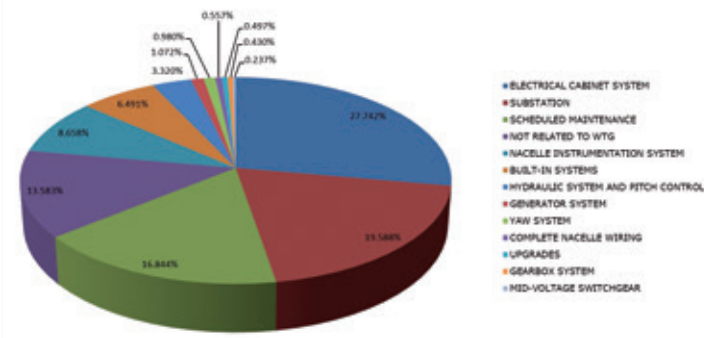
By means of this strategy, planned corrective actions can be undertaken, together with preventive maintenance, when the expected wind speed has dropped, when market prices are lower or when the power curtailment requested by grid operators can be expected.

Wind farm operation should be geared towards achieving the maximum energy based on availability at the best pricing terms. This is the parameter that describes the technical and financial efficiency of the investment in wind power. For this reason, the operation of the wind farms is usually oriented towards achieving the maximum energy based on availability.





Loss of Income per subsystem(%)



Regular performance reports should be drawn up to analyse all the information available, to support the predictive maintenance task, understand the actual status of the wind farm and decide on which issues should be the focus of attention as regards operation and maintenance activities.

Experience shows that detailed analysis and management of the operation of the wind farm requires an effort and resources which are widely compensated by obtained benefits, as the performance analysis can detect losses from 1 to 5%.

The activities need to be monitored in order to achieve optimal conditions and performance. EREDA undertakes the physical inspection as well as a comprehensive

esfuerzos de las actividades de operación y mantenimiento. La experiencia muestra que el análisis detallado y la gestión de la operación del parque eólico requieren un esfuerzo y recursos que son ampliamente compensados por los beneficios obtenidos, dado que el análisis de rendimiento puede detectar pérdidas de entre un 1 y un 5%.

La supervisión de las actividades es necesaria para alcanzar un conocimiento de las instalaciones y un rendimiento óptimos. EREDA realiza la inspección física y el análisis exhaustivo de todos los datos, así como el análisis de rendimiento para obtener una mejora del funcionamiento y del rendimiento energético de las instalaciones. EREDA posee algoritmos computacionales y software dedicado para el análisis sistemático de todos los datos disponibles.

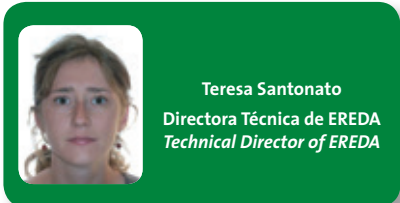
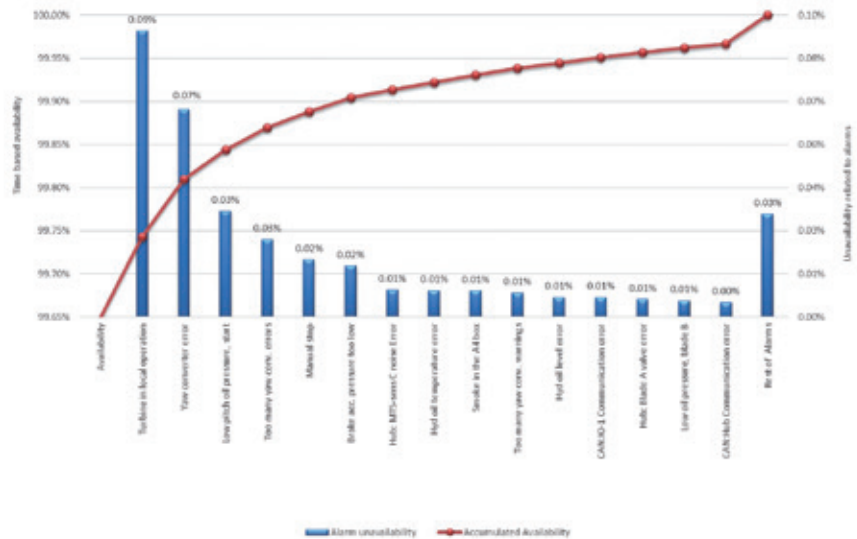
La categorización de las pérdidas de producción y disponibilidad por alarmas proporciona la base para dirigir los esfuerzos hacia los aspectos más críticos de la operación del parque eólico.

En una aplicación de esta estrategia llevada a cabo por EREDA en un parque eólico de 42 MW, el beneficio total de la clara reducción de costes o de la mejora del beneficio (compensaciones, aplicaciones de seguros adecuadas, etc. además de mejoras de planificación y gestión) superó los 750.000 € en el primer año de supervisión.

data analysis and performance assessment in order to obtain an improvement in the condition and the energy yield of the facilities. The company benefits from proprietary computational algorithms and dedicated software for this systematic analysis.

Categorising production and availability losses by alarms provides the basis to direct efforts towards the most critical aspects of wind farm operation.

In one case where the strategy offered by EREDA was applied to a 42 MW wind farm, the overall gain of clearly reducing costs or improving benefits (compensations, proper insurance applications, etc., in addition to an improved planning and management) exceeded €750,000 in the first year of supervision.



FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE EFICIENCIA ENERGÉTICA Y RENOVABLES EN LA INDUSTRIA

LA ENERGÍA ES UN RECURSO CLAVE PARA LA INDUSTRIA PORQUE SE UTILIZA EN MÚLTIPLES PROCESOS DE TRANSFORMACIÓN Y CONSERVACIÓN DE LOS PRODUCTOS. EL CONSUMO DE ENERGÍA SUPONE UNA PARTE SIGNIFICATIVA DE SUS COSTES DE PRODUCCIÓN Y TAMBIÉN ES EL CAUSANTE DE LA MAYOR PARTE DE LA HUELLA DE CARBONO GENERADA. EL PROYECTO TRUSTEE, FINANCIADO POR LA UNIÓN EUROPEA EN EL MARCO DEL PROGRAMA H2020, TIENE COMO OBJETIVO FACILITAR LA FINANCIACIÓN DE PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES Y DE EFICIENCIA ENERGÉTICA EN INDUSTRIAS EN QUE, RESULTANDO VIABLES, NO CUENTAN CON LAS CONDICIONES DE FINANCIACIÓN ADECUADAS PARA PERMITIR SU IMPLEMENTACIÓN REAL.

La industria representa en torno al 25% de la demanda final de energía de la UE. Del total de la demanda energética industrial, el calor de proceso supone un consumo de 1.920 TWh, representando el 60% de la demanda industrial, más aún equivale al 18% de la demanda de energía final de la UE, y al consumo de electricidad combinado de España, Alemania, Francia y Reino Unido.

¿A qué nos referimos cuando hablamos de calor de proceso en la industria? Hablamos de vapor, agua caliente o cualquier medio caliente/muy caliente producido para ser utilizado en un proceso industrial. Por ejemplo en la industria alimentaria el calor de proceso se emplea en procesos de: secado, pasteurización, esterilización, cocinado, o limpieza. En la industria textil el calor de proceso se emplea por ejemplo en procesos de tinto, lavado, etc. Pero en definitiva el calor de proceso es común a la mayoría de procesos industriales.

La demanda de calor de proceso varía significativamente de un sector industrial a otro, de acuerdo con los datos manejados por los responsables del proyecto TrustEE, esta demanda es del 40% en maquinaria y transporte, del 60% en la industria de alimentación y bebidas y del 75% en la industria siderúrgica (hierro y acero).

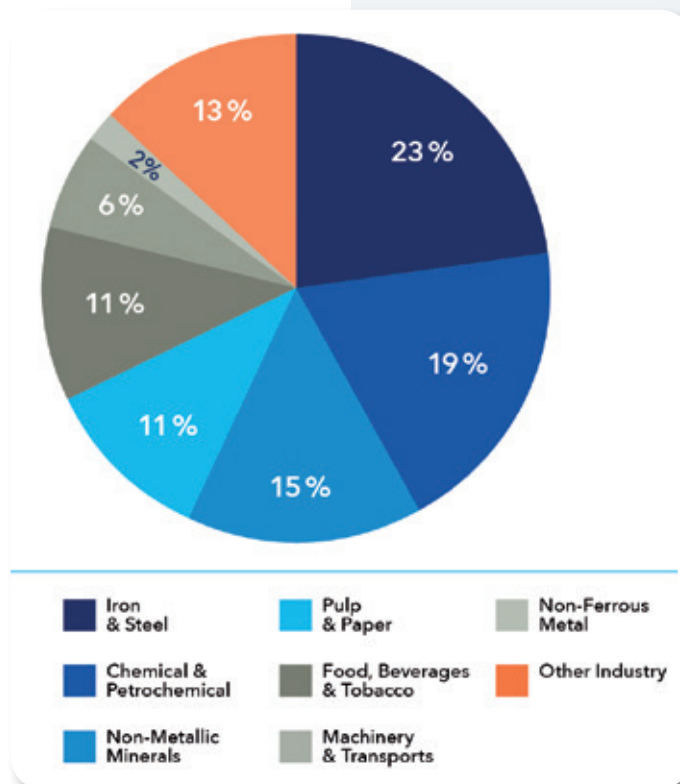
De hecho cinco sectores industriales, siderúrgico, químico y petroquímico, minerales no metálicos, papelerero y de alimentación y bebidas; suponen más de dos tercios del consumo de calor de la UE. Por países, cinco países de la UE, representan casi el 60% de la demanda de calor de proceso: Alemania, Italia, Reino Unido, Francia y España.

Potencial de eficiencia energética y energías renovables

El principal reto al que se enfrenta el sector es el dominio de los combustibles fósiles para la obtención de calor de proceso. Los combustibles fósiles, como el gas natural, el carbón, el fuelóleo y otros suministran más del 85% del calor de proceso industrial. La

FINANCING ENERGY EFFICIENCY AND RENEWABLE ENERGY PROJECTS IN INDUSTRY

ENERGY IS A KEY RESOURCE FOR INDUSTRY BECAUSE IT IS USED IN MULTIPLE PROCESSES TO TRANSFORM AND CONSERVE PRODUCTS. ENERGY CONSUMPTION REPRESENTS A SIGNIFICANT PART OF ITS PRODUCTION COSTS AND IS ALSO THE CAUSE OF MOST OF THE CARBON FOOTPRINT GENERATED. THE TRUSTEE PROJECT, FUNDED BY THE EUROPEAN UNION WITHIN THE FRAMEWORK OF THE H2020 PROGRAMME, AIMS TO FACILITATE THE FINANCING OF RENEWABLE ENERGY AND ENERGY EFFICIENCY PROJECTS IN INDUSTRIES THAT, IF CONSIDERED VIABLE, DO NOT BENEFIT FROM THE FINANCING CONDITIONS THAT ENABLE THEIR ACTUAL IMPLEMENTATION.



Industry represents around 25% of final energy demand in the EU. Out of the total industrial energy demand, 1,920 TWh is consumed by process heat, accounting for 60% of industrial demand, and which is moreover equivalent to 18% of the final energy demand of the EU, and to the electricity consumption of Spain, Germany, France and the UK combined.

So what do we mean by process heat in industry? This is steam, hot water or any hot or very hot medium produced for use in an industrial process. For example in the food industry, process heat is used in the following processes: drying, pasteurisation, sterilisation, cooking and

cleaning. In the textile industry, process heat is used in dyeing processes, washing, etc. In short, process heat is common to most industrial processes.

The demand for process heat varies considerably from one industrial sector to another. According to data analysed by those heading up the TrustEE project, this demand is 40% in machinery & transport, 60% in the food & beverage industry and 75% in the steel industry (iron & steel).

In fact, five industrial sectors: iron & steel, chemical & petrochemical, non-metallic minerals, pulp & paper and food & beverage, account for more than two-thirds of the EU's heat consumption. By country, five EU countries account for almost 60% of the demand for process heat: Germany, Italy, the UK, France and Spain.

Energy efficiency and renewables potential

The main challenge facing the sector is the domination of fossil fuels to obtain process heat. Fossil fuels, such as natural gas, coal, fuel oil and others, cover over 85% of industrial

biomasa es la única fuente renovable significativa que aporta calor de proceso, en torno al 10%.

Sin embargo, existen importantes oportunidades para la eficiencia energética en la industria, con un importante retorno de la inversión.

Si la industria de la UE invirtiese en todas las medidas de eficiencia energética rentables (<5 años de amortización), el potencial de ahorro medio (Mtep) en comparación con un escenario “business as usual (BAU)” sería del 5% del consumo industrial final de energía para 2030 y del 10,3% para 2050.

La tabla muestra el consumo hasta 2030 en tres escenarios, escenario BAU y dos escenarios de ahorro energético rentable para el mismo período. Todos los sectores industrial tienen oportunidades prometedoras.

process heat. Biomass is the only significant renewable source that contributes process heat, at around 10%.

However, important opportunities for energy efficiency in industry do exist, with a significant return on investment.

If EU industry invested in every energy efficiency measure with economic potential (<5-year amortisation period), the average savings potential (Mtoe) compared to a “business as usual (BAU)” scenario would be 5% of the final industrial energy consumption by 2030 and 10.3% by 2050.

The table shows the consumption to 2030 for three scenarios: the BAU scenario and two cost-effective energy saving scenarios for the same period. Every industrial sector shows promising opportunities.

Sector	Consumo BAU (Mtep/año) BAU consumption (Mtoe/yr)	Potencial rentable (<2 años amortización) (Mtep/año) Economic potential <2yr payback (Mtoe)	Potencial rentable (<5 años amortización) (Mtep/año) Economic potential <5yr payback (Mtoe)
Papelero Pulp&paper	7.3	1.1 (2.9%)	1.4 (3.8%)
Químico Chemical	66.4	2.6 (4%)	3.2 (4.9%)
Alimentos y bebidas Food & beverage	26.4	1.4 (5.2%)	1.7 (6.5%)
Maquinaria Machinery	19.8	2.0 (10.5%)	2.5 (13.3%)

También hay potencial técnico y rentable para que las renovables suministren calor de proceso industrial. Los requisitos de temperatura del proceso industrial son una consideración importante al determinar que sistemas renovables son apropiados:

- Solar térmica: con sistemas de seguimiento puede suministrar hasta 250 °C.
- Biogás: los sistemas con calderas de vapor pueden proporcionar calor recuperado hasta a 380 °C.
- Biomasa: puede suministrar calor de proceso hasta 2.000 °C.

En definitiva, la eficiencia energética y las renovables pueden suministrar juntas el 60% de la energía para calor de proceso industrial. Esto supone casi el consumo de electricidad de Francia, Alemania y España, juntas.

El potencial rentable para la eficiencia energética es del 8-10% de ahorro del consumo de energía final del sector industrial hacia 2050 (<5 años de amortización); lo que supone un ahorro energético de entre 154 y 192 TWh. Por su parte el potencial técnico de las renovables, usando sistemas solares térmicos, de biogás y de biomasa

There is also economic and technical potential for renewables to supply industrial process heat. The temperature requirements of the industrial process are an important consideration when determining the most appropriate renewables systems:

- Solar thermal: with tracker systems, up to 250°C can be supplied.
- Biogas: systems with steam boilers can provide recovered heat at up to 380°C.
- Biomass: can supply process heat at up to 2,000°C.

In short, energy efficiency and renewables together can supply 60% of the energy for industrial process heat. This represents almost the entire electricity consumption of France, Germany and Spain put together.

The economic potential for energy efficiency is an 8-10% saving in the final energy consumption of the industrial sector by 2050 (<5-year amortisation period), which represents an energy saving of between 154 and 192 TWh.

As regards the technical potential of renewables, the use of solar thermal systems, biogas and latest-generation biomass in industry represents up to 50% of total energy for process heat.

SMEs in Europe's industrial sector

SMEs account for 99% of all industries in Europe, supporting 59% of sector jobs and representing 44% of the value



de última generación en la industria es de hasta el 50% de la energía total para calor de proceso.

Las pymes en el sector industrial europeo

Las pymes representan el 99% del total de industrias en Europa, soportan el 59% de los empleos del sector, y el 44% del valor del sector manufacturero. Por ejemplo, en concreto, en el sector de alimentación y bebidas, las pymes representan el 99,1% de las empresas, más del 65% de los empleos del sector y en torno al 50% de los ingresos del mismo.

En definitiva, las pymes son clave para la economía europea, contribuyendo con un valor muy importante en algunos sectores industriales, por ejemplo, representan un 41,5% del valor del sector papelero o un 74,8% del sector de extracción y explotación minera.

Como grandes contribuyentes a la economía de Europa, las pymes demandan una cantidad importante de energía de proceso. Mientras que la industria europea ha conseguido reducir de forma importante su intensidad energética desde el año 2000, las pymes se enfrentan a varios retos a la hora de invertir en proyectos de eficiencia energética y energías renovables, entre ellos se encuentran:

- Recursos humanos y financieros limitados.
- Reducido acceso a capital y a financiación.
- Riesgos reales/identificados.

La propuesta de valor del proyecto TrustEE

En respuesta a estos retos, los socios del proyecto TrustEE, han desarrollado la plataforma *online* TrustEE que, facilita el asesoramiento técnico y la financiación de proyectos de eficiencia energética o energías renovables a aquellas pymes industriales que apuesten por sustituir o compensar las fuentes de calor fósiles por otras renovables, como por ejemplo, la recuperación del calor residual, la energía solar térmica, el biogás y/o sistemas basados en biomasa y bombas de calor.

En ella, tanto promotores como empresas usuarias, pueden evaluar técnica y económicamente sus proyectos de mejora de la eficiencia energética o de incorporación de energías renovables, para conocer los costes de su implantación, así como el ahorro energético que les supondría en su factura.

Además, las empresas pueden tramitar la financiación de su proyectos a través de la plataforma TrustEE, lo que supone simplificar y acelerar los trámites de gestión financiera y recuperar la inversión en un plazo de tiempo mucho más corto.

Los socios europeos que han participado en el proyecto TrustEE son: AEE INTEC (Austria), Fraunhofer ISE (Alemania), AINIA (España), the European Council for an Energy Efficient Economy ECEEE (EU), REENAG Holding GMBH (Austria), y la Universidad de Évora (Portugal).



of the manufacturing sector. Specifically, in the food & beverage sector, SMEs represent 99.1% of companies, over 65% of the sector's jobs and around 50% of its revenue.

In short, SMEs are a vital part of the European economy, contributing a very important value to some industrial sectors. For example, they represent 41.5% of the value of the pulp & paper sector and 74.8% of mining activities.

As major contributors to Europe's economy, SMEs demand a significant amount of process energy. While European industry has managed to significantly reduce its energy intensity since 2000, SMEs are facing several challenges when the time comes to invest in energy efficiency and renewables projects, including:

- Limited human and financial resources.
- Reduced access to capital and financing.
- Real/identified risks.

The value proposal of the TrustEE project

To respond to these challenges, the TrustEE project partners have developed the TrustEE online platform that facilitates the technical assessment and financing of energy efficiency and renewable energy projects for those industrial SMEs that are committed to replacing or compensating for fossil heat sources with other renewables, such as residual heat recovery, solar thermal energy, biogas and/or systems based on biomass and heat pumps.

Via this platform, developers, as user companies, can obtain a technical and economic assessment of their projects to improve energy efficiency or incorporate renewables and understand the costs of their implementation, as well as the saving they will represent on their energy bill.

In addition, companies can process the financing of their projects via the TrustEE platform, which both simplifies and accelerates the financial management procedures and recovers the investment in a far shorter period.

The European partners that have taken part in the TrustEE project are: AEE INTEC (Austria), Fraunhofer ISE (Germany), AINIA (Spain), the European Council for an Energy Efficient Economy, ECEEE (EU), REENAG Holding GMBH (Austria) and the Universidad de Évora (Portugal).

“Alta eficiencia energética - Waste to Energy”

ENFRIADORAS POR ABSORCIÓN DE BRLI: LA SOLUCIÓN PARA EL AHORRO ENERGÉTICO

Recupera un calor perdido para producir frío, tanto para climatizar, como para enfriar un proceso industrial

Su consumo eléctrico casi nulo asegura grandes ahorros económicos.

Aportamos también soluciones de bombas de calor de gran tamaño para el sector industrial y terciario.



kromschroeder
www.kromschroeder.es

EXPONEMOS EN

genera

FERIA INTERNACIONAL DE ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE

visítenos en el
STAND 3A12



www.genelek.com



Cuadros de control, protección y sincronismo, Sistemas de monitorización SCADA



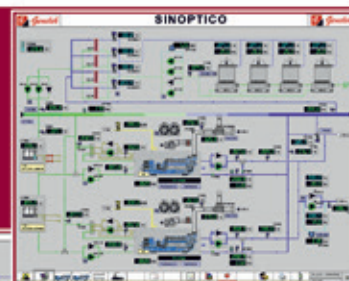
Cogeneración

Más de 500 instalaciones con más de 1,5 GWe de potencia bajo control



- Cuadros control Plantas de cogeneración con grupos generadores de gas, diesel, Turbinas de Vapor y Turbinas Hidráulicas
- Control de grupos electrógenos de emergencia en aeropuertos, hospitales, CPDs,

Líderes en automatización y control para la explotación de instalaciones de generación eléctrica



Automatización industrial, monitorización (SCADA) y telegestión remota

Pol. Ind. A.D.U. 21, Plaza Urola, s/n
20750 Zumaiá (Gipuzkoa) - España
Tel.: +34 943 14 33 11
Fax: +34 943 14 33 12
E-mail: genelek@genelek.com

TECNOLOGÍA DE PRODUCCIÓN DE FRÍO CON ENFRIADORAS POR ABSORCIÓN PARA LA INDUSTRIA PAPELERA

LAS ENFRIADORAS POR ABSORCIÓN DE BROMURO DE LITIO (BRLi) RESURGEN COMO UNA TECNOLOGÍA MUY INTERESANTE, SUPONIENDO GRANDES AHORROS ENERGÉTICOS PARA EL SECTOR INDUSTRIAL Y EL SECTOR TERCIARIO. EN ESTE ARTÍCULO, KROMSCHROEDER PRESENTA DOS DE LAS PRINCIPALES APLICACIONES DE ESA TECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA PAPELERA. CON UN ESTUDIO PREVIO ADECUADO, LAS ENFRIADORAS POR ABSORCIÓN PERMITEN CONSEGUIR AHORROS MUY IMPORTANTES Y REDUCIR LAS EMISIONES DE CO₂, PERMITIENDO A LAS PAPELERAS MEJORAR SU COMPETITIVIDAD A NIVEL INTERNACIONAL.

Enfriamiento de aire de entrada de turbinas de gas

Las enfriadoras por absorción aprovechan un calor “perdido” para producir agua fría con un consumo eléctrico ínfimo, en comparación con las enfriadoras clásicas por compresión. El único consumo eléctrico es debido a las bombas de circulación de agua.

El ciclo de compresión es sustituido por el ciclo de absorción, que no necesita electricidad, pero que aprovecha un calor residual, ya sean gases de escape, vapor (ciclos combinados) o agua caliente (usando intercambiadores de calor gas/agua).

Gracias a esa tecnología se puede aprovechar el calor residual de la turbina de gas, que de otro modo se perdería, para enfriar el aire de entrada a esa misma turbina. Ver gráfico más abajo.

Mejora del rendimiento de la turbina de gas

Está estudiado que el rendimiento de las turbinas de gas depende en gran medida de la temperatura de entrada (y la altitud). Para optimizar las turbinas, el aire debería mantenerse entre 5 y 15 C°. Gracias a las enfriadoras por absorción, se usa una energía “gratuita” para conseguir ahorros importantes.

Uso del vapor como fuente de calor para sustituir enfriadoras eléctricas y torres de refrigeración

El vapor producido en la industria papelera se puede aprovechar como fuente de energía para la enfriadora por absorción. El agua fría obtenida puede ser usada para climatizar las salas eléctricas

COLD PRODUCTION TECHNOLOGY WITH ABSORPTION CHILLERS FOR THE PAPER INDUSTRY

LITHIUM BROMIDE (LiBr) ABSORPTION CHILLERS ARE ENJOYING RESURGENCE AS A VERY INTERESTING TECHNOLOGY THAT REPRESENTS MAJOR ENERGY SAVINGS FOR THE INDUSTRIAL AND TERTIARY SECTORS. IN THIS ARTICLE, KROMSCHROEDER PRESENTS TWO OF THE MAIN APPLICATIONS OF THIS TECHNOLOGY IN THE PAPER INDUSTRY. WITH THE APPROPRIATE INITIAL STUDY, ABSORPTION CHILLERS ARE ABLE TO ACHIEVE CONSIDERABLE SAVINGS AND REDUCE CO₂ EMISSIONS, ENABLING PAPER INDUSTRIES TO IMPROVE THEIR COMPETITIVENESS AT INTERNATIONAL LEVEL.

Input air cooling for gas turbines

Absorption chillers make use of “lost” heat to produce cold water with a negligible electricity consumption, compared to classic compression chillers. Only the water circulation pumps consume electricity.

The compression cycle is replaced by the absorption cycle that requires no electricity, but rather takes advantage of the residual heat produced by flue gases, steam (combined cycles) or hot water (using gas/water heat exchangers).

Thanks to this technology, the residual heat from the gas turbine that would otherwise be wasted can be used to cool the input air for that turbine. See graph below.

Improved gas turbine performance

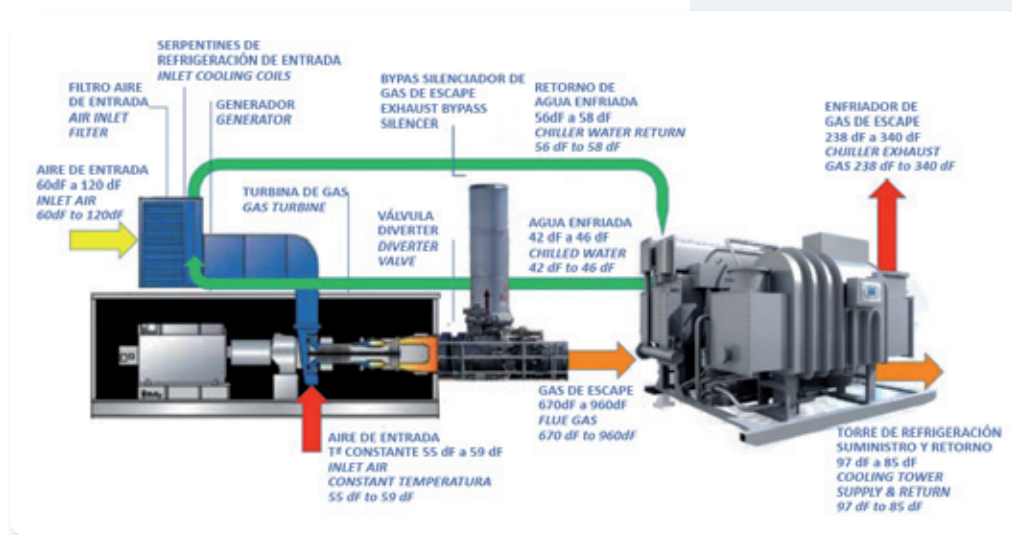
Studies show that the efficiency of gas turbines largely depends on the input temperature (and the altitude). To optimise the turbines, the air must be kept at 5 - 15°C. Thanks to absorption chillers, “free” energy is used to achieve significant savings.

Using steam as a heat source to replace electric chillers and cooling towers

The steam produced in the paper industry can be used as an energy source for the absorption chiller. The cold water obtained can be used to condition electrical rooms and/or offices. There is also much interest in using that cold water to cool the machines and thereby completely or partially replacing the cooling towers.

Energy savings

The reduction in electricity consumption compared to electric chillers is considerable. For a 1,000 kW electric chiller (with an EER of 3.5), the consumption would be 858,000 kWh while for the absorption chiller, the consumption would be 17,700 kWh. At a cost of €0.12/kWh, the annual saving in electricity consumption would be €100,386.



y/o las oficinas. También tiene mucho interés usar esa agua fría para refrigerar las máquinas y así sustituir por completo o en parte las torres de refrigeración

Ahorros energéticos

La reducción en consumo eléctrico en comparación con enfriadoras eléctricas es muy importante. Para una enfriadora eléctrica de 1.000 kW (con un EER de 3,5), el consumo sería de 858.000 kWh mientras que para la enfriadora por absorción el consumo sería de 17.700 kWh. Con un coste del kWh de 0,12 €, el ahorro anual en consumo eléctrico sería de 100.836 €.

Si el vapor consumido por la enfriadora por absorción es recuperado de procesos industriales, se puede considerar que se usa una energía "gratuita" recuperada.

Además de ese ahorro en energía eléctrica, la enfriadora por absorción requiere poco mantenimiento, permitiendo ahorrar más dinero todavía.

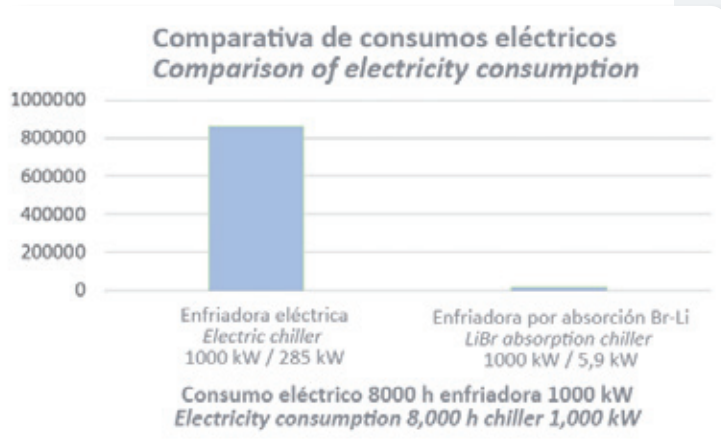
Todas las enfriadoras de la marca Shuangliang que representa Kromschroeder están equipadas con una potente tecnología de seguimiento continuo. La enfriadora está conectada a internet y se realiza un seguimiento continuado para avisar al cliente en caso de que algún parámetro se tenga que ajustar. El cliente también se puede conectar a la enfriadora mediante una app desde su teléfono. Gracias a este eficiente mantenimiento predictivo, el mantenimiento operacional se ve muy reducido y ofrece al cliente mucha tranquilidad en cuanto al funcionamiento del equipo.




If the steam consumed by the absorption chiller is recovered from the industrial processes, it could be said that it is using "free" recovered energy.

In addition to this saving in electrical power, the absorption chiller requires little maintenance, enabling even greater savings.

Every Shuangliang brand chiller commercialised by Kromschroeder is equipped with a powerful continuous monitoring technology. The chiller is connected to the internet and undertakes continuous monitoring to notify the client in the event that some parameter requires adjustment. The client can also connect to the chiller by means of a smartphone app. Thanks to this efficient predictive maintenance, operational maintenance is substantially reduced, offering the client great peace of mind as regards the performance of the equipment.





Maxime Donnay
Responsable de Venta Consultiva y Eficiencia Energética, Kromschroeder S.A.
Head of Consultative Selling and Energy Efficiency, Kromschroeder S.A.

Referencias en la industria papelera | References in the paper industry

Asia Pulp & Paper Group, Indonesia | Asia Pulp & Paper Group, Indonesia

4 x enfriadora por absorción de BrLi de vapor doble efecto Capacidad total de frío: 17.169 kW | 4 x double-effect, steam LiBr absorption chillers. Total cooling capacity: 17,169 kW.

8 x enfriadora por absorción de BrLi de vapor simple efecto Capacidad total de frío: 27.562 kW | 8 x single-effect, steam LiBr absorption chillers. Total cooling capacity: 27,562 kW

1 x enfriadora por absorción de BrLi de agua caliente una etapa. Capacidad total de frío: 4.924 kW | 1 x single stage, hot water LiBr absorption chiller. Total cooling capacity: 4,924 kW

Schoeller, Alemania | Schoeller, Germany

2 x enfriadora por absorción de BrLi de vapor doble efecto Capacidad total de frío: 3.200 kW | 2 x double-effect, steam LiBr absorption chillers. Total cooling capacity: 3,200 kW

Absormex, México | Absormex, Mexico

2 x enfriadora por absorción de BrLi de vapor doble efecto Capacidad total de frío: 3.489 kW | 2 x double-effect, steam LiBr absorption chillers. Total cooling capacity: 3,489 kW

International Paper, San Felice sul Panaro, Italia | International Paper, San Felice sul Panaro, Italy

1 x enfriadora por absorción de BrLi de agua caliente dos etapas. Capacidad total de frío: 490 kW | 1 x two stage, hot water LiBr absorption chiller. Total cooling capacity: 490 kW

LA COGENERACIÓN: UNA TECNOLOGÍA PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA

EL DESARROLLO DE UN MARCO LEGAL PARA EL AUTOCONSUMO ES UNA OPORTUNIDAD PARA QUE LA COGENERACIÓN PUEDA VOLVER A COMPETIR CON EL RESTO DE LAS TECNOLOGÍAS DE GENERACIÓN DISTRIBUIDA Y PUEDA EVALUARSE CORRECTAMENTE SU CAPACIDAD PARA PROPORCIONAR ENERGÍA FIRME, EFICIENTE Y COMPETITIVA. ESTE MARCO LEGAL, INICIADO CON EL RDL 15/2018 Y CONTINUADO CON EL “RD DE AUTOCONSUMO” (TODAVÍA UN BORRADOR EN LA FECHA DE REDACCIÓN DE ESTE ARTÍCULO) SE BASA EN UNA PREMISA FUNDAMENTAL: LA COGENERACIÓN ES EFICIENCIA ENERGÉTICA. EN CONSECUENCIA, ES RECONOCIDA COMO MECANISMO PARA LA REDUCCIÓN DE EMISIONES DE GEI Y, POR LO TANTO, VUELVE A SER UNA HERRAMIENTA BÁSICA PARA LA INDUSTRIA EN ESTA ETAPA DE TRANSICIÓN ENERGÉTICA HACIA UNA ECONOMÍA DESCARBONIZADA.

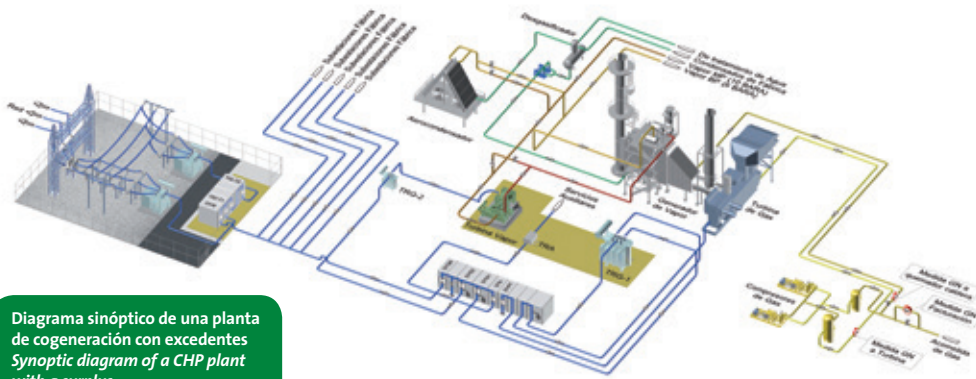


Diagrama sinóptico de una planta de cogeneración con excedentes
Synoptic diagram of a CHP plant with a surplus

¿Qué nos propone este nuevo marco reglamentario?

La supresión de cualquier tipo de cargo y peaje por la energía autoconsumida, facilitando la libre implantación de sistemas de cogeneración allá donde sea más conveniente, de acuerdo con las condiciones de la demanda energética, sin sometimiento a retribuciones específicas y compitiendo, a través de sistemas eficientes, con la oferta del mercado y con tecnologías limpias pero discontinuas y sin garantía de potencia.

Además, propone la posibilidad de crear redes interiores a las que se pueden conectar diferentes consumidores eléctricos. Por ejemplo, una red de distrito eléctrico y térmico que utilice la cogeneración como una fuente de energía eléctrica y térmica (calor, frío). Esto puede aplicarse a polígonos industriales e incluso a redes urbanas.

Lamentablemente, sigue faltando un reconocimiento a las aportaciones de la cogeneración en cuanto a la estabilidad de la red, reducción de pérdidas y ahorro en infraestructuras que, podría traducirse de múltiples formas que favorecieran su desarrollo: fiscalidad blanda, contratación de potencia de respaldo específica, peajes específicos para la energía vendida a terceros...

Planta de trigeneración (DHC) en autoconsumo del Hospital de la Vall d'Hebrón | *Self-consumption trigeneration plant (DHC) at the Vall d'Hebrón University Hospital*



CHP: A TECHNOLOGY FOR THE ENERGY TRANSITION

THE IMPLEMENTATION OF A LEGAL FRAMEWORK FOR SELF-CONSUMPTION IS AN OPPORTUNITY SO THAT CHP CAN ONCE AGAIN COMPETE WITH ALL OTHER DISTRIBUTED GENERATION TECHNOLOGIES AND SO THAT ITS ABILITY TO PROVIDE RELIABLE, EFFICIENT AND COMPETITIVE ENERGY CAN BE CORRECTLY EVALUATED. THIS LEGAL FRAMEWORK, INITIATED WITH ROYAL DECREE-LAW 15/2018 AND CONTINUED WITH THE “ROYAL DECREE ON SELF-CONSUMPTION”, (STILL IN DRAFT AS THIS ARTICLE GOES TO PRINT), IS BASED ON ONE FUNDAMENTAL PREMISE: CHP EQUALS ENERGY EFFICIENCY. CONSEQUENTLY, IT IS RECOGNISED AS A MECHANISM TO REDUCE GHG EMISSIONS AND, AS SUCH, ONCE AGAIN BECOMES A BASIC TOOL FOR INDUSTRY DURING THIS PHASE OF THE ENERGY TRANSITION TOWARDS A DECARBONISED ECONOMY.

What does this new regulatory framework offer us?

The elimination of any form of charge and toll on self-consumed energy, enabling the free implementation of CHP systems wherever the most appropriate, in line with energy demand conditions, without being subject to specific remuneration schemes

and, through efficient systems, competing with the market offer and with clean but intermittent technologies that do not have a guaranteed output.

It also offers the possibility of creating domestic networks to which different electricity consumers can connect. For example, a thermal and electric district system that uses CHP as an energy source for electricity, heating and cooling. This could be applied to industrial estates and even to district networks.

Sadly, there is still a lack of recognition of the contributions made by CHP as regards grid stability, the reduction in losses and the saving in infrastructures that favour its development

cogeneración, bioenergía y eficiencia energética

ingeniería, estudios, *due diligence*, *project management*, O&M, EPC, proyectos zero emissions, captura de CO₂

1300 MWe y más de 150 instalaciones operando en España, Portugal, México, Colombia, Rep. Dominicana, Ecuador y Argentina



aesaneet.com

¿Cómo va a responder el sector de la cogeneración a este reto?

No es éste un marco ideal para un crecimiento masivo de la cogeneración: recordemos que es un sector al que se le ha obligado a estar demasiado pendiente del Boletín Oficial del Estado (también otras tecnologías de generación distribuida lo han hecho, aunque algunas de ellas ya se han “liberado” de este prejuicio) y que, por el contrario, deberá ahora moverse con reglas (más o menos) de mercado, sin asegurar una rentabilidad razonable, pero sí con la oportunidad de obtener resultados muy interesantes para las cogeneraciones bien diseñadas y gestionadas.

¿Cómo deberá ser la cogeneración en esta etapa de transición energética?

Quedan 30 años hasta 2050. Y han pasado 30 años desde las primeras cogeneraciones hasta el día de hoy. Hay tiempo más que de sobra para nuevos proyectos que contribuyan a la competitividad de la industria, a reducir las emisiones globales del país, a disminuir las pérdidas en las redes y a aumentar la actividad económica. Esta nueva cogeneración deberá diseñarse para ser:

Eficiente. Hasta ahora se comparaba con los ciclos combinados. Un escenario de transición exigirá eficiencias de cogeneración claramente superiores, obligando a soluciones muy específicas y adaptadas a las necesidades de cada industria.

Flexible. Habrá momentos con generación energética cercana al 100% renovable y/o con precios de mercado muy bajos. La cogeneración debe poder adaptarse a esta situación y, por lo tanto, flexibilizarse con equipos de respaldo o con sistemas de acumulación térmica.

Digitalizada. Como vía para reducir los costes de operación, asegurar una óptima gestión de la propia operación, maximizar la disponibilidad y contabilizar correctamente las aportaciones de la misma en términos de gestión de red y de eficiencia (reducción de emisiones de GEI)

El relato

Es tarea de todos los que entendemos y defendemos la cogeneración generar un relato comprensible a todos los niveles (social, político, financiero) que sitúe a la cogeneración en el lugar que le corresponde como tecnología de transición energética, viable, con futuro y, en la práctica, como herramienta excepcional para el mantenimiento de un tejido industrial competitivo y energéticamente respetuoso con el medio ambiente.



Raimon Argemí
AES A



in many different ways: tax relief, contracting specific back-up power, specific tolls for the energy sold to third parties...

How will the CHP sector respond to this challenge?

This is not the ideal framework for a massive growth in CHP. Remember that this is a sector that has been required to be rather too contingent on the Spanish Official State Gazette (other distributed generation technologies have been in a similar position, although some have already “freed” themselves from this bias) and that rather they must now operate (more or less) under market rules, with no guarantees of a reasonable return, but with the opportunity to achieve very interesting results for well-designed and well-managed CHP.

What should CHP look like during this energy transition phase?

2050 is in 30 years’ time. And 30 years have elapsed since the first CHP plants came into being. There is more than enough time for new projects that contribute to the competitiveness of industry, that reduce the overall emissions of the country, minimise grid losses and increase economic activity. This new CHP must be designed to be:

Efficient. Thus far it has been compared with combined-cycle plants. A transition scenario will require clearly higher CHP efficiencies, requiring very specific solutions that adapt to the needs of each industry.

Flexible. There will be times when power is generated from almost 100% renewable energy and/or with very low market prices. CHP must be able to adapt itself to this situation and, as such, provide flexibility through back-up equipment or thermal accumulation systems.

Digitalised. As a way of reducing operating costs, ensuring an optimal management of the operation itself, maximising availability and correctly accounting for its contributions in terms of grid management and efficiency (reduced GHG emissions).

The narrative

It is the task of all of us that understand and defend CHP to create a meaningful narrative at all levels (social, political, financial) and one which positions CHP in its rightful place as a promising, viable technology of the energy transition that is, in practice, an exceptional tool for maintaining a competitive and environmentally-friendly industrial fabric.

HACIA EL ICAE, UN PLAN DE INVERSIÓN EN COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA

LAS MEDIDAS LEGISLATIVAS PROMULGADAS A FINALES DE 2018 EVITARON AL LÍMITE LA PARADA DE DECENAS DE PLANTAS, LO QUE NO PODÍA SER DE OTRA MANERA DADA LA UNANIMIDAD DE GOBIERNO Y PARTIDOS ANTE LA IMPERIOSA NECESIDAD DE MANTENER Y TRANSFORMAR LAS COGENERACIONES COMO FÓRMULA IMPRESCINDIBLE PARA LA INDUSTRIA DE CONSUMO INTENSIVO DE CALOR Y EL FUTURO ENERGÉTICO DEL PAÍS. EN EL CERCANO HORIZONTE SE VISLUMBRAN TRES GRANDES HITOS: EL PNIEC, AUTOCONSUMO Y PLAN ICAE DE INVERSIÓN EN COGENERACIÓN DE ALTA EFICIENCIA.

Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC): cogeneración indicador de la industria

En las próximas semanas conoceremos el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima –PNIEC- que, como borrador, se remitirá a la UE incluyendo la senda para alcanzar los objetivos energéticos y climáticos de España a 2030. Uno de los grandes debates es, claro está, el *mix* eléctrico propuesto a esa fecha, con las diferentes tecnologías y sus contribuciones a los objetivos del país.

La cogeneración sigue manteniendo todas sus ventajas para contribuir a los objetivos de eficiencia energética y reducción de emisiones, integrando la eficiencia y la garantía de potencia en el escenario de alta integración de renovables (aproximadamente el 70%) al que nos dirigimos. Los informes de expertos señalan para 2030 que se mantenga un 11% de cogeneración en el *mix* –cifra similar a la proporción actual-, lo que implicaría alcanzar unos 8.500 MW totales, suma de transformar el parque que tenemos y dar cabida a unos 1.800 MW de nuevas instalaciones, acometiendo el 50% del potencial técnico y económico identificado por IDAE y remitido a la UE.

El mantenimiento y evolución del actual parque cogenerador y el desarrollo del potencial identificado son claves para los objetivos de eficiencia energética, descarbonización y competitividad del país y de la industria. Y también para asegurar eficientemente la garantía de potencia del sistema.

La transición energética debe realizarse teniendo muy presente a la industria y la cogeneración, que supone la gran aportación de eficiencia a gran escala que pueden realizar las industrias de consumo intensivo de calor. El objetivo de la cogeneración será un indicador de cómo conjugar a 2030, de manera eficiente, la transición energética con la España industrial que todos queremos.



TOWARDS THE ICAE, AN INVESTMENT PLAN IN HIGH EFFICIENCY CHP

THE LEGISLATIVE MEASURES ENACTED AT THE END OF 2018 PREVENTED THE STOPPAGE OF DOZENS OF PLANTS – THE ONLY POSSIBLE OUTCOME GIVEN THE CONSENSUS OF THE GOVERNMENT AND PARTIES IN RESPONSE TO THE OVERWHELMING NEED TO MAINTAIN AND TRANSFORM COGENERATION PLANTS AS THE ESSENTIAL FORMULA FOR THE ENERGY-INTENSIVE INDUSTRY AND THE ENERGY FUTURE OF THE COUNTRY. THREE MAJOR MILESTONES ARE ENVISAGED FOR THE NEAR FUTURE: THE PNIEC, SELF-CONSUMPTION AND THE ICAE INVESTMENT PLAN IN HIGH EFFICIENCY CHP.

PNIEC, the National Integrated Energy and Climate Plan: CHP as an industry indicator

Over the coming weeks, the draft of the National Integrated Energy and Climate Plan (PNIEC in its Spanish acronym) will be submitted to the EU which includes the pathway to achieving Spain's energy and climate targets to 2030. One of the major debates is of course the energy mix proposed for that year, with the different technologies and their contributions to the country's objectives.

CHP still offers many advantages to contribute to the targets for energy efficiency and emissions reduction, combining efficiency and the capacity guarantee in the high renewables integration scenario (approximately 70%) that Spain aims to achieve. Expert reports indicate that by 2030, CHP accounts for 11% of the mix, a figure similar to the current share. This would mean achieving a total of around 8,500 MW, by transforming the existing stock and undertaking a further 1,800 MW of new installations, taking up 50% of the technical and economic potential identified by IDAE and submitted to the EU.

The maintenance and evolution of the current CHP stock and the deployment of the potential identified are key for the energy efficiency, decarbonisation and competitiveness targets of Spain and industry. They are also necessary to efficiently guarantee the capacity of the system.

The energy transition must take place keeping industry and CHP very much in mind, which represents the major contribution of utility-scale efficiency that can be made by the energy-intensive industries. The objective of CHP will be an indicator of how to efficiently combine the energy transition with the industrial Spain that we all wish for by 2030.

Draft Royal Decree on Self-consumption: half-hearted in its objective and lacking ambition

A couple of weeks ago the Government's draft of the Royal Decree on the new self-consumption framework was published. Following conceptual changes that were introduced last year – Royal Decree-Law 15/2018 - with modifications to the formats, the elimination of charges and tolls and other improvements, this draft was long-awaited to understand the real options for self-consumption.

However the draft Royal Decree-Law has left us feeling rather lukewarm. We of course welcome the proposal of the Government and believe that the many technical improvements introduced and others already identified that are very necessary, will be fleshed out in the

Borrador RD de autoconsumo: tibio para su objetivo, a falta de ambición

Hace un par de semanas conocimos la propuesta del Gobierno de desarrollo mediante real decreto del nuevo marco de autoconsumo. Tras los cambios conceptuales que se introdujeron el año pasado –RDL 15/2018– con las modificaciones de las modalidades, eliminación de cargos y peajes y otras mejoras, este desarrollo era muy esperado para conocer las posibilidades reales del autoconsumo.

Pues bien, el borrador de RDL nos ha dejado demasiado tibios. Sin duda, valoramos positivamente la propuesta que realiza el Gobierno y consideramos que las muchas mejoras técnicas introducidas, y otras muy necesarias ya detectadas, se pulirán en el proceso de observaciones. Sin embargo, creemos que en lo mollar falta ambición y alcance para desarrollar el autoconsumo de proximidad, que es precisamente ahí dónde radica realmente el cambio estructural que requiere el autoconsumo y la generación distribuida del sistema eléctrico en España.

La propuesta se queda en que para autoconsumir de una instalación próxima hay que estar tan pegados -500 m y baja tensión- como un sello a un sobre. Lo adecuado y aconsejable para la operatividad del RDL conforme a sus fines sería como pensamos, no solo desde ACOGEN, representando a la realidad industrial de los mayores autoconsumidores del país, sino que coincidimos totalmente con otras organizaciones, como Greenpeace, en que es capital que sean “instalaciones próximas”, cuando “estén conectados, tanto la generación como los consumos, a la red que depende de la misma posición de subestación alta/media tensión o estén ubicados en el mismo término municipal”, tal y como hemos señalado en nuestras alegaciones. En estos términos sí se cumpliría la esencia del RDL.

Plan ICAE de Inversión en Cogeneración de Alta Eficiencia

Tras el aplaudido primer paso para la cogeneración del Real Decreto-ley 20/2018, urge desarrollar el marco estable que haga posible la reinversión y el desarrollo tecnológico de las cogeneraciones; un marco que aportará al país mayor eficiencia energética y reducción de las emisiones, menores costes regulados y la incorporación de las nuevas y mejores tecnologías disponibles, que impulsarán la creación y mantenimiento del empleo y la actividad industrial.

Nuestro planteamiento de Plan de Inversión en Cogeneración de Alta Eficiencia (Plan ICAE) alcanza la renovación y el desarrollo tecnológico de la cogeneración para la transición ecológica de la mano de la industria, una medida urgente para las plantas actuales, necesaria y de gran alcance que alcanzará a más de 200 industrias por todo el país.

Cuando pensamos en el Plan de Inversión en Cogeneración de Alta Eficiencia, entramos en las posibilidades de dotar a España de una industria más competitiva y de unos sistemas energéticos más eficientes y descarbonizados. En cualquier escenario, la cogeneración es la vía para lograrlo de la manera más eficiente en el caso de las industrias de consumo intensivo de calor. Está en la mano del Gobierno que este Plan ICAE de Inversión en Cogeneración de Alta Eficiencia pueda promulgarse en menos de dos meses, para generar de la mano de las industrias la confianza, la actividad y el crecimiento que necesita el país.



Javier Rodríguez
Director general ACOGEN
Managing Director of ACOGEN, the Spanish CHP Association



observations process. However, we consider that in its substance, it lacks ambition and scope to develop local self-consumption, which is precisely the area in which self-consumption and the system of distributed generation in Spain require a radical structural change.

The draft still states that in order to self-consume from a local installation, they have to be as close - 500 metres and low-voltage - as a stamp on an envelope. We believe, and this is not just the view of ACOGEN, that the most appropriate and advisable for the operation of the Royal Decree-Law, in accordance with its aims, should represent the industrial reality of the largest self-consumers in the country. We fully agree with other organisations such as Greenpeace, that it is crucial that “local installations” are those where “both the generation units and the consumers are connected to the grid supplied by the same high/medium-voltage substation or that are located in the same municipal district”, as we have indicated in our submissions. With these conditions, the spirit of the Royal Decree-Law would be met.

ICAE Plan on Investment in High Efficiency CHP

Following the much applauded first step for CHP with Royal Decree-Law 20/2018, it is now urgent to develop a stable framework that makes reinvestment and the technological development of CHP plants possible. A framework that will increase the country’s energy efficiency and reduce emissions, achieve lower regulated costs and incorporate new and better technologies to promote the creation and maintenance of employment and industrial activity.

Our proposal for the Investment Plan in High Efficiency CHP (the ICAE Plan) achieves the renewal and technological development of CHP for the ecological transition driven by industry, an urgent measure for current plants, that is both necessary and must have sufficient scope to reach more than 200 industries all over the country.

When we consider the Investment Plan in High Efficiency CHP we are entering into the possibilities of equipping Spain with a more competitive industry and more efficient and decarbonised energy systems. In any scenario, CHP is the route to more efficiently achieving this in the case of energy-intensive industries. The ICAE Investment Plan in High Efficiency CHP is now up to the Government who could enact it in under two months enabling industries to generate the trust, the activity and growth our country needs.



Your reliability shines

MAN Energy Solutions
Future in the making

Energy & Storage solutions expertise

Securing energy supplies

Ensuring a reliable power supply is one of the key factors for progress and prosperity around the world. Building on decades of MAN innovation, we can help secure clean and efficient energy supplies for your customers. Our expertise covers solutions for hybrid power, LNG to power, energy storage, power-to-X, thermal power plants, and CHP.

LÍMITES DE EMISIÓN APLICABLES A PLANTAS DE COGENERACIÓN BASADAS EN MOTORES DE VELOCIDAD MEDIA

LAS PLANTAS ESPAÑOLAS DE COGENERACIÓN NO SOLO SE ENFRENTAN AL HECHO DE TENER QUE REEMPLAZAR SUS EQUIPOS PRINCIPALES POR UNA TECNOLOGÍA MÁS EFICIENTE DESPUÉS DE 20 AÑOS DE OPERACIÓN PARA BENEFICIARSE DE LOS DESARROLLOS TECNOLÓGICOS DEL MERCADO, SINO QUE TAMBIÉN DEBERÁN ADAPTAR SUS INSTALACIONES A LOS LÍMITES DE EMISIÓN APROBADOS EN EL REAL DECRETO 1042/2017, QUE APLICAN A INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN DE TAMAÑO MEDIO. DICHAS PLANTAS SE DEFINEN COMO AQUELLAS CON UNA POTENCIA TÉRMICA NOMINAL IGUAL O SUPERIOR A 1 MW E INFERIOR A 50 MW, MIENTRAS QUE LOS LÍMITES PARA LAS GRANDES CENTRALES DE COMBUSTIÓN SE INDICAN EN EL DOCUMENTO DE REFERENCIA SOBRE MEJORES TÉCNICAS DISPONIBLES PARA GRANDES INSTALACIONES DE COMBUSTIÓN (AQUELLAS CON UNA POTENCIA TÉRMICA SUPERIOR A 50 MW).

Este artículo se centra exclusivamente en los límites generales de emisión del RD 1042/2017, que es el documento que más influirá a las plantas de cogeneración españolas dada su potencia térmica típica. Los límites de emisión de este RD entrarán en vigor el 1 de enero de 2024 para instalaciones de potencia térmica superior a 5 MW, y el 1 de enero de 2029 para instalaciones de potencia térmica igual o inferior a 5 MW. En consecuencia, al elegir renovar la maquinaria principal de una instalación que ha llegado al final de su vida reglamentaria, es necesario asegurarse de que también cumple con los límites de emisiones a corto plazo establecidos por la mencionada ley, a la vez que mantiene una alta eficiencia.

En términos de tecnología de motores, el RD 1042/2017 define tres categorías de contaminantes: SOx, partículas y NOx. Vale la pena recordar el origen de estos contaminantes para comprender qué medidas de reducción se pueden aplicar:

- Emisiones de óxidos de azufre (SOx): el motor no contribuye a la formación de estos contaminantes ya que el azufre que entra con el combustible sale con los gases de escape.
- Emisiones de partículas (PTS): se deben a una combustión incompleta y dependen del contenido de azufre, las cenizas y los asfaltenos del combustible. El aceite lubricante, en mucha menor medida, también contribuye. Las emisiones de partículas también son más altas si la eficiencia de combustión no es óptima, como sucede a cargas parciales y bajas.
- Emisiones de óxidos de nitrógeno (NOx): se forman debido a las altas temperaturas alcanzadas durante el proceso de combustión. Aquí, es importante mencionar que cuanto más eficiente es el motor (cuando su consumo específico de combustible es más bajo), más altos son los niveles de NOx, y viceversa. Por lo tanto, es posible tener un motor con bajas emisiones de NOx, pero con una alta penalización en términos de consumo de fuelóleo o gas.

Límites de emisión para motores de combustible líquido

Los límites de emisión ‘generales’ para plantas ubicadas en España (aparte de las Islas Canarias donde se aplican otros límites debido a su ubicación aislada; así como de varias excepciones que se aplican a ciertas plantas ubicadas en el continente español que no se tratarán aquí) son los siguientes, para motores de combustible líquido:

Límite general para motores nuevos y ya operativos de combustible líquido (con un 15% de O₂ seco)
General limit for already operational and new liquid fuel engines (at 15% dry O₂)

SOx	NOx	PTS TSP
120 mg/Nm ³	190 mg/Nm ³	10 mg/Nm ³

EMISSION LIMITS APPLICABLE TO CHP PLANTS BASED ON MEDIUM-SPEED ENGINE TECHNOLOGY

SPANISH CHP PLANTS NOT ONLY FACE HAVING TO REPLACE THEIR MAIN EQUIPMENT BY A MORE EFFICIENT TECHNOLOGY AFTER 20 YEARS OF OPERATION TO BENEFIT FROM TECHNOLOGICAL DEVELOPMENTS IN THE MARKET, BUT WILL ALSO NEED TO ADAPT THEIR FACILITIES TO THE EMISSION LIMITS APPROVED IN ROYAL DECREE 1042/2017 THAT APPLY TO MEDIUM-SIZE COMBUSTION PLANTS. SUCH PLANTS ARE DEFINED AS THOSE WITH A NOMINAL THERMAL POWER EQUAL OR SUPERIOR TO 1 MW AND BELOW 50 MW, WHILE LIMITS FOR LARGE COMBUSTION POWER PLANTS ARE STATED IN THE REFERENCE DOCUMENT ON BEST AVAILABLE TECHNIQUES FOR LARGE COMBUSTION PLANTS (THOSE WITH A THERMAL POWER OF MORE THAN 50 MW).

This article focuses exclusively on the general emission limits of the Royal Decree 1042/2017, which is the document that will most influence Spanish CHP plants given their typical thermal power output. These emission limits will enter into force on 1 January 2024 for installations with a thermal power of over 5 MW, and on 1 January 2029 for installations with thermal power equal to or more than 5 MW. Accordingly, when choosing to renew an installation's main machinery that has reached the end of its regulatory life, it is necessary to ensure that it also complies with the short-term emission limits established by the above-mentioned law while maintaining a high efficiency.

In terms of engine technology, Royal Decree 1042/2017 defines three categories of pollutant: SOx, particles and NOx. It is worth remembering the origin of these pollutants to understand what reduction measurements can be applied:

- Sulphur-oxide emissions (SOx): the engine does not contribute to the formation of this pollutant as the sulphur that enters with the fuel exits with the exhaust gases.
- Particle emissions (TSP): these are due to incomplete combustion and depend on the sulphur content, ash and asphaltenes of the fuel. To a much lesser extent, lube oil also contributes. TSP emissions are also higher if combustion efficiency is not optimal, as happens at partial and low loads
- Nitrogen-oxide emissions (NOx): these are formed due to the high temperatures reached during the combustion process. Here, it is important to mention that the more efficient the engine (when its specific fuel consumption is lower), the higher the NOx levels – and vice versa. It is therefore possible to have an engine with low NOx emissions, but with a high penalty in terms of fuel oil or gas consumption.

Emission limits in liquid fuel engines

The ‘general’ emission limits for plants located in Spain (apart from the Canary Islands where other limits apply given their isolated location; as well as several exceptions that apply to certain plants located on the Spanish mainland that will not be examined here) are as follows for liquid fuel engines:

Las alternativas para cumplir los requisitos para las emisiones de SOx y partículas son un cambio de combustible líquido a gasóleo marino con un contenido en azufre inferior al 0,1%, la sustitución o actualización de un motor de combustible líquido a un motor de gas, o la instalación de equipos de desulfuración en seco con filtros de partículas.

En relación con las emisiones de NOx, un motor eficiente de velocidad media generalmente emite alrededor de 1.850-2.000 mg/Nm³ al 15% de O₂. Es posible reducir los NOx mediante la implementación de medidas primarias, pero esto reduce significativamente la eficiencia del motor y aún ni siquiera permite acercarse al límite de 190 mg/Nm³ al 15% de O₂, que solo se puede lograr al emplear un sistema de reducción catalítica selectiva (SCR).

Límites de emisión en motores de gas

En el caso de los motores de gas, el combustible es más limpio y solo se debe prestar atención a la reducción de NOx.

Para motores que ya están en funcionamiento, MAN recomienda que el propietario verifique con el fabricante si es posible una modificación del motor para alcanzar los límites prescritos, siempre que el aumento del consumo de gas no sea excesivo. Alternativamente, la introducción de un motor de gas moderno y más eficiente puede ser una alternativa mejor, ya que la inversión en un nuevo motor se puede recuperar rápidamente por los ahorros en el consumo de gas. De hecho, algunos de los nuevos motores de gas de velocidad media de MAN Energy Solutions pueden cumplir con los límites de emisiones anteriormente indicados sin sistemas SCR adicionales, al mismo tiempo que mantienen niveles de eficiencia más altos que los motores más antiguos.

Por otro lado, para algunos modelos de motores de gas, es necesaria la instalación de un sistema SCR para alcanzar límites bajos de NOx con un bajo consumo de combustible. Esto permite que el proceso de combustión del motor funcione de manera más eficiente, mientras que el NOx producido debido a las altas temperaturas en el proceso de combustión se reduce por reducción catalítica selectiva. MAN recomienda una configuración de este tipo para escenarios con límites estrictos de NOx y altos precios del gas.



Equipo de desulfuración en seco para reducción de SOx y partículas suministrado por MAN Energy Solutions en una planta de cogeneración española también equipada con motores MAN | Dry desulphurisation equipment for SOx and particle reduction supplied by MAN Energy Solutions at a Spanish cogeneration plant also equipped with MAN engines

The alternatives to complying with the requirements for both SOx and TSP emissions are a change of liquid fuel to marine diesel with a sulphur content of under 0.1%; the replacement or retrofit of the liquid fuel engine to a gas engine model; or the installation of dry desulphurisation equipment with particle filters.

As regards NOx emissions, an efficient medium-speed engine typically emits around 1,850-2,000 mg/Nm³ at 15% O₂. It is possible to reduce NOx by implementing primary measures but this significantly lowers the engine's

efficiency and does not even come close to the limit of 190 mg/Nm³ at 15% O₂, which is only attainable by employing a selective catalytic reduction (SCR) system.

Emission limits in gas engines

In the case of gas engines, the fuel is cleaner and attention only needs to be paid to NOx reduction.

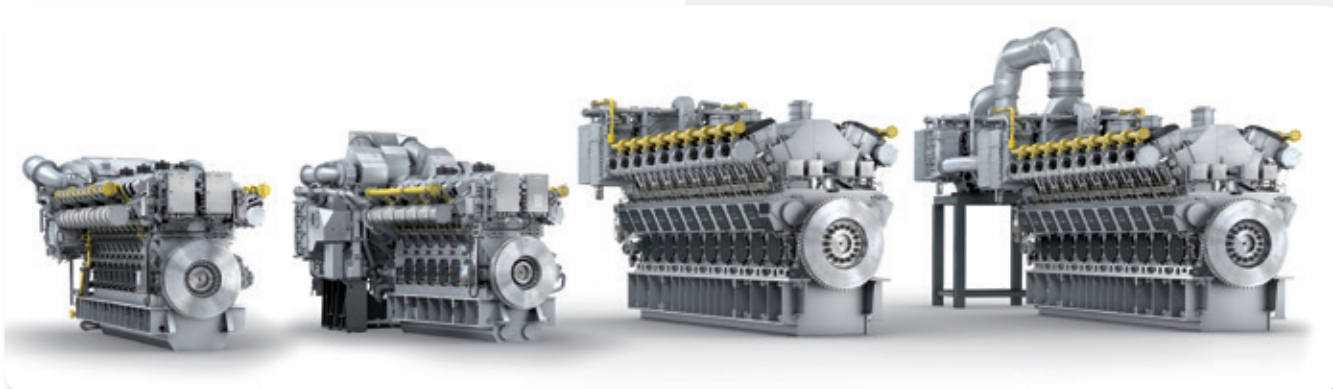
	NOx
Límite general para motores de gas en operación (con un 15% de O ₂ seco) General limit for already operational gas engines (at 15% dry O ₂)	190 mg/Nm ³
Límite general para motores de gas nuevos (con un 15% de O ₂ seco) General limit for new gas engines (at 15% dry O ₂)	95 mg/Nm ³

For engines that are already operational, MAN recommends that the owner checks with the manufacturer whether a retrofit of the engine is possible in order to achieve the prescribed limits, providing that the increase in gas consumption is not excessive. Alternatively, introducing a more efficient, modern gas engine may be a better course of action as the investment in a new engine can be quickly amortised by the savings in gas consumption. In fact, some of MAN Energy Solutions' new generation of medium-speed gas engines can meet the above emission limits without additional SCR systems, while still maintaining higher efficiency levels than older engines.

On the other hand, for some gas engine models, the installation of a SCR system is necessary to achieve low NOx limits with a low gas consumption. This allows the engine's combustion process to operate more efficiently, while the NOx produced



Planta de Haute Corse (Córcega, Francia) con motores MAN equipados con sistemas SCR para reducción de NOx, también suministrados por MAN Energy Solutions | Haute Corse plant in Corsica, France with MAN engines, equipped with SCR systems for NOx reduction, also supplied by MAN Energy Solutions



Vista general de los modelos de motores de gas MAN de 7,5 a 20,4 MWe | Overview of MAN gas engine models from 7,5 to 20,4 MWe

En todos los casos (ya sean motores de combustible líquido o de gas) en los que está involucrado el equipo para el tratamiento de los gases de escape, es de suma importancia llevar a cabo una gestión conjunta del motor y de los equipos de tratamiento de gases de escape. Las características del combustible, el rendimiento del motor (consumo específico de combustible líquido o gas, la temperatura de los gases de escape, la carga del motor, etc.) y el rendimiento del equipo de tratamiento de gases de escape (consumo de agente reductor (urea), rango de operación, etc.) están intrínsecamente relacionados.

No es fácil encontrar el equilibrio adecuado entre todos estos aspectos. Para asegurar la compatibilidad óptima del motor y los equipos de tratamiento de gases de escape, es muy recomendable contactar con un fabricante de motores con competencias también en el diseño y suministro de equipos de tratamiento de gases de escape. MAN Energy Solutions posee este *know-how* debido a su dilatada experiencia en el diseño y suministro de estos equipos para plantas ya con varios años en explotación comercial.

Planta de cogeneración de EnBW en Alemania equipada con motores de gas MAN y equipos de tratamiento de gases de escape para reducir las emisiones de NOx y CO. MAN Energy Solutions también suministra este equipo de tratamiento de emisiones. | EnBW cogeneration plant in Germany equipped with MAN gas engines and exhaust gas treatment equipment for the reduction of NOx and CO emissions. MAN Energy Solutions also supplies this emission treatment equipment

because of the high temperatures in the combustion process is reduced by SCR. MAN recommends such a set-up for scenarios with strict NOx limits and high gas prices.

In all cases (whether liquid fuel or gas engines), where equipment for exhaust gas treatment is involved, the joint management of both engine and exhaust gas treatment equipment is of the utmost importance. Fuel characteristics, engine performance (specific liquid fuel or gas consumption, exhaust gas temperature, engine load, etc.) and exhaust gas treatment equipment performance (reducing agent consumption (urea), operating range, etc.) are intrinsically related.

It is not easy to find the right balance between all these aspects. To ensure the optimal compatibility between engine and exhaust gas treatment equipment, it is a good idea to contact a manufacturer with competencies in the design and supply of exhaust gas treatment equipment. Engine manufacturers like MAN Energy Solutions have this *know-how* due to their extensive experience in supplying exhaust gas treatment equipment for facilities with several years in commercial operation.



ENERGÍA SEGURA Y DE EMERGENCIA PARA UNA GRAN VARIEDAD DE PROYECTOS ENERGÉTICOS

GENESAL ENERGY VOLVIÓ A CRECER EN 2018, TANTO EN ESPAÑA COMO A NIVEL INTERNACIONAL, CON GRANDES PROYECTOS EN PAÍSES COMO MÉXICO, BOLIVIA, SUDÁFRICA O PERÚ. ADEMÁS, LA COMPAÑÍA REGISTRÓ UN INCREMENTO HISTÓRICO EN EL MERCADO EUROPEO, OBTENIENDO LOS MEJORES RESULTADOS DESDE SUS INICIOS. DOTAR DE ENERGÍA DE EMERGENCIA A GRANDES CENTRALES DE CICLO COMBINADO, HOSPITALES O AEROPUERTOS, FORMAN PARTE DE LA LISTA DE PROYECTOS EJECUTADOS DURANTE 2018, UN EJERCICIO MUY POSITIVO PARA GENESAL Y EN EL QUE NO SOLO DESTACA SU FUERTE APUESTA POR EL EXTERIOR, SINO TAMBIÉN POR EL MERCADO ESPAÑOL.

Estos son algunos de sus casos de éxito en 2018:

México: Los Azufres y Empalme II

Genesal empezó en enero de 2018 pisando fuerte en México, donde tiene sede desde hace cuatro años. Entre los proyectos más interesantes destacan su participación en la ampliación de la central geotérmica Los Azufres y en la central de ciclo combinado Empalme II, esta última en el estado de Sonora.

Los Azufres es una de las mayores reservas geotérmicas del mundo y Genesal diseñó para la planta un grupo electrógeno especial capaz de trabajar a una altura de 2.856 msnm. En cuanto a la central de ciclo combinado Empalme II, se instaló un grupo *black start* de 2.000 kVA, totalmente a medida, cumpliendo los requisitos del cliente, que también solicitó que el sistema se gestionase, monitorizase y controlase íntegramente desde el panel de control (SCADA).

Por otro lado, en el mercado de las pymes, destacó el proyecto realizado para Metropark, una de las zonas residenciales más exclusivas del país, en Jalisco. Para este complejo fabricó un equipo de 340/375 kVA para proporcionar energía en caso de corte de suministro a 160 apartamentos y 26 locales comerciales.

SECURE BACK-UP POWER FOR A WIDE VARIETY OF ENERGY PROJECTS

2018 WAS ANOTHER YEAR OF GROWTH FOR GENESAL ENERGY, BOTH IN SPAIN AND AT INTERNATIONAL LEVEL, WITH MAJOR PROJECTS IN COUNTRIES INCLUDING MEXICO, BOLIVIA, SOUTH AFRICA AND PERU. THE COMPANY ALSO RECORDED AN HISTORIC INCREASE IN THE EUROPEAN MARKET, ACHIEVING ITS BEST RESULTS OF ALL TIME. EQUIPPING LARGE COMBINED-CYCLE PLANTS, HOSPITALS AND AIRPORTS WITH BACK-UP POWER FORMS PART OF THE LIST OF PROJECTS EXECUTED DURING 2018, A YEAR VERY POSITIVE FOR GENESAL GIVEN ITS FIRM COMMITMENT NOT ONLY TO THE OVERSEAS MARKET BUT ALSO THE DOMESTIC ARENA.

Here are some of the company's success stories of 2018:

Mexico: Los Azufres and Empalme II

Genesal had an impressive start to January in Mexico, where the company has had offices for the last four years. Among the most interesting projects in which Genesal has participated are the extensions to the Los Azufres geothermal plant and to the Empalme II combined-cycle plant, the latter in the state of Sonora.

Los Azufres is one of the world's largest geothermal reserves and Genesal designed a special genset for the plant capable of working at 2,856 metres above sea level. For the Empalme II combined-cycle plant, the company installed a fully customised 2,000 kVA black start genset, fulfilling the requirements of the client, who also requested that the system be managed, monitored and fully controlled from the SCADA control panel.

In addition, in the SME market, the project undertaken for Metropark is particularly noteworthy, one of the most exclusive residential developments in the country, in Jalisco. The company manufactured a 340/375 kVA unit for this complex to provide power to 160 apartments and 26 commercial premises in the event of outages.



Energía para una planta solar en Sudáfrica

La implantación de las energías renovables es un fenómeno imparable, una demostración clara de que se trata de un sector en expansión es el proyecto realizado por Genesal para Kathu Solar Park, la gran planta termosolar de 100 Mwe de Sudáfrica, que entró en funcionamiento a finales del pasado año. Gracias a la tecnología más puntera, la instalación produce energía suficiente para cubrir la demanda de electricidad de unos 150.000 hogares. Genesal diseñó dos grupos electrógenos insonorizados dentro de la gama de equipos especiales, desarrollados bajo características muy especiales de diseño y funcionamiento.

11 grupos electrógenos para tres centrales de ciclo combinado en Bolivia

En 2018, Genesal también fabricó y suministró 11 grupos electrógenos para tres centrales de ciclo combinado en Bolivia, en los municipios de Tarija, Santa Cruz y Cochabamba (que incrementarán en un 50% la potencia energética del país andino). Cada equipo se instaló en su contenedor, a medida, y con elementos como aire acondicionado y sistema de detección de incendios.

Energía segura para un centro logístico en Suecia

La gama “fría” de equipos capaces de arrancar a temperaturas de hasta -30 °C ha convertido a la compañía gallega en un referente en los países escandinavos. La multinacional DSV confió en Genesal para fabricar un equipo destinado a su centro logístico de Jönköping, en Suecia. El resultado, un grupo de 450-500 kVA (GEN500SI) que proporciona la mayor seguridad de funcionamiento a las temperaturas ambiente de frío más extremo.

Grandes hospitales y aeropuertos

Genesal contribuyó a completar el sistema de energía de emergencia del Hospital Quito Sur, obra del Gobierno de Ecuador. El encargo consistió en diseñar, suministrar e instalar cinco generadores con diferentes voltajes y potencias ante las diferentes cargas de cada uno de los cinco edificios que dan forma al complejo hospitalario, el más grande y moderno del país.

Power for a solar plant in South Africa

The deployment of renewable energy is an unstoppable phenomenon. One clear example of this expanding sector is the project undertaken by Genesal for the huge 100 Mwe Kathu Solar Park CSP plant in South Africa that entered into operation at the end of last year. Thanks to cutting-edge technology, the installation produces enough power to cover the electricity demand of around 150,000 homes. Genesal designed two soundproof gensets from its specialist equipment range, developed with very special design and operational features.

11 gensets for three combined-cycle plants in Bolivia

In 2018, Genesal also manufactured and supplied 11 gensets for three combined-cycle plants in Bolivia, in the municipal districts of Tarija, Santa Cruz and Cochabamba (increasing the energy capacity of the Andean country by 50%). Each unit was installed in its customised container including components such as air conditioning and a fire detection system.

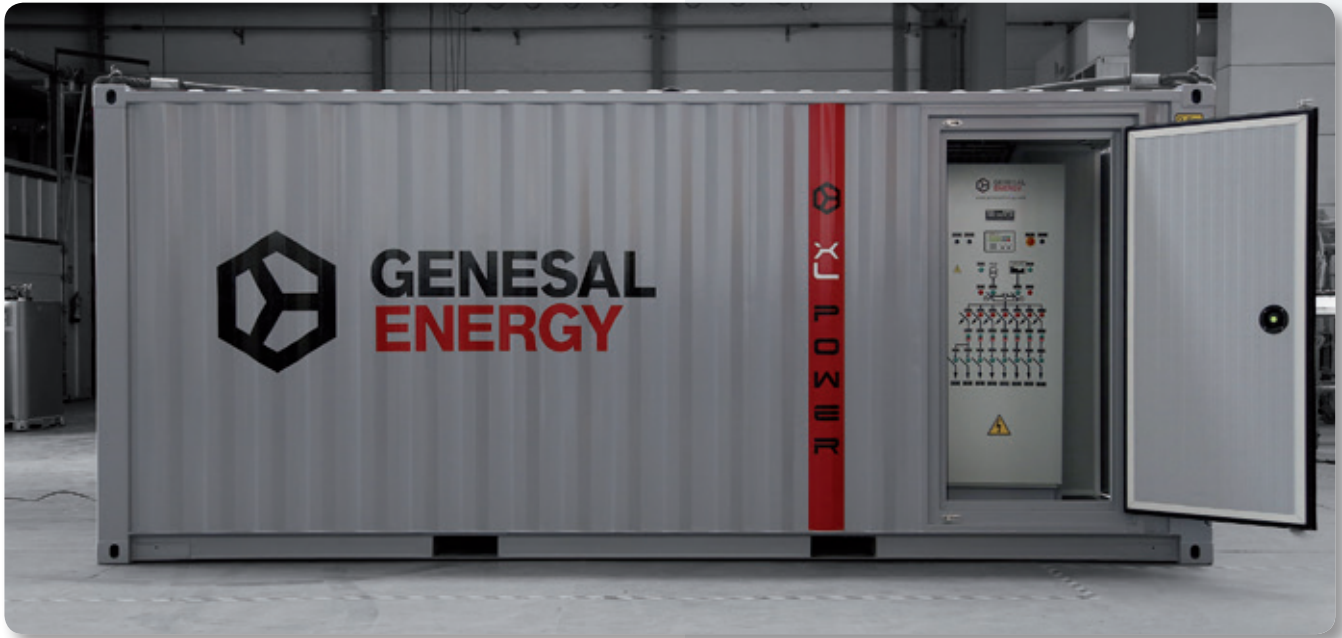
Secure energy for a Swedish logistics centre

The “cold” range of equipment capable of starting at temperatures of up to -30°C has turned this Galicia-based company into a reference for Scandinavian countries. Multinational DSV commissioned Genesal to manufacture a unit destined for its logistics centre in Jönköping, Sweden. The result is a 450-500 kVA (GEN500SI) genset that provides greater operational security in the most extreme of ambient temperatures.

Major hospitals and airports

Genesal helped complete the emergency power system for the Hospital Quito Sur, an Ecuador Government project. The company was responsible for designing, supplying and installing five generators with different voltages and outputs to cover the different loads of each one of the five buildings comprising the hospital complex, the largest and most modern in the country.





El hospital de Quito ocupa una superficie de 86.500 m², tiene capacidad para 400 camas y en sus instalaciones trabajan 1.800 personas. Por sus dimensiones, los fallos de red pueden provocar situaciones críticas. Para evitarlo, se instalaron sistemas de *backup*.

Por otra parte, en Kenia, la empresa gallega suministró dos generadores de 20 kVA *prime* para llevar electricidad a una torre de control móvil de un aeropuerto de este país africano. También en este continente, Genesal dotó de energía al central de tratamiento de fosfatos Jorf Lasfar, y lo hizo con tres grupos especiales. Se trata, en este caso, de una isla de grupos idénticos para exterior (tres unidades en contenedor 660 V 50 Hz) diseñados para funcionar en paralelo entre ellos o bien de forma individual.

El mercado nacional, de Cáceres a Baleares

Entre la amplia lista de proyectos concluidos durante 2018 en España, las Islas Baleares ocupan sin duda un lugar destacado por el suministro de 24 grupos electrógenos –durante el tercer trimestre– para garantizar el suministro en caso de fallo de red en las islas. El cliente solicitó equipos móviles capaces de funcionar en cualquier zona. Los grupos Genesal, de tres potencias, se destinaron a Mallorca, Menorca, Ibiza y Formentera y están diseñados para arrancar de manera automática ante un fallo de red o hacerlo a distancia a través de contacto libre de potencial o mediante SMS gracias a la tarjeta GSM/GPS. Los equipos Genesal también contribuyeron a restablecer el suministro eléctrico a la isla de Menorca tras el gran temporal del pasado octubre.

Otro de los proyectos nacionales de Genesal se desarrolló para la central nuclear de Almaraz (Cáceres), que confió en la empresa gallega para contar con energía de emergencia.

Previsiones para 2019

Los buenos resultados de 2018 invitan al optimismo, pero sin perder el norte. La empresa pretende continuar cumpliendo una máxima: ofrecer los mejores productos orientados a las necesidades del cliente, proporcionando un servicio integral, desde la fabricación hasta la ejecución de la puesta en funcionamiento (en 2018 se realizaron más de 600 puestas en marcha) o el servicio de mantenimiento a través de su servicio SAT. En cuanto al año en curso, el lanzamiento de las nuevas cabinas por gamas (cabinas destinadas a conseguir un mayor nivel de insonorización y una mejor operatividad) y la consolidación y apertura de más mercados son algunos de los retos de la compañía.

The hospital in Quito covers an area of 86,500 m², with a capacity for 400 beds and 1,800 people working on-site. Given its size, grid failures could result in critical situations. To avoid this, back-up systems were installed.

In Kenya, Galicia's Genesal supplied two 20 kVA prime generators to bring electricity to the mobile control tower of an airport in this African country. In Morocco, Genesal supplied power to the Jorf Lasfar phosphate treatment complex via three special units. This time, the project involved an island of identical gensets for outdoor use (three units in a 660 V 50 Hz container) designed to operate in parallel or on an individual basis.

The domestic market: from Cáceres to the Balearics

Among the extensive list of projects concluded in Spain during 2018, the Balearic Islands undoubtedly hold a prominent position with the supply of 24 gensets – during the third quarter – to guarantee supply in the event of a grid failure on the islands. The client requested mobile equipment capable of operating in any area. The gensets from Genesal with three different outputs were destined for Mallorca, Menorca, Ibiza and Formentera and are designed to start automatically in the event of a grid failure or to do so remotely via voltage-free contact or SMS thanks to the GSM/GPS card. The Genesal units also helped re-establish the power supply to the island of Menorca following the severe storm last October.

Another of Genesal's domestic projects was implemented for the nuclear power plant at Almaraz (Cáceres), who commissioned the Galicia-based company to supply back-up power units.

Outlook for 2019

The positive results obtained in 2018 are cause for optimism, but we have to remain focused. The company's aim is to continue to fulfil one maxim: to offer the best products designed to respond to the needs of the client, providing an integral service, from manufacturing to commissioning (more than 600 projects came on line in 2018) and a maintenance service via Genesal's SAT service. The launch of new booths by range (booths destined to achieving a heightened level of sound-proofing and better operability) and the consolidation and opening of more markets are some of the challenges facing the company this year.

VIII EDICIÓN



3 & 4 abril 2019
M A D R I D
PALACIO MUNICIPAL DE CONGRESOS

Digital Transformation, leading Energy Efficiency

Smart Industry 4.0

Smart Cities

Smart Energy

Smart IT Infrastructure

+
+
+

Agenda e Inscripción gratuita
www.SmartEnergyCongress.eu

Inscripción VIP (260€ + IVA)

Un evento dirigido a Directores de Transformación Digital, Innovación, Tecnología, Operaciones, Industriales, Sostenibilidad, etc.

La innovación y la digitalización impactan notablemente en la mejora de la eficiencia energética y la sostenibilidad. Aceleradores de la competitividad empresarial, y pilares de la descarbonización de la economía y de la transición energética: grandes retos de la Unión Europea y ámbitos en los que España cuenta con compañías con amplia experiencia y reconocido liderazgo tecnológico.

Smart Energy Congress, el congreso anual europeo en el que consultoras de referencia, compañías energéticas, líderes de la industria tecnológica, responsables de grandes proyectos, etc. comparten su visión y debaten sobre tendencias, retos y oportunidades para mejorar la Eficiencia Energética en ámbitos como Ciudades (*Smart Buildings, Waste, Mobility,...*), Industrias (*Smart Manufacturing, Extended Digital Factory, Agrifood,...*), Energía (*Smart Grids, Vehicle, Energy Storage...*) y Grandes Infraestructuras Tecnológicas (*Smart Data Centers, Supercomputing, Artificial Intelligence...*).

Una ocasión única para detectar oportunidades y establecer relaciones con los *stakeholders*, coinnovando y compartiendo experiencias.

#SmartEnergyCongress

#SUMATenerTIC



¡Descárgate GRATIS
la VII Guía de referencia
Smart Energy!

www.enerTIC.org/GuiaSmartEnergy

CELEBRACIÓN SIMULTÁNEA

ASLAN
2019 CONGRESS
& EXPO

ORGANIZA

e
enerTIC



LONGi Solar

RELIABILITY CREATES VALUE

As certain as the sunrise

- World's No. 1 monocrystalline module manufacturer
- Solar's most bankable company
- PV industry highest R&D investments
- High power, high yield, high reliability