



ENERGÍAS RENOVABLES

159
marzo 2017

www.energias-renovables.com

@ERenovables

6ª Encuesta sobre mantenimiento eólico La voz de la mayoría

Latinoamérica, el mercado más atractivo para las renovables



Autoconsumo: lo que cuentan los funcionarios de un ministerio



ENERGÍA CON CONCIENCIA

PARTE DE LA EXPERIENCIA BORNAY CONSISTE
EN CREAR UN MUNDO MÁS SOSTENIBLE.
EN ESTE SENTIDO NUESTROS PRODUCTOS
AYUDAN A CONSERVAR MARAVILLAS COMO
LA QUE AQUÍ TE MOSTRAMOS.

Bornay aprovecha los recursos
que te ofrece la naturaleza para
dar energía a tu hogar de
manera sostenible.

El sol y el viento se convierten
en tus mejores aliados,
aportándote independencia
energética y cuidando el planeta
que heredarán los tuyos.

Úmate a la Experiencia Bornay.

DESDE 1970
APORTANDO SOLUCIONES
AL MUNDO DE LAS
ENERGÍAS RENOVABLES

Bornay 

Aerogeneradores y fotovoltaica | +34 965 560 025 | bornay@bornay.com | www.bornay.com



159

Número 159
Marzo 2017

En portada, foto de WindCom Services.

Se anuncian en este número

ACCIONA	27	INTERSOLAR Y EES EUROPE.....	13
BARLOVENTO	55	MARINE ENERGY WEEK.....	17
BORNAY	2	MESA	33
DTBIRD	35	SANTOS MAQUINARIA	
ENERGY EXEMPLAR	21	ELÉCTRICA.....	37
GESTERNOVA.....	64	SOLARWATT	9
GREEN EAGLE SOLUTIONS.....	39	VICTRON.....	63
HOLTROP	23	WINDCOM SERVICES	53
INGETEAM	31	WYNNERTECH	25

■ PANORAMA

La actualidad en breves 8

Opinión: **Javier G. Brea** (7) / **Sergio de Otto** (8) / **Ernesto Macías** (10) /

Eduardo Collado (12)

Latinoamérica, el mercado más atractivo para invertir
en proyectos renovables 18

■ SOLAR FOTOVOLTAICA

Autoconsumo. Lo que cuentan los funcionarios de un ministerio 22

■ EÓLICA

Eólica España: 2016, el año raquítico 28

(+ Entrevista con Kilian Rosique, director técnico de la Asociación Empresarial Eólica)

Eólica Mundo: Medio millón de megavatios generados
con el viento... y subiendo 34

6ª Encuesta sobre mantenimiento de parques eólicos 38

Claves para un máximo rendimiento de las plantas de energía renovable 43

DNV GL, una suma de experiencias en constante evolución 46

La eólica mundial se rinde a DTBird 50

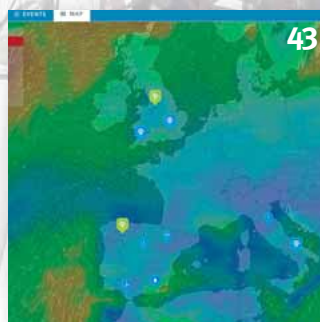
Houston, tenemos una solución 54

(+ Entrevista con Venancio García Fernández, director de la Unidad
de Negocio de WindCom Services Europe)

Argentina: Cómo acelerar de 0 a 100 en dos años 58

■ BIOENERGÍA

El biogás europeo en ocho gráficas 60



¡Suscríbete!

Todas las opciones para poner
Energías Renovables en tu vida

1. Suscripción anual a la revista en papel (10 números)

Cuesta 50 euros (75 para Europa y 100 para el resto de países) y comienza con el número del mes en curso. Se distribuye exclusivamente por suscripción y se envía por correo postal.

Esta suscripción incluye también la posibilidad de descargar la revista en formato PDF y el acceso a todos los contenidos de la página web.

→ **Revista en papel + Revista en PDF + contenidos web: 50 euros**

2. Suscripción anual al PDF (10 números)

Cuesta 30 euros al año. Esta suscripción incluye la descarga de la revista en formato PDF y el acceso a todos los contenidos de la página web.

→ **Revista en PDF + contenidos web: 30 euros**

3. Suscripción anual a contenidos web

Cuesta 20 euros al año. Esta suscripción incluye el acceso a todos los contenidos de la página web.

→ **Contenidos web: 20 euros**

Si quieres suscribirte, hazlo
a través de nuestra página web:
...❖ www.energias-renovables.com





DIRECTORES

Luis Merino

lmerino@energias-renovables.com

Pepa Mosquera

pmosquera@energias-renovables.com

REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.

abarrero@energias-renovables.com

DISEÑO Y MAQUETACIÓN

Fernando de Miguel

trazas@telefonica.net

COLABORADORES

J.A. Alfonso, Paloma Asensio, Tomás Díaz, M^a Ángeles Fernández, Luis Ini, Anthony Luke, Jairo Marcos, Michael McGovern, Diego Quintana, Javier Rico, Mino Rodríguez, Alejandro Diego Rosell, Yaiza Tacoronte, Hannah Zsoloz.

CONSEJO ASesor

Mar Asunción

Responsable de Cambio Climático de WWF/España

Pablo Ayesa

Director general del Centro Nacional de Energías Renovables (Cener)

Jorge Barredo

Presidente de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf)

Luis Crespo

Secretario General de Protermosolar y presidente de Estela

Javier Díaz

Presidente de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (Avebiom)

Jesús Fernández

Presidente de la Asociación para la Difusión

del Aprovechamiento de la Biomasa en España (Adabe)

Juan Fernández

Presidente de la Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT)

Javier García Brea

Experto en Políticas Energéticas y presidente de N2E

José Luis García Ortega

Responsable del Área de Investigación e Incidencia y del Área de Cambio Climático y Energía de Greenpeace España

Antoni Martínez

Director de Tecnología en Energías Renovables de InnoEnergy

Miguel Ángel Martínez-Aroca

Presidente de la Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (Anpier)

Carlos Martínez Camarero

Departamento Medio Ambiente CCOO (Comisiones Obreras)

Emilio Miguel Mitre

Director red Ambientectura

Joaquín Nieto

Director de la Oficina de la OIT (Organización Internacional del Trabajo) en España

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

Enrique Soria

Director de Energías Renovables del Ciemat (Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas)

José Miguel Villarig

Presidente de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)

REDACCIÓN

Paseo de Rías Altas, 30-1^a Dcha. 28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)

Tel: +34 91 663 76 04 y +34 91 857 27 62

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

91 663 76 04

publicidad@energias-renovables.com

advertising@energias-renovables.com

Imprime: Arias

Depósito legal: M. 41.745 - 2001 ISSN 1578-6951



Edita: Haya Comunicación



NOSOTROS USAMOS



kilovatios verdes limpios

Triodos Bank

Trabajamos con Triodos Bank, el banco de las energías renovables.

Estos son los datos, juzguen ustedes

¿P

uede el periodismo de datos derrotar la manipulación informativa? A ese objetivo dedicó los últimos 20 años de su vida Hans Rosling, "un pionero en la lucha contra la postverdad", como tituló *eldiario.es* el artículo en el que rendía homenaje a este médico sueco y experto en estadística, fallecido hace ahora un mes.

Rosling pensaba que si se ofrecían con claridad datos y evidencias, en vez de argumentos interpretativos, sería posible poner freno a la manipulación, las medias verdades y las mentiras. Con esta finalidad ideó un *software* que permite visualizar de manera interactiva y accesible la información estadística; hoy de pleno uso tras ser adquirido en 2007 por Google.

Esta interpretación del mundo basada en datos objetivos no parece suficiente, sin embargo, para frenar a los partidarios de las realidades paralelas. Para ellos, la evidencia empírica es solo un obstáculo en el camino. Menor o mayor, pero nada que no se pueda superar con el tratamiento adecuado y suficiente insistencia.

Las energías renovables llevan años siendo víctimas de ello. Hay infinidad de ejemplos (con la solar fotovoltaica como principal protagonista), pero vamos a centrarnos solo en una de las falsedades más en boga estos días: la supuesta supremacía de la energía nuclear frente a las fuentes de generación limpia. Un tema de plena actualidad tras el plácat del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) a la reapertura de Garoña, obviando sus 40 años de vida y las advertencias en contra de la reapertura de esta vieja instalación hechas por los propios técnicos del CSN. Pero el *lobby* nuclear es poderoso y tiene potentes altavoces.

¿Quién no ha vuelto a oír estos días que la electricidad producida en centrales nucleares es más barata que la generada a partir del sol o del viento? ¿Que el problema de los residuos está en vías de solución? ¿Que en España no pueden producirse accidentes como el de Chernobyl o el de Fukushima? ¿O que las centrales nucleares son imprescindibles para combatir el cambio climático? Este cúmulo de mentiras, trufadas con medias verdades, repetidas una y mil veces por personas de indudable credibilidad para la mayor parte de quienes no conocen el tema en profundidad —es decir, la mayoría de los ciudadanos— cala, lógicamente, en la opinión pública. Sin embargo, lo cierto es que ni la nuclear es más barata que las renovables, ni es segura, ni el tema de los residuos está en vías de solución, ni las centrales atómicas hacen falta para controlar el clima.

Empecemos por la seguridad. Periódicamente se producen accidentes en plantas atómicas, la mayoría, por fortuna, de escasa o poca importancia. Pero ha habido tres que dejaron al mundo en estado de *shock*: Three Miles Island (EEUU) en 1979, Chernobyl (Ucrania) en 1986 y Fukushima (Japón) en 2011, demostrando que es un sarcasmo mantener que estas instalaciones son seguras. De hecho, seis años después del accidente en el reactor japonés la propia Tepco, operadora de la central, ha reconocido que el combustible nuclear derretido ha entrado en contacto con el agua subterránea que fluye del lado de la montaña, generando agua contaminada por la radiación todos los días. Agua contaminada que se suma a la ya vertida al Océano Pacífico.

Tampoco es cierto que la nuclear sea la tecnología de generación eléctrica más barata. Este mérito le corresponde a las renovables, convertidas en los verdaderos amortiguadores de los precios de la electricidad. Por ejemplo, la generación con eólica permitió en 2015 disminuir el precio del KWh en un 15,7% (Fuente: Observatorio de la Sostenibilidad). La generación con nuclear, cero. Respecto a los residuos radiactivos, no existe, ni mucho menos, solución definitiva, sólo formas de gestión temporal. De hecho, ni siquiera hay consenso en el sector nuclear sobre la mejor forma de almacenarlos.

Tampoco es verdad que las nucleares sean necesarias para combatir el cambio climático. Como recordaba en una reciente columna Pep Puig, hay expertos que lo han comprobado y hasta le han puesto números. Es el caso del físico y ambientalista estadounidense Amory Lovins, presidente y jefe científico del Rocky Mountain Institute, quien ha calculado que invertir en nueva nuclear —mucho más costosa tras las nuevas exigencias de seguridad— ahorraría de 2 a 20 veces menos carbono por dólar, y alrededor de 20 a 40 veces menos carbono por año, que si se invierte en los ganadores del mercado: el uso eficiente de la electricidad, las energías renovables distribuidas y la cogeneración de calor y electricidad para edificios y fábricas.

Hasta el mes que viene

Pepa Mosquera
Pepa Mosquera



■ El Gobierno modifica la retribución de las renovables

El cambio del precio al que le pagarán el kilovatio hora a los productores de energías renovables estaba ya previsto en la normativa vigente, según asegura el Ministerio en un comunicado que difundió ayer. Según la Asociación Empresarial Eólica, el precio ahora fijado supondrá que la eólica ingresará en tres años unos 400 millones de euros menos (un -38%) de lo que le correspondería.

El Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital publicó el 22 de febrero en el Boletín Oficial del Estado una orden “por la que se actualizan las retribuciones de las instalaciones de energía eléctrica a partir de fuentes de energía renovables, cogeneración y residuos para el segundo semiperiodo regulatorio, que va de los años 2017 a 2019”. Energía asegura que “esta actualización, prevista en la Ley del Sector Eléctrico, permite garantizar una rentabilidad razonable del 7,4% a las instalaciones”.

Según el ministerio, la Ley Eléctrica establece que, al finalizar cada semiperiodo regulatorio de tres años (momento actual), deben revisarse para el resto del periodo regulatorio las estimaciones de ingresos por la venta de la energía en el mercado. Asimismo esa Ley establece que, al finalizar cada periodo regulatorio de seis años, se podrán revisar todos los parámetros retributivos de las instalaciones tipo, excepto la vida útil regulatoria y el valor estándar de la inversión inicial. Pues bien, “en la revisión llevada a cabo del precio del mercado para los próximos tres años se ha

considerado el precio del mercado de futuros para ese periodo”. En cuanto al precio del mercado para el segundo periodo regulatorio, éste se revisará en el año 2020 tal y como establece la normativa. El Ministerio asegura que “esta revisión del precio del mercado va a suponer un incremento de la retribución de las instalaciones renovables, de cogeneración y de residuos de unos 600 millones de euros al año”.

La Asociación Empresarial Eólica –la eólica es la renovable más afectada por este cambio de precio– discrepa. Según la AEE, el Ministerio no ha usado como referencia los precios de los mercados de futuro. Antes al contrario, Energía “ha mantenido como referencia para el cálculo de la retribución regulada un precio de mercado artificialmente alto”. Ello se va a traducir –explican desde la AEE– en que la eólica ingresará en tres años unos 400 millones de euros menos (un -38%) de lo que le correspondería.

■ Más información:

→ www.boe.es/boe/dias/2017/02/22/pdf/BOE-A-2017-1793.pdf

■ Las emisiones de gases de invernadero en España descendieron un 3% en 2016

El Observatorio de la Sostenibilidad (OS) ha presentado un informe con datos inéditos sobre las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) en 2016 (las fuentes oficiales tardan un año en facilitar esta información) que apuntan a que el año pasado éstas disminuyeron un 3,13% respecto al año anterior. Se debe, casi en su totalidad, a un descenso de la quema de carbón para la generación eléctrica. Aún así, las emisiones de CO₂ en España están un 14,95% por encima del año base de 1990.

El informe de OS pone de manifiesto que la aportación de las energías renovables –sobre todo la eólica– a este resultado de reducción de emisiones es muy importante, por cuanto cubrieron el 40,8% de la generación de electricidad en 2016, muy por encima de lo que aportó la nuclear, el 22,9%. La eólica aportó el 19,3%, la hidráulica el 14,6%, la fotovoltaica el 3,1% y la termosolar el 2,1%. También deja claro que el descenso de la quema de carbón para la generación eléctrica, en casi un 30,6%, fue el factor más determinante para que España emitiera menos emisiones GEI a la atmósfera. En contrapartida, el consumo de petróleo creció un 3% y el de gas natural un 1,4%.

En concreto, en 2016 se emitieron 328,7 millones de toneladas de CO₂ equivalentes, frente a las 339,5 millones de toneladas emitidas en

2015. Las emisiones del año de referencia, 1990, fueron de 285,9 millones de toneladas de CO₂ equivalentes, lo que arroja un 14,95% de emisiones por encima de lo permitido. Esto significa, según señala el Observatorio, “que España sigue siendo uno de los países industrializados donde más han aumentado las emisiones y sigue haciendo falta un importante esfuerzo para la etapa posterior al Protocolo de Kioto, sin acudir a los mecanismos de flexibilidad, que le permita adquirir en el exterior derechos de emisión, lo que hizo factible

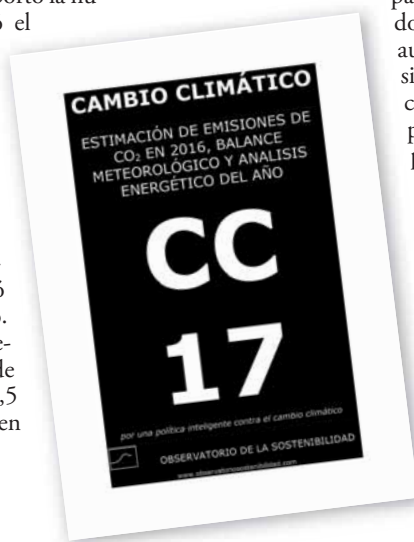
emitir durante los años 2008–2012 por encima del 15% en relación a 1990”.

El informe, a cuyo frente se encuentra el economista José Santamarta, subraya, por otra parte, que es “difícil evaluar si al menos una parte de la reducción de emisiones producida en 2016 se ha debido al descenso del consumo de carbón o a los resultados de las escasas estrategias y políticas puestas en marcha en los últimos años por el Gobierno para los sectores difusos”. Algunas de estas medidas, continua el OS, “consisten en recomendaciones o directrices genéricas cuya aplicación – que corresponden además a muchas Administraciones– es difícil de medir y porque, en otras más concretas, el Gobierno no establece los mecanismos adecuados para evaluar su ejecución”.

Además, en opinión del Observatorio, los programas de ayuda para incentivar la eficiencia y el ahorro energético no han tenido una dotación suficiente como para que la disminución de emisiones pueda apreciarse de manera significativa. En cuantos a la reducción de emisiones en el transporte, indica que se deben, sobre todo, al aumento de los precios de los combustibles y a la reducción de desplazamientos laborales y de mercancías los últimos años por efecto de la crisis.

■ Más información:

→ www.observatoriosostenibilidad.com



Cataluña subvenciona con casi 900.000 € electrolinerías públicas y puntos privados de recarga

Los beneficiarios potenciales de esas ayudas son las corporaciones locales y entes dependientes de las mismas, por una parte, y las familias, corporaciones locales, consorcios, fundaciones y otros entes sin ánimo de lucro, por otra. El primer grupo podrá solicitar ayudas para estaciones de recarga rápida y semirrápida, mientras que el segundo optará a las ayudas para “punto de recarga”.

El Gobierno de Cataluña destinará 864.750 euros a la instalación de puntos de acceso público de recarga rápida y semirrápida y puntos de recarga privados. El objetivo de esta iniciativa –informa la Generalitat– es “extender la red de recarga para recorridos interurbanos y hacer de Cataluña un país atractivo para el uso del vehículo eléctrico”. Las ayudas las gestionará el Instituto Catalán de la Energía, Icaen.

La Generalitat concederá ayudas de hasta el 100% del coste de la infraestructura, con un máximo de 40.000 euros para la instalación de estaciones de 50 kW de potencia con sistema de pago integrado. Podrán acceder a la ayuda corporaciones locales y otros entes que dependan de ellas, hasta un máximo de dos estaciones por término municipal o cuatro estaciones por beneficiario. Según el Icaen, en estas estaciones, un vehículo eléctrico puede repostar y conseguir hasta 120 kilómetros de autonomía en menos de treinta minutos.

En el caso de estaciones de acceso público de recarga semi rápida, la Generalitat concederá ayudas de hasta el 100% del coste de la infraestructura, con un máximo de 15.000 euros (en caso de corriente continua) o 5.000 euros (en caso de corriente alterna) para la instalación de estaciones de potencia igual o superior a 20 kW con sistema de pago integrado. Según el Icaen, en estas estaciones, un vehículo eléctrico puede repostar durante un hora y conseguir así hasta 100 kilómetros de autonomía.

Asimismo, la Generalitat concederá ayudas para la instalación de puntos privados de recarga vinculados a vehículos eléctricos puros, eléctricos enchufables y de autonomía extendida. Podrán acceder a esas ayudas familias, corporaciones locales y fundaciones y entidades sin ánimo de lucro, y las ayudas ascenderán a hasta el 75% del coste de la infraestructura, con un máximo de 1.000 euros por punto vinculado y de 2.500 euros en el caso de que se haga una preinstalación para un futuro punto en un aparcamiento comunitario.

Más información:

→ <http://empresa.gencat.cat>



P I N I Ó N
CON DENOMINACIÓN DE ORIGEN



Javier **García Brea**
→ www.tendenciasenenergia.es

La eficiencia energética en primer lugar

La revisión de las directivas que ha propuesto la Comisión Europea destaca por dos novedades: los objetivos de renovables, eficiencia y emisiones para 2030 se abordan de forma conjunta y se establece una jerarquía al situar la eficiencia energética en primer lugar. Un mayor objetivo de ahorro de energía facilitará porcentajes más elevados de renovables y reducción de emisiones.

Si las directivas vigentes de renovables, edificios y eficiencia energética han definido un modelo de generación distribuida a través de la integración de renovables en los edificios, el edificio de consumo de energía casi nulo y el contador de balance neto, las nuevas directivas definen un modelo energético basado en la gestión de la demanda a través del autoconsumo compartido, microrredes, almacenamiento e infraestructuras de recarga para integrar el vehículo eléctrico en la gestión energética de los edificios.

El objetivo vinculante del 30% de eficiencia energética es lo primero. Ahorrar energía y eliminar el consumo de energía fósil en edificios y transporte es la meta más exigente de la Unión de la Energía aprobada en 2015. Su impacto en la creación de empleo, ahorro de importaciones energéticas y abaratamiento de la energía es para Bruselas un factor de competitividad.

Nada comparable con la realidad de España. Aún no se han transpuesto por completo las directivas vigentes y se hace parcialmente a base de advertencias de Bruselas. La política oficial es anti renovables, el CO₂ no existe y el ahorro de energía está penalizado. El modelo de gestión de la demanda que proponen las nuevas directivas supone una revisión completa del sistema eléctrico español y acabar con conceptos como energía de respaldo o pagos por capacidad, más propios de un modelo que se sostiene incentivando el consumo y la facturación al consumidor.

Los efectos de la ola de frío de enero no han llevado a una reflexión sobre las limitaciones de un modelo basado en el uso de combustibles fósiles, en contradicción con el propuesto por Bruselas. Todo lo contrario, se insiste en seguir culpando a las renovables del alto precio de la electricidad, en defender la energía nuclear como la más barata y el gas argelino como la energía más limpia y segura.

En 2012 España aprobó una moratoria renovable sine die y votó contra la Directiva de eficiencia energética con el argumento de que más objetivos de ahorro obstaculizarán la recuperación económica. En el Plan Nacional de eficiencia energética 2014–2020 se afirmaba que en 2013 España alcanzó los objetivos de Europa para 2020. El pasado mes de junio, el Gobierno trasladó a la Comisión Europea su opinión contraria a los objetivos para 2030 de renovables y eficiencia energética porque serían incompatibles con la creación de empleo y la competitividad de las empresas.

La explicación la dio el Gobierno el pasado mes de octubre en su informe sobre la proposición de ley de autoconsumo presentada por Ciudadanos, en el que dejó claro el rechazo a cualquier medida que haga bajar el precio de la electricidad o que fomenta el ahorro de energía por el impacto negativo en la recaudación, confundiendo los ingresos del sector eléctrico con la competitividad del país.

Se entiende así que el único mensaje ante el elevado precio de la luz de enero haya sido el de “acostumbrarse”. Eso reduce la política energética a consumir mucho y consumir la energía más cara que es el gas. Bruselas, por el contrario, ha propuesto el consumo de energía casi nulo y consumir solo energías renovables.

El lastre de la energía cara no son las renovables sino las políticas energéticas en contra de toda forma de ahorro de energía y de generación distribuida para que los consumidores puedan gestionar su propia demanda.



Sergio de Otto
Consultor en Energías
Renovables
→ sdeo.renovando@gmail.com

Negocio regulado, negocio regalado

Sí, es un titular periodístico pero también es una realidad incontestable. Las eléctricas viven sobre todo del Boletín Oficial del Estado y no de su audacia y excelente gestión en la dura competencia de ese mercado que tienen en los altares. Lo sé, no descubro América. Ya lo sabíamos. Pero no me resisto a traer esa evidencia a esta columna ante la reciente presentación de resultados de Iberdrola y Endesa que han aumentado sus beneficios en un 11,7% y un 30%, para alcanzar 2.705 y 1.411 millones de euros (M€), respectivamente.

Ambas corporaciones reconocen en sus notas de prensa que el trozo grande de ese succulento pastel procede de lo que dicta el BOE, lo que llamamos negocio regulado. En el caso de la empresa de José Ignacio Sánchez Galán la nota de prensa afirma, refiriéndose al Ebitda, que “un 77% ha procedido de negocios regulados o contratos a largo plazo” mientras la italiana, que dirige Borja Prado, señala que “el negocio regulado... representó el 63% del beneficio bruto de la explotación”.

¿Qué quiere decir esto? Pues muy sencillo; que ante todo y sin menosprecio de la calidad de los profesionales que puedan trabajar en esas grandes corporaciones energéticas, una buena parte del negocio está garantizado con decisiones políticas, esas que toman los políticos que, en el caso de España, acaban luego en sus Consejos de Administración. No deja de resultar hipócrita que estas compañías permanentemente traten de confundir a la opinión pública “denunciando” que el recibo de la luz está cargado de costes que fija el Gobierno, lo que es verdad, pero lo cuentan como si ellos fueran ajenos a los mismos cuando en realidad es lo que fundamentalmente alimenta, como hemos visto, sus beneficios.

Luego están los matices sobre el origen geográfico de esos resultados que, siendo cierto en parte, no deja de estar relacionado con lo que pagamos y, sobre todo, hemos pagado los españoles en el recibo de la luz. Esos beneficios que doblan de media el margen de los que obtienen las eléctricas europeas (que obtenían, pues por ahí fuera los regalos se han acabado) proceden ahora, en parte, del negocio en otros países gracias a la caja que históricamente han hecho aquí, fortaleza que les permitió tener un exitoso desarrollo internacional.

Una reflexión que vengo haciendo desde hace tiempo y que sigue teniendo sentido cada vez que comentamos estos insólitos (¿o escandalosos?) beneficios es que lo más sorprendente de estos tiene que ver con el hecho de que durante los últimos diez años se hayan mantenido estables pese, en primer lugar, a la crisis, a la recesión que hemos padecido (no todos) en este país. Pero, sobre todo, por la espectacular caída de la demanda eléctrica a partir del año 2009, indicador esencial de su negocio que, sin embargo, no tuvo ninguna repercusión en el margen de las empresas de Unesa, aunque sí, y de qué manera, en el resto del tejido empresarial.

Y esto me lleva a una segunda reflexión que planteo en forma de pregunta: ¿qué piensan el resto de grandes compañías que con cifras de facturación superiores a las eléctricas apenas llegan a resultados positivos de decenas de millones? Pienso en El Corte Inglés, por ejemplo, pero también en tantas otras que sí compiten en mercados de verdad y no cuentan con la inestimable ayuda de un negocio regulado, de un negocio regalado. ¿Por qué no dicen nada los foros empresariales en los cuales la mayor parte de sus asociados no cuentan con esos privilegios de las eléctricas? ¿Por qué solo nos indignamos los ciudadanos, pocos hasta ahora pero cada vez más?

¡Ah! Por último, las dos compañías, Iberdrola y Endesa, ya han anunciado a los inversores que los beneficios van a seguir creciendo. Sánchez Galán promete 3.500 M€ para 2020 y Borja Prado 1.700 M€ para 2019. ¿Y sabe el lector de dónde saldrá una buena parte de los generosos dividendos que percibirán los accionistas de estas compañías? Pues sí, de su recibo de la luz, el mismo que se ha convertido en una losa para cientos de miles de hogares por ser el que más ha subido en esta década de sus gastos domésticos.

Las eléctricas prometen más beneficios. Seguro que los conseguirán y seguro que la regulación seguirá teniendo un papel esencial. Así son las cosas.

El autoconsumo, una alternativa que aporta beneficios a toda la sociedad

Expertos del sector fotovoltaico que participaron en las jornadas organizadas por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) en Genera (28 de marzo-3 de febrero) coincidieron en señalar que el autoconsumo representa una alternativa viable que aporta beneficios económicos y medioambientales a todos los ciudadanos, no solo a los que apuestan por él.

En los encuentros, el Director General de UNEF, José Donoso, destacó la oportunidad que representa la integración del autoconsumo en los edificios. “Con el autoconsumo ganamos todos, tanto los autoconsumidores como la sociedad, porque generamos energía limpia, esencial para combatir contra el cambio climático, y barata, que contribuye a reducir el precio de la energía para el resto de consumidores”, destacó Donoso.

Francisco Javier Abajo, Director General de Industria, Energía y Minas de la Comunidad de Madrid, expuso el plan de ahorro y eficiencia energética de esta comunidad (en fase de elaboración), que prevé la instalación de autoconsumo en los edificios de la Comunidad y medidas concretas para mejorar la eficiencia energética e impulsar la generación autóctona de energía. Su objetivo es incrementar un 35% la producción renovable entre 2015 y 2020 en la región.

En cuanto a la integración de la solar fotovoltaica en la edificación, los expertos destacaron que éste es el momento de apostar por ello y recordaron que los edificios consumen el 40% del total de la energía a nivel europeo. Esta tecnología permite, además, combinar funciones tradicionales de los elementos constructivos, como la cubierta o la fachada, con la generación de energía limpia. Entre las diferentes soluciones presentadas, cabe destacar los ejemplos de integración con tejas solares, con membranas fotovoltaicas y a través del acristalamiento solar, que permite aprovechar la producción eléctrica sin renunciar a la luminosidad natural.

Más información:

→ www.unef.es

SOLARWATT: LA TECNOLOGÍA AL SERVICIO DE LAS PERSONAS



¡IMPLANTA TÚ EL NUEVO MODELO ENERGÉTICO!

La más alta tecnología llega a España de la mano de Solarwatt para revolucionar el sector energético, aportando la solución integral más fiable y competitiva del mercado en sistemas de generación y autoconsumo inteligente.

Los sistemas integrales de Solarwatt satisfacen altamente las necesidades energéticas de un hogar o pequeño negocio con una producción de energía renovable, eficiente y proporcionando una extraordinaria satisfacción: Contribuir a un planeta más limpio, aportando tu grano de arena contra el cambio climático. Conectada a la red, de forma totalmente legal y sin peajes.

Solarwatt va a desarrollar su actividad en España a través de su Red Oficial de Partners que trasladarán a los usuarios todos los beneficios de la marca, su calidad, su extraordinaria garantía, sin más intermediarios, y con las mejores condiciones económicas.



www.solarwatt.es

SOLARWATT®
power to the people


P I N I Ó N
RENEWABLES FROM SPAIN


Ernesto Macías
 Presidente de la Alliance
 for Rural Electrification
 y miembro del Comité
 Directivo de REN 21
 → ernesto.macias@sfcbp.com

Mercados fotovoltaicos: ¿Mercados? Ahora sí

En primer lugar, ¿qué es un mercado? Quizás la definición, entre las muchas, que más se acerca a lo que comúnmente se entiende como mercado sea “Conjunto de actividades realizadas libremente por los agentes económicos sin intervención del poder público”, que está claro que poco tiene que ver con lo que algunos relacionan con el mundo de la tecnología fotovoltaica.

Cuando comencé a trabajar en este “sector” el único mercado era en España el de las instalaciones aisladas, y a nivel internacional, lo que no se puede llamar mercado, si no quizás “nicho” comercial, eran

los proyectos de electrificación rural, fuertemente subvencionados por organismos multilaterales, agencias de cooperación, etc.

Hasta que llegó el FIT (*Feed in Tariff*) a muchos países, incluyendo a España. La historia es de sobra conocida. El caso es que, a pesar de los pesares, la tecnología fotovoltaica se ha convertido en una alternativa real que la ha situado en lo más alto del mercado internacional de generación eléctrica. Sin subvenciones. Pero es que, además, la fotovoltaica mantiene esa enorme virtud como fuente de generación de electricidad: es tremendamente flexible y empieza a ser rentable desde un tamaño de planta muy pequeño. Algo que no está al alcance de casi ninguna fuente de generación, renovable o no.

Así que, por fin, hemos llegado a donde muy pocos soñaban, y ahora la generación de electricidad a muy pequeña escala se ha convertido en algo competitivo frente a las tarifas eléctricas en los países desarrollados. En los países en vías de desarrollo, para qué os voy a contar. Los famosos *Solar Home Systems*, compuestos por un panel, una batería y unas bombillas, además de un pequeño electrodoméstico, han evolucionado allí y aquí, hasta convertirse, en un auténtico mercado potencial. Allí y aquí. Y digo potencial, porque en Europa, Australia y EEUU, apenas lleva tres años de desarrollo. Es aún algo pequeño, pero su potencial es enorme, y no depende de nada más que de que no le pongan trabas.

No nos engañemos (porque hay algunos que nos quieren engañar). En España, no siendo el escenario perfecto, no hay barreras relevantes para las instalaciones de menos de 10 kWp con baterías. Y en ese tamaño de instalación el potencial de viviendas familiares y pequeños negocios es de cientos de miles de instalaciones. Ventaja: es un mercado libre, donde la calidad de la oferta y la capacidad de desarrollar esta nueva actividad determinará el éxito o el fracaso de los diferentes actores en la medida de que sean capaces, o no, de vencer a sus clientes.

Es un mercado nuevo, muy nuevo, en donde la incorporación de sistemas de almacenamiento competitivos ha sido determinante. El “ruido” que hizo Tesla hace un par de años ha generado una atención que muchos otros fabricantes han aprovechado. Algunos, por cierto, ya llevaban muchos años intentándolo. Pero, curiosamente, el FIT era su gran competidor. Ahora ya no. Ahora de lo que se trata es de generar el conocimiento y de trabajar paso a paso en la construcción de este nuevo (ahora sí) mercado. Con la ventaja que supone en cuanto a la creación de puestos de trabajo, comparado con el modelo más centralizado que representa el de las grandes plantas. Interesantes también, pero eso es otra historia.

Fabricantes, ingenieros, distribuidores, vendedores, instaladores: ¡empecemos a construir ese modelo que sólo hace unos pocos años parecía un sueño inalcanzable!

Noruega estrena el primer barco del mundo eléctrico para piscifactorías

El primer barco del mundo con propulsión eléctrica para piscicultura entró en funcionamiento el pasado mes de febrero en Noruega de la mano de Salmar Farming AS, una empresa de cultivo de salmones. Se trata de un catamarán de 14 metros de eslora cuyo sistema eléctrico ha sido desarrollado en su totalidad por Siemens para la compañía naval local Ørni Slipp.

Salmar Farming utiliza el barco, bautizado como “Elfrida”, para recorrer a diario el trayecto hasta el criadero de salmones, que se encuentra a 2 km de distancia, en las costas centrales de Noruega. El catamarán tarda unos 50 minutos en hacer el recorrido y puede funcionar solo con la batería eléctrica unas ocho horas. El “Elfrida” se utiliza tanto para el transporte de alimento y equipamiento como para reparar o reubicar las jaulas para peces, comprobar los anclajes y realizar inspecciones. El barco está equipado con el sistema de propulsión BlueDrive PlusC de Siemens, que incorpora un sistema de gestión de la energía, controles de propulsión y de hélices, y la supervisión remota EcoMain.

La compañía alemana ha desarrollado esta tecnología en Trondheim (Noruega). Con anterioridad, Siemens desarrolló, también en Noruega, el primer ferry eléctrico del mundo (“Anpere”) y a lo largo de 2016 ha recibido nuevos pedidos de este ferry por parte de operadores noruegos y finlandeses. La entrada en servicio de estas naves, que pueden transportar 130 coches y 390 pasajeros, está prevista para 2019.

Siemens indica que utilizar barcos eléctricos es especialmente beneficioso en Noruega, ya que el país genera toda su electricidad a partir de fuentes renovables. Por tanto, la generación de electricidad no emite ningún gas de efecto invernadero.

Más información:

→ www.prensa.siemens.biz



■ Las alas de los insectos inspiran aerogeneradores más eficientes

Las turbinas eólicas producen ya el 4% de la electricidad del planeta, pero es posible llegar mucho más lejos. La investigación llevada a cabo por científicos de la Sorbona de París, que han hallado una manera de hacer que los aerogeneradores rindan un 35% más, podría hacer que esta tecnología multiplicara el porcentaje actual de manera notable en los próximos años. Lo publica la revista Science en su número de febrero

La eficiencia de una turbina eólica no se logra haciendo girar los rotores lo más rápido posible. Con ello, además de aumentar el riesgo de que sufran un fallo, las turbinas se vuelven menos eficientes a velocidades más altas, porque se parecen más a una pared que a un rotor, impidiendo que el viento fluya más allá de las aspas. La cantidad óptima de energía se consigue en las tasas intermedias de rotación, según explica Vicent Cognet, físico de la Universidad de París-Sorbonne y director de la investigación. Para que puedan producir energía de manera óptima, el viento debe golpear sus palas en el “ángulo de inclinación” justo para así aplicar la cantidad correcta de par al generador.

Las alas de los insectos no tienen este problema. Como son flexibles, pueden dirigir la carga aerodinámica en la dirección de su vuelo, aumentando la potencia. Y como se doblan con el vien-

to de manera natural, pueden minimizar la resistencia para evitar daños. Para ver si esa flexibilidad natural del vuelo de los insectos podía aplicarse a las palas de las turbinas eólicas, Cognet y su equipo construyeron prototipos de aerogenerador a pequeña escala con tres estilos de palas diferentes: completamente rígidas, moderadamente flexibles y muy flexibles. Las flexibles estaban hechos con un material llamado tereftalato de polietileno, mientras que la versión rígida fue elaborada con una resina sintética rígida.

En pruebas de túnel de viento, las aspas más flexibles resultaron demasiado flácidas y no produjeron tanta energía como las rígidas. Pero las palas moderadamente flexibles sí ofrecieron un excelente rendimiento: superaron a las rígidas, aportando hasta un 35% más de potencia y permitieron que las aspas funcionaran eficientemente en una gama más amplia de condiciones de viento.



Las pruebas también pusieron de manifiesto que la mejora provenía de cambios en el ángulo de inclinación: a medida que las palas de la turbina flexionaban hacia adelante y hacia atrás gracias, respectivamente, a la presión del viento y el efecto centrífugo, el ángulo de inclinación iba cambiando ligeramente. Los ángulos de paso más altos (más “abierto”) rendían mejor a velocidades de viento más bajas, mientras que los ángulos de paso más bajos (más “cerrados”) lo hacían a velocidades más altas. Así, los científicos comprobaron que al cerrar ligeramente el ángulo de inclinación se lograba generar más potencia.

El próximo desafío, dice Cognet, es escalar la tecnología para aplicarla a turbinas de tamaño estándar. El estadounidense Asfaw Beyene, que está realizando una investigación parecida en la Universidad San Diego de California, cree que aunque la parte de la ingeniería llevará su tiempo, lograr ese 35% más de eficiencia es perfectamente razonable.

■ Más información:

→ www.sciencemag.org/news/2017/02

■ La UE es hoy más dependiente de las importaciones de gas y petróleo que hace 25 años

La dependencia europea del gas natural magrebí y del crudo árabe es hoy mayor que en 1990. Hasta veinte puntos más elevada. Hace un cuarto de siglo, en 1990, el Viejo Continente importaba el 53% de los combustibles fósiles que consumía. Pues bien, según la Oficina Estadística de la Unión Europea, en 2015 –último dato disponible–, esa cuota se había elevado hasta los 73 puntos.

El dato, preocupante –en tanto en cuanto pone en tela de juicio la independencia real de la propia Unión–, resulta más inquietante aún si tenemos en cuenta que, a lo largo de 1990/2015 la Unión Europea ha reducido su consumo bruto de energía en un 2,5%. Hoy consumimos menos porque sabemos gestionar la energía mucho mejor que hace 25 años y porque, además, sabemos aprovechar mucho mejor ese preciado bien. Pues bien, a pesar de ello, mucha de esa energía procede del exterior, lo cual no favorece nuestra independencia.

De toda la energía que usó la Unión en 2015, el 73% salió de los combustibles fósiles, mientras que la otra cuarta parte la extraímos del uranio, el sol, el agua, la biomasa, el viento, etcétera, etc. El dato no es bueno (seguimos muy fosilizados), pero es en todo caso menos

malo que el registrado hace 25 años: en 1990, estábamos en el 83%. El problema es que el grado de autoabastecimiento de gas y petróleo ha caído veinte puntos en estos 25 años. Porque en apenas un cuarto de siglo la UE ha consumido sus reservas y ahora, aunque consumimos menos, dependemos más del exterior.

Así, si hace un cuarto de siglo importábamos un barril de crudo por cada barril europeo que quemábamos (1–1), hoy, por cada tonelada que quemamos de combustible fósil europeo, nos vemos obligados a comprar tres (1–3). Y eso que (hay que insistir) la UE consume hoy menos energía que antaño. A saber: en 2015 usamos “solo” 1.626 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mteps), mientras que en el momento de máxima alegría (en el año pico 2006) llegamos a consumir 1.840 millones de teps. O sea, que entre 2006 y 2015 hemos redu-

cido el consumo en un 11,6%. Ese buen dato palidece sin embargo si lo comparamos con los 20 puntos de dependencia que ha perdido la UE en estos 25 años.

Hay en todo caso diferencias apreciables entre unas naciones y otras. Destaca sobremanera el caso danés. Dinamarca solo depende en un 4% de las importaciones de combustibles fósiles. En las antípodas, el Reino Unido, cuya dependencia de las importaciones de combustibles fósiles ha crecido desde el 2% de 1990 al 43% en 2015; los Países Bajos (del 22 al 56%), Polonia (del 1 al 32%), y la República Checa (del 17 al 46%). España, en todo caso, les supera a todos. El 98% de los combustibles fósiles que usa hoy el país procede del exterior. Y el consumo de energía ha crecido aquí en estos 25 años un 35% (España es el tercer país en el que más lo ha hecho entre 1990 y 2015, solo por detrás de Chipre, 38%, e Irlanda, 41%). Un crecimiento que hemos satisfecho, fundamentalmente, consumiendo más combustibles fósiles. Así las cosas, España es hoy 18 puntos más dependiente de las importaciones que en 1990.

■ Más información:

→ <http://ec.europa.eu/eurostat>



Eduardo Collado
Experto en energías
renovables y profesor de
universidad.
eduardo.collado@ya.com

Recomendaciones de política energética para España en 2050

Monitor Deloitte ha actualizado el estudio sobre “Un modelo energético sostenible para España en 2050. Recomendaciones de política energética para la transición”. En él se analizan las consecuencias para la economía española y para los sectores energéticos derivadas del cumplimiento de los objetivos de reducción de los gases de efecto invernadero a 2050, que la Unión Europea ya formuló en 2011 y que fueron ratificados en el COP21.

La lucha contra el cambio climático y la reducción de emisiones es un reto global, y según la opinión más extendida en la comunidad científica, en ausencia de una acción global y urgente, el cambio climático tendrá impactos severos e irreversibles a nivel global. Uno de los grandes retos de nuestra sociedad en lucha contra el cambio climático será desacoplar las emisiones GEI y el crecimiento económico, ya que uno de los factores más importantes de esta correlación es el uso de combustibles fósiles para la obtención de energía.

Se estima que el límite de emisiones acumuladas en la atmósfera para evitar un calentamiento global superior a 2º C sobre el nivel preindustrial, valor a partir del cual existe un elevado riesgo de cambios climáticos irreversibles, es de un 1 billón de toneladas de CO₂. Las estimaciones más optimistas indican que el mundo ha emitido aproximadamente la mitad de este límite (en 2011 se habían emitido 0,52 billones de tCO₂) y que éste será superado en 2040 si el mundo sigue emitiendo al ritmo actual.

El Acuerdo de París (COP21) incluye el compromiso de las partes firmantes para contener el incremento de la temperatura de la Tierra “muy por debajo de los 2º C” con respecto al nivel preindustrial, y esforzarse para limitarlo en 1,5º C, así como alcanzar la neutralidad de emisiones entre 2050 y 2100.

La UE ya ha establecido unos ambiciosos objetivos para que en 2050 su economía no dependa, o lo haga en menor medida, del consumo energético proveniente de fuentes emisoras de GEI. El objetivo es reducir para entonces entre un 80 y un 95% con respecto a las emisiones del año 1990. Para ello, la UE ha desarrollado un conjunto de políticas de referencia e hitos intermedios:

- Paquete de Energía y Cambio Climático 2013-2020 (objetivos 20-20-20).
- Marco 2030, adoptado en 2014 para dar continuidad al anterior Paquete de Energía y Cambio Climático, e incluir un objetivo vinculante de reducción de emisiones en un 40%, con respecto a los niveles de 1990. Un aumento de energías renovables, “por lo menos el 27%”, y un objetivo de eficiencia energética del 27%.
- Hoja de Ruta 2050, presentada en 2011, que estableció que, en 2050 la UE deberá reducir sus emisiones entre un 80 y un 95%.

La transposición de los objetivos 2020 para España se traduce en no incrementar las emisiones más de un 30% con referencia a 1990.

España se encuentra en la senda de cumplir los objetivos de 2020, si bien el objetivo de penetración de renovables sobre energía final requerirá un esfuerzo adicional para asegurar su cumplimiento (por ahora subastas). El avance en el cumplimiento de los objetivos se ha realizado básicamente gracias al desarrollo de la generación renovable eléctrica y por la crisis económica que ha contraído el consumo de energía, no por el cambio estructural en el consumo de energía final.

Las actuaciones o “palancas” a considerar para la transformación del modelo energético son:

- Cambiar a vectores energéticos con menores emisiones
- Instalar generación eléctrica libre de emisiones, como las renovables.
- Fomentar la eficiencia energética

Todas las actuaciones son indispensables para cumplir los objetivos, pero el mayor potencial de descarbonización se consigue con la electrificación de la demanda mediante energías renovables. El nuevo mix de generación eléctrica debería tener hasta el 90-100% de origen renovable (el 38% de la generación ha sido renovable en 2015). Alcanzar este nivel de penetración significará instalar entre 145-201 GW de generación eléctrica hasta 2050, así como la capacidad de respaldo/almacenamiento suficiente para garantizar la seguridad de suministro.

Pintura con tecnología de la NASA para ahorrar hasta un 50% de energía

Un fabricante de pinturas (Eurotex) ha presentado una nueva pintura termoaislante, que utiliza una tecnología desarrollada por la NASA para aislar las naves espaciales y que se puede emplear tanto en exterior como interior, para recubrir paredes, techos, fachadas y hasta tejados, proporcionando ahorros de hasta un 50% en calefacción y aire acondicionado, según asegura.

El fabricante explica que este nuevo producto es un material provisto de microesferas de vidrio con un coeficiente de conductividad térmica muy bajo, las cuales crean una cámara de aire provocando el aislamiento del exterior. La pintura, al agua, y de aspecto similar al de cualquier otra, es, además, muy fácil de aplicar, con la ventaja de que con solo dos o tres manos se consigue un aislamiento térmico útil para toda la vida. Incluso si se pinta encima de ella con otra pintura de color, el material, que también es resistente a los rayos UV, mantiene sus propiedades, asegura Eurotex.

Al reducir las diferencias térmicas en la habitación, esta pintura reduce, además, la condensación y evita la formación de moho, lo que se traduce en aire limpio y sano en la estancia, especialmente aconsejado para personas alérgicas. Las microesferas de vidrio hueco del material también ayudan a reducir el ruido y a mejorar las condiciones acústicas de la estancia.

La nueva pintura no contiene disolventes ni genera residuos contaminantes; y se elabora respetando el medio ambiente, sin producir emisiones nocivas, siempre según el fabricante. En cuanto al precio, afirma que no resulta mucho más cara que otra convencional de buena calidad.



■ Energías Renovables llega a la radio de la mano de Ecogestiona

¿Quieres escucharnos en la radio? Desde el pasado viernes 3 de marzo puedes hacerlo todas las semanas. Energías renovables y Ecogestiona, el programa de economía y medio ambiente que dirige el periodista Javier Martínez Molina en Intereconomía, han suscrito un acuerdo de colaboración para que la sostenibilidad energética tenga un espacio fijo en las ondas.

Todos los viernes, de 14,30h a 15,30h, Ecogestiona da voz a las empresas para que cuenten cómo están integrando los parámetros ambientales y sostenibles en su modelo de negocio, cómo se puede ser rentable respetando nuestro entorno. Pues bien, desde el 3 de marzo, *Energías Renovables* tiene su hueco de forma continuada en este programa, haciendo un repaso breve a lo acontecido cada semana en relación con la energía, las renovables y la eficiencia energética, lo que nos llevará a comentar todo tipo de noticias, desde decisiones políticas más o menos acertadas, a avances científicos, celebración de ferias o situaciones que demandan soluciones urgentes. Siempre buscando aportar un enfoque clarificador, que ayude en ese camino de transición energética que ya hemos emprendido.



El programa Ecogestiona cuenta con la colaboración de otros periodistas y entidades comprometidos con el medio ambiente, como los responsables de la revista Ciudad Sostenible, que desganan cada viernes las

acciones que se están llevando a cabo en las ciudades para ser más verdes, o del portal de empleo y emprendimiento Enviroo, que traen las ofertas de trabajado del sector ambiental y ofrecen consejos a los emprendedores verdes.

El programa, reconocido este mismo año con el premio periodístico Ecodivrio en la categoría de radio, cuenta, asimismo, con una entrevista y una tertulia de 25 minutos, donde se trata un tema de actualidad con invitados relevantes del sector. En definitiva, *Energías Renovables* ha llegado a un espacio que da la relevancia y difusión que merece a los esfuerzos que se están produciendo en el mundo empresarial para alcanzar ese nuevo modelo de economía.

■ Más información:

→ <http://ecogestiona.blogspot.com.es>



SMART RENEWABLE ENERGY

PRODUCTS AND SOLUTIONS FOR THE CONNECTED ENERGY WORLD AT INTERSOLAR AND EES EUROPE

MAY 31–JUNE 2, 2017 MESSE MÜNCHEN

- Renewable Energy
- Grid Integration
- Energy Storage
- Smart Energy Consumption
- Energy Management



**inter
solar**
www.intersolar.de

e es
EUROPE
www.ees-europe.com

■ Protermosolar reclama un cupo para la solar termoeléctrica en la subasta de renovables

El presidente de Protermosolar y Estela, Luis Crespo, ha reclamado que el Gobierno asigne un cupo para las tecnologías renovables gestionables en la próxima subasta renovable. Lo ha hecho en una conferencia pronunciada en el marco de Genera (Madrid, 28 de febrero-3 de marzo), en la que ha recordado, entre otros aspectos, que la gestionabilidad de la termosolar la convierten en diferencial y clave en el mix de generación eléctrica en España.

“La planificación de nueva capacidad renovable en España debe incluir, incuestionablemente, potencia gestionable, como la termosolar, que proporcione respaldo a las tecnologías fluyentes, como la eólica o la fotovoltaica”, afirmó Luis Crespo en la conferencia que ofreció en Genera.

“El precio del kWh no puede ser el único criterio que marque la planificación energética, ya que, las centrales termosolares son hoy en día competitivas frente a la doble inversión que supondría centrales fluyentes respaldadas con nuevos ciclos combinados cuando concluya la vida operativa de los actuales”, dijo Crespo. “Los costes de generación del kWh de las centrales termosolares con seis horas de alma-

cenamiento son bastante más baratos que los de las centrales fotovoltaicas”, añadió.

Por ello, Protermosolar estima que, incluso con la posición adoptada por el Gobierno de neutralidad tecnológica, las subastas deberían tener dos áreas diferenciadas: renovables con y sin almacenamiento. Además, la termosolar tiene un gran margen de reducción de costes si se compara sus 5 GW instalados en todo el mundo, con los 500 GW de eólica o los 300 GW de fotovoltaica. “Muy pronto veremos costes del kWh termosolar por debajo de dos dígitos”, aseveró Luis Crespo.

“Un sistema libre de emisiones no puede conseguirse exclusivamente con renovables fluyentes” defendió el presidente de Protermosolar, quien consideró “prácticamente seguro

que no se invertirá en ninguna nueva central nuclear, de carbón o de gas en España”, por lo que “hace falta seguir promoviendo la instalación de centrales termosolares y de biomasa”.

En definitiva, Protermosolar espera que las decisiones que se adopten para cumplir los objetivos de 2020 no estén basadas únicamente en el criterio del mínimo coste, sino en optimizar el valor de la nueva potencia para el sistema eléctrico en su conjunto y para el relanzamiento industrial del país.

En este sentido, Crespo subrayó que “los posibles apoyos a la termosolar se comienzan a pagar tres o cuatro años después de la aprobación de las centrales, mientras que los impactos macroeconómicos positivos empiezan de inmediato. La contribución al PIB y al empleo serán otras razones adicionales que muevan a los responsables energéticos de los países soledados a apoyar su implantación”.

■ **Más información:**

→ www.protermosolar.com



■ No al desmantelamiento de los laboratorios de I+D de Abengoa en energías renovables

Ese es el lema de la campaña que ha emprendido, en change.org, el Comité de Empresa de Abengoa Research, la división de I+D de la multinacional sevillana. El Comité de Empresa está recogiendo firmas en esa plataforma para evitar el cierre de unos laboratorios de investigación de alto nivel cuyas actividades se centran "en la búsqueda de nuevos materiales y procesos para aplicaciones en energía termosolar y fotovoltaica, producción y almacenamiento de hidrógeno y generación de biocombustibles a partir de biomasa, entre otras".

Reproducimos a continuación la carta pro-recogida de firmas que ha colgado el Comité de Empresa de Abengoa Research en la plataforma de peticiones change.org. La petición en cuestión: “No al desmantelamiento de los laboratorios de I+D de Abengoa en Energías Renovables”- está dirigida a la Junta de Andalucía, a su presidenta, Susana Díaz; y a los diputados regionales Teresa Rodríguez (Podemos), Juan Manuel Moreno (Partido Popular), Antonio Maíllo (Izquierda Unida) y Juan Marín (Ciudadanos).

«La crisis que viene afectando a Abengoa desde 2015, tiene como consecuencia más inmediata la decisión unilateral de abandonar la I+D en el campo de las energías renovables. Esta es la actividad principal que se ha desarrollado en Abengoa Research desde hace más de 4 años. En nues-

tra opinión, el no apostar por el futuro de la tecnología y el I+D es un error estratégico para una empresa como Abengoa, que tiene que competir en un mercado tan puntero como es el de las energías renovables.

Esta decisión significa el cierre y desmantelamiento de unos laboratorios de investigación construidos desde cero y puestos en funcionamiento durante los últimos 4 años. Las instalaciones cuentan con más de 2000 metros cuadrados y están encaminadas a desarrollar proyectos de investigación y consultoría de alto nivel. Las actividades principales se centran en la búsqueda de nuevos materiales y procesos para aplicaciones en energía termosolar y fotovoltaica, producción y almacenamiento de hidrógeno y generación de biocombustibles a partir de biomasa, entre otras. En la actualidad estos laboratorios se pueden considerar dentro de los mejor dotados en infra-

estructura y personal en el panorama de la I+D privada de España.

El equipo investigador ha llevado a cabo en los últimos meses una activa búsqueda de ayuda en las instituciones públicas. Se han mantenido reuniones con secretarías generales de Empleo y Universidades de la Junta de Andalucía, partidos políticos tanto del Parlamento Andaluz como del Congreso de los Diputados y con el Centro Tecnológico Avanzado de Energías Renovables (Ctaer). El fin de las reuniones ha sido intentar convertir este centro privado en un centro tecnológico de energías renovables que dé servicio a entidades públicas y privadas. Sin embargo, y debido a la tibieza de las respuestas recibidas, nos encontramos indefensos frente al cierre y desmantelamiento de unos laboratorios punteros y únicos en Andalucía, así como al despido de la totalidad del equipo investigador.

A través de esta petición, os pedimos que expreséis vuestro rechazo al cierre de unas instalaciones y al despido de un equipo humano de investigación dedicado a desarrollar ideas punteras y avances en tecnologías de energías renovables. Asimismo, queremos hacer ver a nuestra empresa (Abengoa) que es un error dejar de apostar por la I+D. Y solicitar a las instituciones públicas que reconsideren su posición a la hora de defender un proyecto de creación de un centro tecnológico de I+D sobre energías renovables basado en los laboratorios de Abengoa Research».

■ Más de 500 calderas de biomasa repartidas entre guarderías, colegios e institutos

Son las que tiene registradas el Observatorio Nacional de Calderas de Biomasa (ONCB) de Avebiom, pero seguro que son más. A partir del repaso a los seis años con biomasa del colegio San José de Valladolid, el portal de la feria Expobiomasa, organizada por la misma asociación, hace un repaso a la totalidad de instalaciones presentes en centros educativos. Las aproxima a las quinientas, con una potencia media por instalación de trescientos kilovatios. A ellas habría que añadir los centros escolares asociados a alguna red de calor.

También hay que pensar en las calderas en centros escolares por venir. Por ejemplo, a finales del pasado año el Consejo de Gobierno de Castilla-La Mancha aprobó la instalación, mantenimiento y gestión de sistemas de calefacción con biomasa en cincuenta y tres centros educativos. Aparte, siempre surgen noticias que anuncian futuras instalaciones en municipios, como los casos recientes de Cazalla de la Sierra, en Sevilla (información de EcoDiario), o Béjar, en Salamanca (información de Salamanca al Día RTV).

En la actualidad, y según datos del ONCB, hay registradas “más de quinientas instalaciones de biomasa en guarderías, colegios e institutos en toda España, aunque estimamos que hay muchas más”. La potencia media es de trescientos kilovatios y “la mayoría consumen pélets de madera ENplus, aunque hay algunas que consumen astillas procedentes de las limpiezas forestales o cáscaras de frutos procedentes de las industrias alimentarias”.

■ PÉLETS, ASTILLAS Y HUESOS DE ACEITUNA EN LOS COLES

Y con hueso de aceitunas. Es el caso del colegio de educación infantil y primaria Padre Manjón de Huétor Tájar. Como se anunciaba hace dos años, aparte de la red de calor que abastece a cinco edificios municipales, este centro educativo dotado con una caldera de biomasa de 225 kilovatios, que aporta energía térmica a sus tres módulos, se alimenta también con hueso de aceituna como biocombustible.

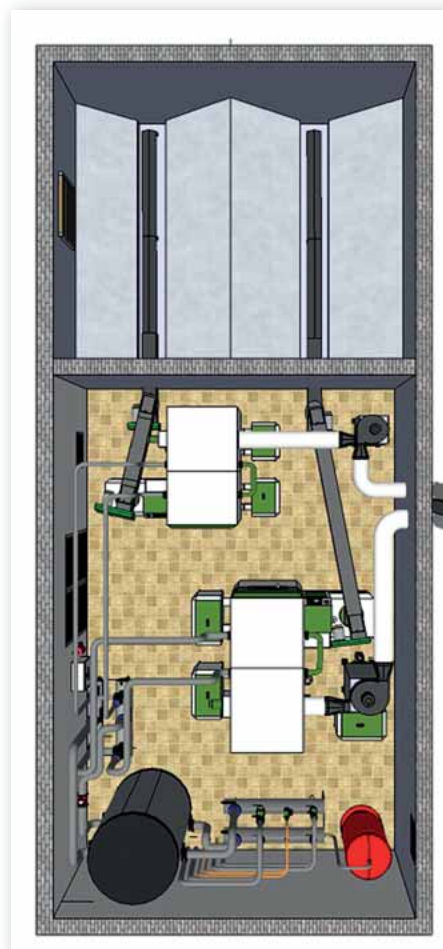
La información de Expobiomasa recoge la experiencia de uno de esos más de quinientos centros escolares con biomasa, en concreto la del colegio San José de Valladolid. Javier Pérez de la Cana, director del colegio durante la instalación, afirma que “por suerte, tuvimos fe en el proyecto y hoy estamos encantados. La caldera es capaz de

gestionar solita en pleno invierno todo el edificio. Además gracias a la calificación de ahorro energético tipo A y a la alta eficiencia de los equipos estamos ahorrando bastante dinero”.

Como precisan desde Expobiomasa, este centro aprovechó una profunda remodelación de sus instalaciones para incorporar las energías renovables en el sistema de generación de calor. “Con esa determinación, se modificó el proyecto inicial que contaba sólo con calderas de gas fósil, introduciendo una caldera de biomasa e instalando paneles termosolares de apoyo”, concluyen desde el portal de Expobiomasa.

■ Más información:

→ www.expobiomasa.com/es



Planta de producción de calor con biomasa para la calefacción del distrito, en Huétor-Tájar (Granada), que surte de calor a la piscina cubierta climatizada, a los tres edificios del colegio público San Isidro, al pabellón municipal de deportes y al Centro de Asuntos Sociales.

■ Biogastur culmina la construcción de la mayor planta de biogás agroindustrial

Estará construida en primavera y entrará en funcionamiento poco después. Son las últimas previsiones de la culminación de un proyecto que echó a andar en 2011 y que seis años después se convertirá, con 4,5 MW, en la planta de biogás agroindustrial de España con mayor potencia. La instalación contará con cogeneración y se ubicará en Navia (Asturias).



Según el inventario de instalaciones que elabora la Asociación Española del Biogás (Aebig), entre las 49 agroindustriales existentes en nuestro país solo cinco superan el megavatio de potencia instalada. Y solo dos, Almenar en Lleida y Caparros en Navarra, llegan a los tres megavatios. De ahí que los promotores de la planta, Biogastur, aseguren que “no existe constancia de un proyecto de semejantes características en España hasta la fecha”.

Se trata de una iniciativa que echó a andar en 2011, con una primera autorización del Consejo de Gobierno del Principado de Asturias para ponerla en marcha; siguió en 2013, con el anuncio del comienzo de su construcción, que se

ha demorado; y emergió con la concesión de uno de los Proyectos Clima por los que el Fondo de Carbono (FES-CO₂) adquirirá las 34.000 toneladas de CO₂ equivalentes que se ahorrarán.

Recientemente, el 9 de enero de 2017, el Boletín Oficial del Principado de Asturias publicaba la autorización ambiental integrada otorgada a esta instalación industrial, denominada “planta de tratamiento y depuración de purines de vacuno y aprovechamiento energético de biogás generado”. Poco después, Biogastur remataba el proceso con el anuncio de que la planta se pondrá en marcha en la primavera de este año y la edición de este año de Genera lo incluía entre los 14 proyectos de su Galería de Innovación.

El tratamiento anual de 400.000 toneladas de residuos ganaderos procedentes de 40.000 vacas permitirá la producción de biogás con cogeneración y de fertilizantes tanto sólidos como líquidos.

La electricidad producida será autoconsumida en una pequeña parte por los diferentes procesos de la planta, haciéndola de esta manera energéticamente autónoma. Por otro lado, cerca de 30 GW/h año serán vertidos a la red eléctrica, según indican desde Biogastur. En cuanto al calor recuperado, parte se usará parcialmente para el calor que demanda el propio proceso de digestión y otra parte para el secado térmico de la fracción seca, mediante su aplicación al secadero de bandas.

La Coordinadora Ecoloxista d'Asturies se opone a esta instalación por los impactos que, asegura, generarían las aguas residuales y los olores y la intención de la empresa de quemar el digestato seco en la cercana planta de Ence para su valorización energética. Biogastur, lo desmiente y afirma que todo el digestato que produzca la planta, tanto seco como líquido, servirá para producir un fertilizante de alta calidad. Respecto a los olores, desde Biogastur apostillan que habrá una “ausencia total”, tanto en el proceso como en los productos finales, “lo que permite su uso tanto en agricultura como en entornos urbanos habitados e instalaciones deportivas, de recreo, etcétera”.

■ **Más información:**
→ www.biogastur.com

■ El riego inteligente permite ahorrar un 30% en energía y otro 30% en agua

La Federación Nacional de Comunidades de Regantes (Fenacore) ha impulsado un proyecto europeo que tiene el objetivo de promover a gran escala un sistema de riego inteligente capaz de ahorrar hasta un 30% de energía y hasta un 30% de agua, sin afectar a los estándares de calidad que los mercados exteriores exigen a los cultivos.

Sl proyecto Life Irriman, que se desarrolla con fondos de la Unión Europea en estrecha colaboración con el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT) y la Universidad de Córdoba (UCO), entre otras instituciones, responde a la necesidad actual de que los proyectos de modernización de regadíos satisfagan una doble eficiencia: hídrica y energética. De acuerdo con Fe-

nacore, desde que se suprimieran las tarifas especiales en 2008, el término de potencia se ha incrementado en más de un 1.000%, provocando que el aumento medio de la factura eléctrica para el regadío haya sido superior al 100%, haciendo inviables buena parte de los sistemas de riego ya modernizados, que ahorran agua, pero demandan más energía.

Con las cifras del proyecto Irriman sobre la mesa, los regantes piden ahora al Ejecutivo que

articule la normativa marco que permita no sólo avanzar en la modernización de regadíos de acuerdo a este doble ahorro de agua y energía, sino también impulsar la producción de energía distribuida para autoconsumo con el fin de hacer efectiva una reducción de las tarifas.

Esta iniciativa europea de riego inteligente se suma a otras medidas impulsadas por Fenacore, como el proyecto Maslowaten para impulsar el uso de energía fotovoltaica en los sistemas de distribución del agua o el aprovechamiento de los desniveles del terreno para generar energía.

La asociación Fenacore representa actualmente a más de 700.000 regantes y más de dos millones de hectáreas, es decir, más del 80% del regadío nacional agrupado en comunidades de regantes.

■ **Más información:**
→ <http://irrimanlife.eu/>

■ El autoconsumo ayuda a que la fotovoltaica crezca en España un 1,12% en 2016

En 2016 España sumó 55 MW fotovoltaicos, lo que supone un crecimiento de un 1,12% respecto al año anterior; un menguado porcentaje equivalente al 0,07% de lo instalado en el mundo: 75.000 MW nuevos. Y ese ligerísimo crecimiento no se hubiera producido, siquiera, de no ser por el tirón en instalaciones de autoconsumo y otras desconectadas de la red, sobre todo para uso agrícola.

Los datos los aporta UNEF y demuestran que la instalación de nueva capacidad fotovoltaica en España se ha visto ralentizada en la parte de autoconsumo por el marco normativo definido por el RD 900/2015 de Autoconsumo; un marco que sigue estando muy por detrás de países de nuestro entorno como Alemania o Francia.

De acuerdo con las cifras de la Alianza del Mercado Fotovoltaico (PVMA en su sigla en inglés), en 2016 se batió un nuevo récord de nueva potencia fotovoltaica instalada en el mundo, con la incorporación de 75.000 MW, lo que implica un crecimiento del 50% sobre las instalaciones de 2015. A la cabeza de los países que más han apostado por esta tecnología está China, que superó todas las expectativas instalando 34.200 MW en 2016, posicionándose como líder mundial.

El mercado estadounidense también tuvo excelentes resultados: casi duplicó su récord

anual, creciendo un 95% sobre los resultados de 2015, al instalar un total de 14.626 MW. Japón instaló 8.600 MW.

100 GW EN EUROPA

En Europa, el mercado fotovoltaico superó el nivel récord de 100 GW de potencia acumulada conectada a red en el primer trimestre de 2016. A lo largo de todo el año, en el continente se instalaron 6,5 GW nuevos, impulsados principalmente por Alemania, Francia y Turquía. En este último país, el aumento de la demanda de electricidad, debido al crecimiento económico y al incremento de la población, ha implicado un aumento de las instalaciones de energía solar, tecnología elegida por su alta competitividad y bajos costes. Según las estimaciones de SolarPower Europe, en 2020, la potencia acumulada total en Europa podría llegar a ser de 500 GW.

Esta apuesta mundial por la energía fotovoltaica se prevé que continúe en los próximos años, impulsada sobre todo por los países en vías de desarrollo como India, que en 2016 registró un récord de 5.000 MW en nuevas instalaciones, frente a los 2.000 MW del año anterior, y que se ha fijado el objetivo de alcanzar los 100 GW solares totales en 2022.

Para UNEF, el éxito que la fotovoltaica está registrando en el ámbito de la electrificación rural es una demostración más del alto nivel de competitividad alcanzado por esta tecnología, que contribuye a reducir de manera importante los costes de aprovisionamiento de energía eléctrica.

La patronal reclama la definición de un marco normativo más favorable al autoconsumo en España, que esté en sintonía con el borrador de la Directiva de Energías Renovables de la Comisión Europea, encaminada a combatir el cambio climático y fomentar el desarrollo de la generación distribuida, y en el que se eliminen las barreras administrativas y económicas –como el “impuesto al sol”– y se introduzca una simplificación de las tramitaciones administrativas.

■ Más información:

→ www.unef.es

CON EL PATROCINIO DE



III MARINE ENERGY week

BILBAO / 27-31
MARCH 2017

El mayor evento de las energías renovables marinas del sur de Europa

BILBAO | 27/31 MARZO 2017

INSCRIPCIÓN ABIERTA
www.bilbaomarinenergy.com

CONGRESO: REUNIONES SECTORIALES INTERNACIONALES | BIMEP DAY: CIENTÍFICO E INDUSTRIAL | JORNADA SOBRE EÓLICA MARINA | JORNADA SOBRE ENERGÍA OCEÁNICA | VISITAS TÉCNICAS | FERIA: FERIA INTERNACIONAL EN EL MARCO DE WWF | NETWORKING – B2B

EN EL
MARCO
DE



PATROCINADORES



ORGANIZADORES





P A N O R A M A

Latinoamérica, el mercado más atractivo para invertir en proyectos renovables

Lo dice el informe “Riesgos en los proyectos de Energías Renovables”, que firman Blue Tree Asset Management (BTAM) y el despacho de abogados CMS Albiñana & Suárez de Lezo. El estudio, que recoge información de 110 inversores de siete países, señala a Latinoamérica como “el mercado más atractivo para la inversión” y a África como “la región con mayor exposición al riesgo”. También revela que los inversores en energías renovables “son cada vez más conscientes del impacto de su actividad en su reputación y de las consecuencias de una mala gestión de la Responsabilidad Social Corporativa”.

Antonio Barrero F.

La compañía BTAM, especializada en la gestión integral de proyectos de energía renovable, indica que el 95% de los inversores encuestados para la realización de este estudio considera que las políticas de Responsabilidad Social Corporativa (RSC) “pueden mitigar riesgos importantes, siempre y cuando estas estén bien definidas para cada caso concreto, se desarrollen de manera adecuada y estén adaptadas al tipo de inversor, el tamaño de la inversión, la tecnología y la región”. En este contexto, el 77% de los inversores reconocen estar familiarizados con las políticas de RSC y el 72% cree que una mala gestión en el ámbito de la Seguridad y la Salud “tiene un impacto directo en la reputación de los inversores”.

Los consultados reconocen, por otra parte, que “cuando sus proveedores de servicios cuentan con robustas políticas de RSC, se consigue una reducción global de los riesgos para los inversores”. Aun así –matizan desde BTAM–, “solo un 27% de ellos exige ciertos criterios medioambientales y sociales a sus proveedores y el 37% de los encuestados dice no comunicar sus políticas y prácticas de RSC a sus grupos de interés”. Por lo demás, el 57% de los inversores identifica los riesgos legales y regulatorios como “los más relevantes, asociados a la adquisición y las operaciones de proyectos, seguidos de los financieros; los menos importantes y más controlados, a su juicio, son los riesgos técnicos”.

Percepción de riesgos y oportunidades por región



Factores mitigantes en la adquisición y operación de activos renovables

El informe identifica los “riesgos e iniciativas mitigantes más destacados en 7 áreas relevantes en la adquisición y operación de activos renovables para los inversores”. Son estos:

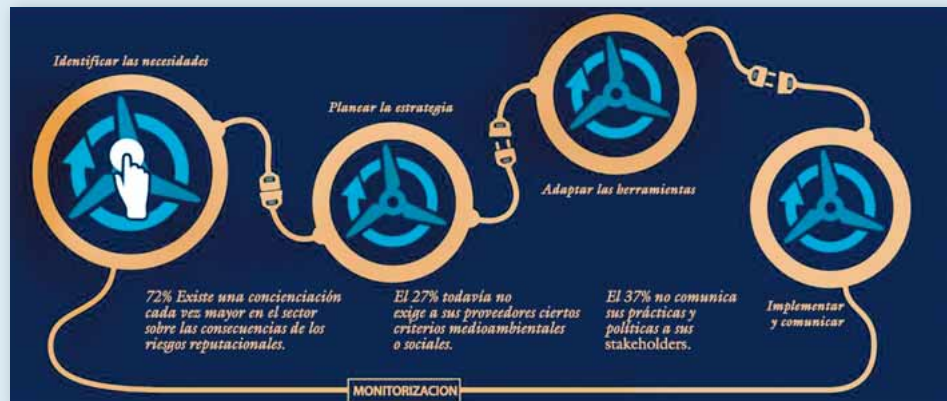
En el ámbito técnico, el 63% de los encuestados considera que el riesgo más importante deriva de fallos de equipo y de la falta de garantías por parte del fabricante. A su vez, el 70% considera que la principal vía para mitigar los riesgos técnicos es la elaboración y negociación de contratos de operación y mantenimiento (OyM) de calidad.

En el ámbito de la gestión del impacto medioambiental, el 57% considera que el reciclaje es el mayor riesgo y un 67% respalda que se definan acuerdos con los proveedores de O&M para la puesta en marcha de políticas medioambientales.

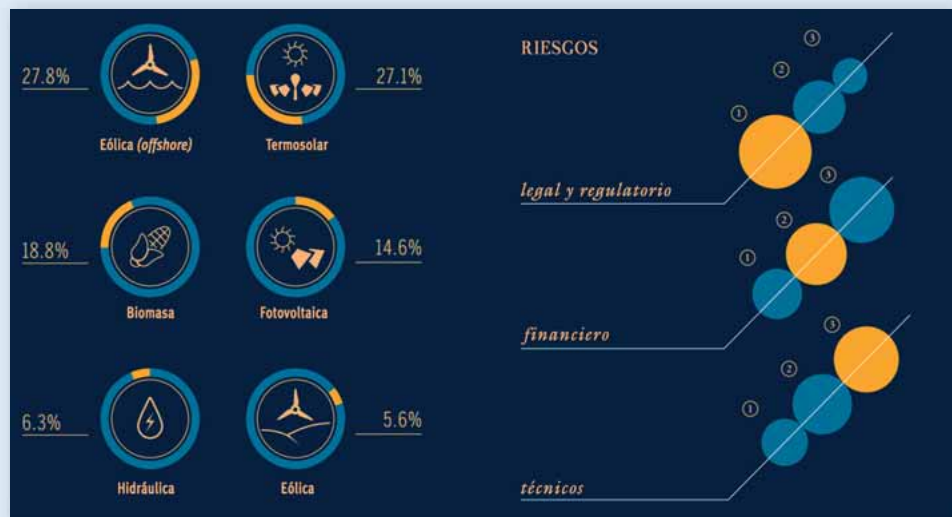
En términos de protección de la biodiversidad, el 56% de los encuestados considera que el uso indebido de productos fitosanitarios representa el mayor foco de riesgo por su impacto en la flora y fauna. Para reducir estos riesgos, la mayoría de ellos coincide en la necesidad de exigir un seguimiento exhaustivo de los planes de acción en materia medioambiental y social en las fases de operación y mantenimiento (OyM).

En la categoría de participación en la comunidad y su desarrollo, el 69% de los

Aproximación para la mitigación de riesgos



Riesgos en la fase de adquisición



Ámbito técnico

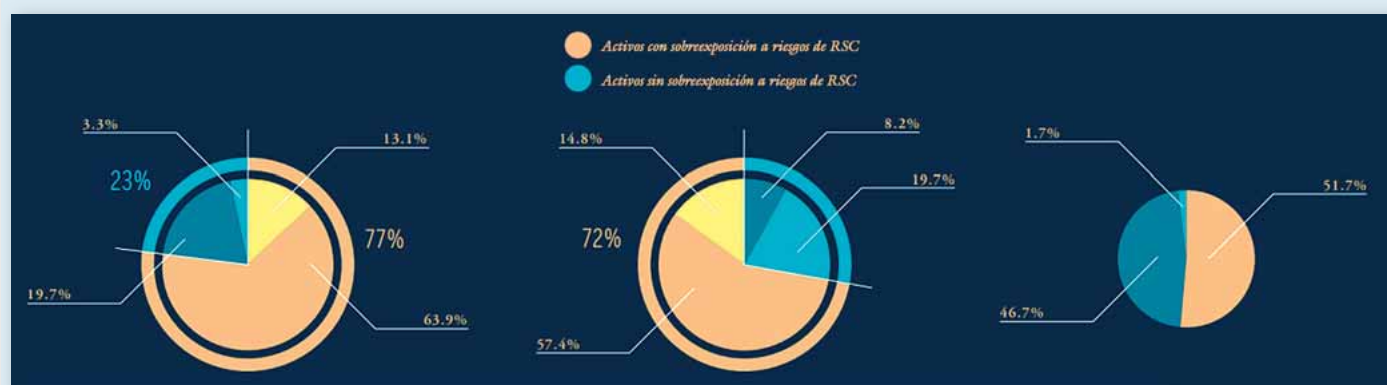




Gestión del impacto ambiental



Riesgos para el inversor



inversores considera que el principal riesgo es la oposición que se encuentra por parte de las comunidades locales. Un riesgo que el 67% cree que se puede reducir si se lleva a cabo una comunicación activa y se establecen canales de diálogo con los actores claves.

En cuanto a los riesgos relacionados con los recursos humanos, derechos humanos y la no discriminación, destaca en primer lugar la posibilidad de que se produzcan negligencias en ámbitos como la salud o la seguridad. Para mitigar estos riesgos, destaca la supervisión de las directrices y protocolos existentes en estos ámbitos.

Respecto a los riesgos en el ámbito financiero, el 72% de los inversores indica que la falta de cumplimiento en términos financieros es el riesgo principal. Para evitarlo, se percibe como una medida acertada la implicación de asesores externos.

El riesgo más destacado en el ámbito legal y de ética empresarial, según el 79% de los participantes, lo plantean las modificaciones llevadas a cabo en los marcos regulatorios que tienen un impacto directo en las compañías. El 74% de los inversores identifica los seguros de responsabilidad civil para directores y gerentes como la principal forma de combatir los riesgos en este ámbito, además de la elaboración de Códigos Éticos y de Conducta que contemplen la lucha contra el fraude y la elaboración de políticas y canales de denuncia.

La geografía del riesgo

Los inversores también valoran el grado de riesgo por mercados geográficos. La región con mayor exposición al riesgo, a juicio del 72% de los encuestados, es África, seguida de Latinoamérica (el 41%) y Asia (26% de los inversores que participaron en el informe).

Latinoamérica, sin embargo, es valorada como el mercado más atractivo para la inversión en proyectos de energía renovable en los próximos 5-10 años, según el 57% de los inversores encuestados. Le siguen Asia y Europa. América del Norte es considerada la región con menor riesgo (así lo dicen el 2,3% de los encuestados), aunque es un mercado sólo atractivo para el 20,2% de los inversores.

La encuesta también valora los riesgos por tecnologías: las renovables marinas y la termosolar son consideradas como las de mayor riesgo (un 27,8% y un 27,1% de los encuestados, respectivamente), mientras que la eólica terrestre y la hidráulica son las que presentan menor riesgo, junto con la fotovoltaica.

Más información:

→ www.bluetream.com

→ <https://cms.law/en/ESP>



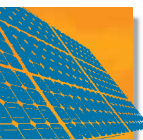
Optimización:
Cuando todo trabaja en conjunto, todos ganan.

Cuando entendemos las partes componentes, su papel e integración, entonces el sistema se vuelve realmente eficaz y podemos planificar para beneficiarnos de todo su potencial.

PLEXOS es el software de simulación de energía líder a nivel mundial que ofrece soluciones óptimas a través de la predicción. Es totalmente personalizable y configurable para sus necesidades.

Cuando todo trabaja en conjunto,





Lo que cuentan los funcionarios de un ministerio

La Secretaría de Estado de Energía emitió el pasado mes de octubre un informe sobre la “Proposición de Ley de medidas para el fomento del autoconsumo eléctrico” que había presentado semanas antes el Grupo Parlamentario de Ciudadanos en el Congreso. Ese informe viene a decir que el autoconsumo causará pérdidas a las arcas del Estado –hasta 235 millones de euros– “por una menor recaudación tributaria”. Esas pérdidas salen de unas cuentas –de unos números– que han sido muy criticados por el sector, que los considera sin fundamento ni justificación. Esta es la historia.

Antonio Barrero F.

El Boletín Oficial de las Cortes Generales del pasado 9 de septiembre publicó la denominada “Proposición de Ley de medidas para el fomento del autoconsumo eléctrico”. Esa proposición, presentada por el Grupo Parlamentario Ciudadanos, recogía y recoge el espíritu del “Acuerdo de Compromiso para el Desarrollo del Autoconsumo Eléctrico”, un acuerdo que suscribieron en febrero –hace ahora un año– once partidos políticos (PSOE, Podemos, Ciudadanos, Esquerra, PNV, Coalición Canaria, etcétera, etcétera) y 26 organizaciones sociales

(sindicatos, patronales, ecologistas, asociaciones de consumidores, plataformas ciudadanas, etcétera, etcétera).

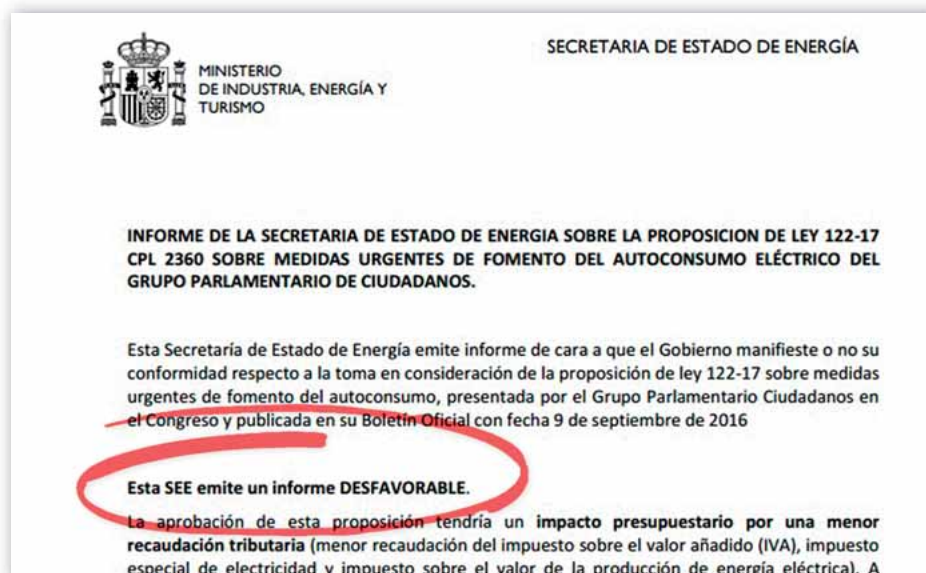
Grosso modo, tanto el Acuerdo como la Proposición de Ley apuestan por derogar el impuesto al Sol, facilitar la tramitación administrativa de estas instalaciones (desburocratizar la alambicada ruta del autoconsumo que ha ideado el Partido Popular) y habilitar la posibilidad de que varios consumidores puedan compartir una instalación de autoconsumo (por ejemplo, los vecinos de un bloque).

Por lo demás, los firmantes del Acuerdo (y el texto de la Proposición de Ley) aseguran que el efecto que el desarrollo del autoconsumo tendrá sobre los ingresos del sistema eléctrico “será despreciable en los primeros años”.

■ Sobradamente despreciable

“Es más –sostienen los autores de la Proposición–, los efectos beneficiosos del autoconsumo, tanto sobre el propio sistema eléctrico (reducción de pérdidas en la red y reducción de precios en el mercado mayorista derivada del desplazamiento de tecnologías marginales), como sobre el resto de la economía (creación de puestos de trabajo, impacto fiscal positivo derivado de la inversión, etcétera) compensan sobradamente la reducción de ingresos regulados del sistema eléctrico que pudiera ocasionarse”.

Pues bien, a la vista de la Proposición de Ley, el Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital encargó a su Secretaría de Estado de Energía que emitiera un informe. Y eso fue lo que hizo la Secretaría susodicha el pasado mes de octubre: emitir un informe sobre el particular, un informe que asegura que “la aprobación de esta Proposición de Ley supondría una disminución de los ingresos presupuestarios, por lo que el Gobierno no presta su conformidad para su tramitación” (o sea, que el Partido Popular no quiere tramitar esa Proposición de Ley).



La Secretaría llega a esa “disminución de los ingresos” a partir unos ciertos números. Y es ahí –en cuáles son y en cómo han sido alumbrados esos números– donde ha vuelto a estallar el escándalo. Según el sector, el impacto en el Estado existe, pero los ingresos que este pierde por una parte son muy menores en comparación con los que obtiene por la otra.

La Secretaría de Estado no lo cree así, y asegura –en su “informe DESFAVORABLE” (las mayúsculas son del informe)– que el impacto económico en impuestos que se dejarían de recaudar anualmente sería de 235 millones de euros (M€). A saber: 162 M€ (asociados a impuestos en *pool* y peajes), más los impuestos no recaudados por el balance neto, “que en esta simulación –dice el informe– ascenderían a otros 73 M€ y que son difícilmente cuantificables, pudiendo ser incluso superiores”.

Para llegar a esa cifra (que puede ser incluso superior, como adelanta el propio informe), el Ministerio parte de una hipótesis con la que el sector no está de acuerdo y que es la causa primera del impacto final: “se estima –dice el informe de la Secretaría de Estado de Energía– que el 2% del consumo eléctrico se produce con autoconsumo

(cifra tomada de las apreciaciones del sector)”.

Eso dice, literalmente, el informe. O sea, que dice que hoy, a principios del año 2017, el 2% de la electricidad que consume España sale de instalaciones de autoconsumo. Y a partir de esa estimación –cifra que la Secretaría de Estado asegura toma “de las apreciaciones del sector”–, los funcionarios y técnicos del Ministerio se ponen a hacer sus números, que arrojan el resultado susodicho: menos 235 M€ en impuestos (que es el montante que se dejaría de recaudar).

■ ¿Y qué dice el sector?

Pues la patronal del sector –concretamente la Unión Española Fotovoltaica (UNEF)– ha publicado un informe en el que desmonta, punto por punto, los números de la Secretaría de Estado. Para empezar, UNEF se pregunta de dónde ha sacado la Secretaría ese 2%. El asunto suena a burla, sobre todo, porque el Ministerio dice en su informe –sostenido todo él sobre ese 2%– que ese número ha salido “de las apreciaciones del sector”.

Dice eso y, a partir de ahí, el Ministerio suma y sigue. Suma y sigue hasta determinar que el impacto del autoconsumo al-

canza los mencionados 235 millones de euros (M€). Más aún: adicionalmente –remata la Secretaría de Estado–, los Presupuestos Generales del Estado tendrían que añadir –por culpa de ese impacto– 10 M€ a la aportación que ya hacen al sistema eléctrico.

Pues bien, UNEF ha cogido todos los números que han hecho los funcionarios y técnicos del Ministerio y los ha ido repasando. Lo ha hecho en un informe –fecha- do en enero de 2017– que ha titulado “Análisis del impacto económico de la supresión del peaje de respaldo en el Real Decreto 900/2015 sobre autoconsumo”.

El Análisis de UNEF empieza por matizar el misterioso 2%. Y aquí volvemos a la paradoja: mientras el Ministerio alude en su informe a las “apreciaciones del sector” (sin aclarar nada más), el sector alude en el suyo a los datos del Ministerio. La diferencia es que UNEF sí que señala con precisión su fuente: el Registro administrativo de autoconsumo de energía eléctrica del Ministerio de Energía. Y resulta que se da la circunstancia –explica UNEF– de que, según ese Registro oficial, “la cobertura actual de la demanda con autoconsumo es del 1,19%”. O sea, que hemos pasado de repente del 2 al 1,19% (ese dato –1,19– lo extrae UNEF

EQUANIMITY LITIGATION

UNIR RENTABILIDAD Y JUSTICIA SOCIAL ES POSIBLE SUMANDO FUERZAS.

EQUANIMITY Litigation es una plataforma que permite la **financiación colectiva** de litigios de clientes de HOLTROP S.L.P. Transaction & Business Law en favor de causas justas y obtener una rentabilidad a cambio.

Primeros litigios en los que puede participar:

SWAPS

Endosados por entidades bancarias a productores renovables (planteamiento similar a las cláusulas suelo).

SUMINISTROS

Reclamaciones sobre las cantidades cobradas de más por las distribuidoras de energía eléctrica en concepto de “término de potencia” de los suministros complementarios.

PRO BONO

Sin retorno dinerario, pero con gran impacto en la construcción de una sociedad más justa y sostenible medioambientalmente. Denuncias ante la Comisión Europea y Parlamento Europeo.





Lo que no cuentan los funcionarios en su informe

1. El autoconsumo, esa competencia que abarata

La Comisión Nacional de la Competencia (CNC) publicó en septiembre de 2013 un informe (IPN 103/2013) en el que ya apuntaba (página 15) que el autoconsumo “no es sino una fuente de presión competitiva para el resto de suministros convencionales, que contribuye a mejorar la competencia efectiva en este sector”. El autoconsumo “sirve para disciplinar, al menos indirectamente, al sistema eléctrico”, lo cual –insistía la CNC en la página 16– resulta útil “en un contexto [el español] de insuficiente competencia en los mercados eléctricos mayorista y minorista”. Todo ello conducía a la Comisión a concluir que, “desde el punto de vista de competencia, la autoproducción descentralizada no debería ser innecesaria o desproporcionadamente desincentivada, más bien al contrario”, dado –explicitaba sin rodeos– su “impacto claramente positivo”.

2. Frente a las pérdidas... ganancias

El autoconsumo sirve para que el autoconsumidor ahorre (electricidad, ergo dinero), y sirve asimismo para que el sistema todo gane. Según la Comisión Nacional de Energía (antecesora de la actual Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia), al autoconsumir estamos ahorrándole pérdidas al sistema todo: las pérdidas de kilovatios que se producen entre la instalación generadora de electricidad y el punto de consumo. La propia CNE concreta en su informe 19/2013 que en España se registran “unas pérdidas medias de energía del 14% en el caso de los consumidores domésticos”, o sea, que no estaríamos hablando además de un ahorro baladí. Además, el autoconsumo –generar y consumir en casa– evita nuevos desarrollos en redes de transporte y distribución y abarata el coste del mantenimiento de las redes ya existentes, esas que pagamos entre todos.

3. Competitividad

En España, dos de cada tres empleados trabajan en una pyme. Pues bien, según la oficina de estadísticas de la UE –Eurostat–, en nuestro país el incremento del precio de la electricidad para las pymes del sector industrial que consumen menos de 20 megavatios hora al año, es decir, las más pequeñas, ha sido sencillamente brutal –un 30%– en el período comprendido entre el segundo semestre de 2011 y el segundo semestre de 2015). Así, España es hoy el país de la UE en el que más cara es la electricidad que pagan las pymes de ese sector. Pues bien, el autoconsumo se está revelando como una solución clave para esas empresas: granjas, aserraderos, ultracongelados... Ahora mismo, la mayoría de las instalaciones de autoconsumo que hay en España son de pymes –fábricas de muebles de cocina, embotelladoras de aguas minerales...–, empresas que están empleando esta solución de ahorro como solución de competitividad... y supervivencia.

4. Más empleo

Todos los actores del sector coinciden en señalar que el autoconsumo está llamado a convertirse en uno de los grandes yacimientos de empleo del sector energético. Según el «Informe Anual 2016» de la Unión Española Fotovoltaica (documento que UNEF presentó hace unos días), “el autoconsumo se está convirtiendo en el motor de crecimiento en la generación distribuida en Europa”. El Grupo Parlamentario Podemos–En Comú–Marea presentó en el Congreso de los Diputados en enero de 2016 una Proposición No de Ley (PNL) “para facilitar el autoconsumo solar fotovoltaico con balance neto”. ¿Motivos? Varios. Evita las pérdidas por transporte y descongestiona la red, reduce los costes futuros de inversión en infraestructura y mantenimiento de la red eléctrica, evita importaciones y genera empleo: “el desarrollo de las instalaciones de autoconsumo –señalaba el Grupo en su PNL– incentivará la creación de un tejido de empresas instaladoras y de mantenimiento, y de gran número de puestos de trabajo asociados”. El Grupo Parlamentario Socialista también presentó su PNL en enero y también señalaba el empleo como una de las ventajas de esta forma de ahorro: “el autoconsumo –decía el Grupo Socialista– constituirá una gran fuente de empleo e impulso tecnológico”. La Proposición de Ley que presentó Ciudadanos en septiembre de 2016 también insistía en el mismo sentido.

5. Independencia y conciencia

Alrededor del 70% de la energía que usa España procede de allende las fronteras (el grado de dependencia energética de nuestro país está casi 20 puntos por encima de la media UE). Todos los años enviamos miles de millones de euros (algunos años hasta más de 45.000) a naciones como Argelia, Catar o Nigeria. Cada kilovatio hora (kWh) que produce una placa solar es un kWh que no ha de salir de una térmica de gas natural, es un kWh pues limpio y autóctono. Según Cores, corporación de derecho público sin ánimo de lucro tutelada por el Ministerio de Energía que se define como el “referente de información en el sector de hidrocarburos”, las importaciones de crudo en 2015 aumentaron un 9,4% con respecto al año anterior, hasta alcanzar las 64.628 kilotoneladas, “nivel máximo desde que se dispone de datos (1996)”. En 2016, se quedaron muy cerca de ese máximo: 64.171 kilotoneladas. Según el primer Informe sobre el Estado de la Unión de la Energía (State of the Energy Union, noviembre de 2015), en los últimos 20 años, en España, el consumo de gas natural se ha triplicado, desde el 7,7% hasta el 22% del consumo bruto nacional de energía.

6. Medio ambiente

Lo decía la mismísima CNMC, en su «Informe sobre la Propuesta de Planificación de la red de Transporte de Energía Eléctrica 2015–2020», en abril del año pasado: “en lo que respecta a las tecnologías solares, la consolidación de un escenario de alta penetración de renovables con una importante contribución del autoconsumo parece imprescindible para alcanzar los objetivos de potencia de generación eléctrica y, por ende, los derivados de los compromisos medioambientales adquiridos”. Sustituir kilovatios de carbón o gas (o sea, emisores de CO₂) por kilovatios de viento, agua o solares es, sin duda, la vía más rápida para que España cumpla con esos compromisos internacionales y evite así enfrentarse a las correspondientes sanciones. El autoconsumo se perfila, además, como la solución más barata, pues no necesitaría de subvención o ayuda alguna.

–es preciso insistir– del Registro del propio Ministerio). La pregunta, entonces, es: ¿olvidaron los funcionarios de la Secretaría de Estado consultar ese registro?

Pero aún hay más, porque resulta que la legislación, tal y como está ahora mismo, exime del impuesto al Sol a determinadas instalaciones: las solares fotovoltaicas de menos de diez kilovatios de potencia no tienen por qué pagarlo, por ejemplo, ni las que se encuentren ubicadas en las islas Canarias, ni las instalaciones de cogeneración... O sea, que no todas las instalaciones de autoconsumo registradas en el Ministerio están obligadas al pago del impuesto. Y no lo están porque ahora mismo la propia ley PP de autoconsumo (el famoso Real Decreto 900/2015) no obliga a todos los autoconsumos al pago del impuesto al Sol. Exime a muchos de ellos. ¿Tampoco tuvieron en cuenta eso los funcionarios del Ministerio a la hora de hacer sus cuentas?

■ UNEF lo explica paso a paso

Actualmente –señala la asociación–, y atendiendo al registro de autoconsumo del Ministerio de Energía, existe una potencia instalada de autoconsumo de unos 867,5 MW, que están distribuidos en instalaciones de cogeneración, biomasa, biolíquido y biogás, energías residuales, eólica, fotovoltaica, hidroeléctrica, motores diésel y otras centrales térmicas.

De acuerdo con la potencia total instalada a nivel nacional –105.308 megavatios, según Red Eléctrica de España–, el autoconsumo presente en el Registro representa un 0,82% de la potencia instalada en el país. Pues bien, teniendo en cuenta –explica UNEF– valores de consumo eléctrico de Red Eléctrica de España –REE es el operador del sistema eléctrico nacional–, se estima que aproximadamente de los 265.317 gigavatios hora demandados el año pasado (dato también de REE), “el autoconsumo generó en 2016 unos 3.000 gigavatios hora, lo que supone una cobertura de la demanda por parte del autoconsumo del 1,19% actualmente”.

Pero, claro, no todo el autoconsumo es solar fotovoltaico, como vimos antes (hay cogeneraciones, instalaciones eólicas, energías residuales...). Y UNEF ha vuelto a hacer las cuentas: de esos 3.000 GWh –explica–, el autoconsumo generado con instalaciones renovables “es de 576 GWh, lo que supone un 0,22% de cobertura de la demanda, y si solo nos fijamos en las instalaciones fotovoltaicas, este porcentaje decae hasta el 0,01%”. O sea, que empezamos en el 2 y ya vamos por el cero coma cero.



■ Segundo truco

El otro número misterioso con el que trabaja el Informe de la Secretaría de Estado de Energía es el precio del megavatio hora. Los funcionarios y técnicos que han elaborado el informe han hecho sus cuentas a partir de un precio concreto de la electricidad: cincuenta euros el megavatio hora (50 €/MWh).

Dejamos ahí la idea (50 €), y recapitulamos a continuación para seguir avanzando paso a paso.

El Ministerio de Energía estima “que el 2% del consumo eléctrico se produce con autoconsumo”. Pues bien, dado lo dado –apuntan desde la Secretaría de Estado–, en el mercado mayorista de electricidad los intermediarios negociarían un 2% menos de electricidad.

Si a esa electricidad le ponemos un precio, el impacto sobre la recaudación de los impuestos (y económico en general) será uno; si le ponemos otro precio, el impacto será distinto. Pues bien, los funcionarios y técnicos que han elaborado el informe de la Secretaría de Estado de Energía han decidido colocarle al megavatio hora un precio muy concreto: 50 €/MWh.

Y lo que se pregunta la patronal de los fotovoltaicos es por qué. Por qué le han puesto ese precio al megavatio hora (50 €) y no, sin embargo, el precio que la propia Secretaría de Estado de Energía contempla en su Orden de Peajes como precio medio del mercado mayorista previsto para 2017 (la Orden de Peajes es un documento anual clave en el que el Ministerio presenta sus previsiones en lo que a costes del siste-

ma eléctrico se refiere; pues bien, en la última Orden, la de 2017, el precio que estima Energía es 42,31 €).

La pregunta es: ¿a qué responde esa subida de 42,31 a 50 €; a qué responde ese 18% de incremento? ¿Está tratando la Secretaría de inflar los números para que parezca que el autoconsumo tiene un impacto mayor del que tiene y sea más fácil convencer a la opinión pública de que es necesario gravarlo con un impuesto al Sol? ¿Han prevaricado los funcionarios y técnicos del Ministerio?

El procedimiento parece claro: inflamos el autoconsumo hasta el 2% (aunque el propio registro del Ministerio nos está diciendo que el autoconsumo solar fotovoltaico es cero coma cero: 0,01% para ser precisos); inflamos a continuación hasta los 50 € el precio del megavatio hora en el mercado (aunque la propia Secretaría de Estado de Energía maneja estimaciones muy menores en sus documentos más importantes, como la Orden de costes del sistema eléctrico, donde dice 42,31 €) y, a partir de ahí, obtenemos la cifra que queremos: 235 M€.

UNEF ha querido hacer las cuentas partiendo de los números oficiales de



WYNNERTECH

We make change happen



INVERSOR FOTOVOLTAICO ALBA

**CONTENEDOR COMPACTO
DE MUY ALTA POTENCIA**

**MEJOR PRECIO POR VATIO
DEL MERCADO**

**FIABILIDAD DEMOSTRADA
EN ENTORNOS EXTREMOS**

**Reduce los costes de instalación
y operación de toda la planta**

info@wynnertech.com

Energía. Y (uno), en vez de apelar al 2% que la Secretaría toma “de las apreciaciones del sector”, ha preferido optar por los números oficialmente registrados en el Ministerio (0,01). Y (dos), en vez de partir de un precio de 50 € (el informe de la Secretaría de Estado de Energía no justifica en ningún momento por cierto esa cantidad), ha partido de los 42,31 que la propia Secretaría presenta en su Orden de costes del sistema eléctrico. El resultado, lógicamente, ha sido muy distinto.

La Secretaría de Estado de Energía, partiendo de sus números (2% y 50 €), concluye, como dijimos, que se dejarían de recaudar anualmente 235 millones de euros: 162 asociados a impuestos en *pool* y peajes, a los que habría que añadir los impuestos no recaudados por el balance neto, “que en esta simulación –dice el informe– ascenderían a otros 73 M€”. ¿Conclusión? “Informe DESFAVORABLE” (las mayúsculas las pone la Secretaría).

Los números de UNEF no tienen nada que ver con los de la Secretaría de Estado de Energía. La asociación identifica tres claves: (1) el autoconsumo solar fotovoltaico atiende el 0,01% de la demanda (porcentaje que UNEF extrae a partir de los datos que contiene el Registro de Autoconsumo del Ministerio); (2) el precio del megavatio hora en 2017 es 42,31 €, según la Orden anual clave –la de peajes– del propio Ministerio; y (3) “el balance neto –dice literalmente el informe de UNEF– no se considera actualmente y no es una solicitud que se haya realizado desde el sector”.

Pues bien, habida cuenta de todo ello, los impuestos que el Estado dejaría de recaudar no ascienden ni mucho menos a 235 millones de euros, como sostienen los funcionarios del Ministerio. Según UNEF, los impuestos que el Estado deja de recaudar por “culpa” de ese 0,01% de autoconsumos solares fotovoltaicos ascienden (sería más correcto decir “descienden”) a 891.840 €, que ese es el resultado de sumar los impuestos directos perdidos, los impuestos asociados a una menor demanda perdidos y los impuestos no recaudados relativos a los peajes. Por otra parte, el Gobierno tampoco tendría que aportar 10 M€ adicionales desde los Presupuestos Generales del Estado, tal y como dice la Secretaría. Tendría que aportar 49.019 €.

UNEF ha calculado además el dinero que podría mover la instalación de cien megavatios pico de autoconsumo al año (ahora mismo, en el registro de autoconsumo del Ministerio hay alrededor de veinte megas inscritos). Según la asociación, “en el supuesto de que anualmente ingresasen en el sistema 100 MWp de instalaciones de

autoconsumo fotovoltaico doméstico y de los sectores servicios e industrial, el saldo positivo en retornos fiscales y costes anuales evitados al Estado sería de 73 M€”.

Es decir, que al Estado no solo no le costaría 49.000 € (o diez millones de euros) el autoconsumo solar fotovoltaico, sino que, muy antes al contrario, le reportaría más de 70 millones de euros. En concreto, casi 59 M€ en “retornos netos anuales” y algo más de 14 M€ en “costes anuales evitados al Estado”. Además, UNEF estima una “cifra de negocio anual agregada (actividad de arrastre)” de más de trescientos millones de euros. Por fin, el autoconsumo –en ese escenario (100 MW)– podría sostener 1.300 “empleos directos estructurales a tiempo completo”.

Enfrente, el “informe DESFAVORABLE” de la Secretaría de Estado no evalúa los beneficios derivados del desarrollo del autoconsumo. Solo evalúa sus costes y lo hace (hay que insistir) a partir de números –un 2%, 50 €/MWh– que no justifica en ningún momento.

UNEF también cuantifica en su informe el ahorro anual en eficiencia (energía eléctrica y primaria no perdida), el ahorro anual por emisiones de CO₂ evitadas y el ahorro anual en importación de combustibles fósiles. Según la Asociación, el resultado es un “saldo positivo en 2017 en la balanza comercial de 7.631.048 euros”.

Pero, ¿cuál sería el coste para el Estado de esos 100 MW? Pues, según la Asociación, “en el supuesto que se ingresasen en el sistema en un año 100 MW, la pérdida de ingresos no sería superior a 5 M€, por lo que, en cualquier caso, el saldo sería positivo para el Estado con ingresos de más de 68 M€”.

Los números de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) coinciden con los de la Federación Nacional de Empresarios de Instalaciones Eléctricas y Telecomunicaciones de España (Fenie), que acaba de hacer públicos los resultados del estudio “Estimación del impacto económico derivado de la implantación de instalaciones de autoconsumo de electricidad para el periodo 2017–2020”. Pues bien, el estudio en cuestión, que Fenie ha elaborado en colaboración con otras organizaciones, lo deja muy claro: el Estado gana más que pierde con el autoconsumo.

Fenie ha analizado el impacto económico que tendría la introducción progresiva del autoconsumo de electricidad en España, teniendo en cuenta la disminución de ingresos ocasionada para el Estado, pero también los beneficios producidos. ¿Resultado del análisis? El autoconsumo “es beneficioso para la economía del país, así como para la sociedad en su conjunto”.

■ Escenario 100

La Federación de instaladores ha trabajado con un escenario distinto al de UNEF. La Unión Española Fotovoltaica ha situado el horizonte en 100 MW al año, como se ha visto. Fenie, sin embargo, ha elevado su escenario hasta los mil megas de autoconsumos (1.000 MW), a poner en marcha a lo largo de cuatro años (2017–2020). En ese escenario –explican los instaladores–, se producen “tanto disminuciones de ingresos como beneficios para las arcas del Estado, pero los beneficios –matiza Fenie– superan ampliamente las citadas disminuciones”.

Mientras que lo que el Estado dejaría de ingresar vendría a ser algo más de 57 M€, las ganancias ascenderían –explica Fenie en su estudio– a más de 570 M€, dando como resultado un beneficio económico para las arcas del Estado de más de quinientos millones de euros (+500 M€). Según Fenie, estos beneficios que obtendría el Estado llegarían a las arcas públicas por varias vías o conceptos: el IVA, el IRPF, la Seguridad Social, el Impuesto de Sociedades, y las Licencias y Tasas “derivadas de la inversión inicial y el mantenimiento de las instalaciones de autoconsumo”.

¿Conclusión? Tanto el estudio de UNEF como el de Fenie arrojan resultados muy parecidos entre sí; muy distintos a los que presenta el informe de la Secretaría; y, sobre todo, muy positivos en lo que se refiere a la recaudación de impuestos para el Estado.

El Secretario de Estado de Energía cuando se elaboró el “informe DESFAVORABLE” era Alberto Nadal (hermano gemelo del actual ministro de Energía, Álvaro Nadal); el director del gabinete del secretario es Carlos Aguirre Calzada (ex de Iberdrola y Repsol); la directora general de Política Energética y Minas es María Teresa Baquedano Martín (exdirectora del Instituto para la Reestructuración de la Minería del Carbón); y al frente de la Secretaría General de Energía Eléctrica está Santiago Caravantes Moreno (que ha sido consejero en Hulleras del Norte). El informe de la Secretaría de Estado asegura que el impacto económico del autoconsumo, en impuestos que se dejarían de recaudar anualmente, sería de 235.000.000 de euros. El informe de UNEF estima que el impacto del autoconsumo FV sería de 891.840 € y que, en todo caso, el saldo final sería positivo (+68 M€), debido a los impuestos que el Estado recaudaría por otras vías. El informe de la Secretaría de Estado no evalúa esos retornos. ■

ILUMINANDO EL FUTURO CON ENERGÍA LIMPIA

ACCIONA es una empresa única en energías renovables. Con más de 20 años de trayectoria en el sector y presencia global, tenemos experiencia en todas las fases de la cadena de valor de la energía eólica. Desde el desarrollo de proyectos a la producción y venta de energía. Actuamos con respeto al entorno, comprometidos con la comunidad en la que trabajamos, y con visión a largo plazo.

Y generamos siempre energía 100% renovable



2016, el año raquítrico

Gozaba de muy buena salud hasta que la llegada de la Reforma Energética, hace tres años y medio, acabó con cualquier posibilidad de sustento para la energía del viento en España. En 2016 tan solo se instalaron 38 MW eólicos. Y de esta cifra, el 84% corresponde a coletazos del antiguo Registro de Preasignación, según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE). Ante semejante panorama, al sector no le ha quedado otra opción que buscar refugio en la exportación.

Pepa Mosquera

Los datos aportados por la patronal eólica, que están basados en el criterio de Acta de Puesta en Servicio, dejan bien claro que desde que en julio de 2013 entró en vigor la Reforma Energética, en España solo se han instalado 65 MW, frente a los 2.334 MW del trienio anterior. En 2016, en concreto, se añadieron 38 MW, haciendo que apenas avanzara el cómputo de la potencia acumulada, que a 31 de diciembre de 2016 ascendía a 23.026 MW.

De esos 38 MW añadidos el año pasado, 32 MW (el 84% del total) corresponden a parques de Castilla y León que ya estaban inscritos en el antiguo Registro de Preasignación y no habían sido instalados antes por problemas ajenos a los promotores, lo que les da derecho a la retribución de las instalaciones anteriores a la Reforma Energética, según indica AEE. El resto corresponde a los primeros megavatios instalados del cupo canario (4,6 MW) y a una repotenciación en Galicia (2,1 MW). Dicho de otra forma: el sector siguió sumido en la parálisis el año pasado. De acuerdo con la patronal eólica, esto ha obligado a los fabricantes de aerogeneradores y componentes a exportar prácticamente el 100% de lo manufacturado en España en los últimos tres años, lo que complica su permanencia en el país.

Estas cifras se contraponen a las que plantea el gobierno a través de la Planificación Energética 2015-2020. Según este documento de referencia, España necesita 8.500 MW renovables para cumplir con los objetivos europeos a 2020, de los que 6.400 MW (el 75%) deberían ser eólicos. La patronal AEE calcula, además, que si en España no contara de antemano con esos 23.000 MW de potencia eólica instalados

en años anteriores y que proporcionan energía limpia y autóctona a los consumidores, en 2016 el precio del mercado eléctrico hubiese sido un 28% más alto.

En el conjunto del año, la eólica generó 47.721 GWh, una cantidad muy similar a la de 2015, y abasteció de electricidad al 18,4% de los españoles, según datos provisionales del operador del sistema, REE.

■ Pendientes de la nueva subasta

El sector mira ahora con cierta esperanza la nueva subasta de 3.000 MW renovables anunciada por el Gobierno que, “si estuviese bien orientada, podría poner fin a la parálisis de las inversiones desde la moratoria verde”, afirma la AEE. Porque lo que está

claro es que el diseño final de esta subasta será clave.

AEE aboga por un sistema de subastas que encuentre el equilibrio entre fomentar la energía barata, autóctona y sin emisiones, con el fomento del tejido industrial español. Para ello, “sería necesario contar con cupos diferenciados por tecnología, de modo que las empresas tuviesen visibilidad y pudiesen tomar decisiones en consecuencia”. Un sistema, añade la patronal eólica, “que garantice no sólo el cumplimiento de los objetivos medioambientales de la UE de cara a 2020 y 2030, sino que también contribuya a la reactivación de la economía de las diferentes comunidades autónomas y a la creación de empleo industrial”.

AEE considera que también debería tenerse en cuenta que, para que se reactiven las inversiones en el sector en España, es necesario resolver determinados aspectos de la Reforma Energética —especialmente en el Real Decreto 413/2014— “que son un obstáculo para el éxito de la subasta por la inseguridad jurídica del propio modelo”. La asociación critica, en especial, el hecho de que la rentabilidad razonable de los proyectos pueda ser modificada cada seis años.

“Se da la paradoja —explica la AEE— de que los proyectos que resulten adjudicatarios (en la nueva subasta) han de estar instalados a finales de 2019, fecha en la que acaba el periodo regulatorio de seis años en el que el Gobierno puede modificar la rentabilidad razonable de las instalaciones”. Es decir, que “los proyectos que vayan a la subasta lo harán a ciegas, desconociendo la retribución que van a tener, lo que dificulta sobremanera el acceso a la financiación”.

En este sentido, considera que para el año 2020 y siguientes se debería utilizar una senda de precios de mercado para cal-

Más de 3.000 MW en trámite en Aragón

Tras desbloquear los proyectos paralizados en esta CCAA desde hace un lustro por los conflictos judiciales, el Gobierno de Aragón asegura que en estos momentos está tramitando más de 116 proyectos eólicos que suman, conjuntamente, 3.000 megavatios de potencia. El Ejecutivo aragonés afirma, por otra parte, que el futuro desarrollo de esos proyectos “incrementará sustancialmente las necesidades de evacuación”, por lo que han pedido al Gobierno central que apruebe cuanto antes el Real Decreto sobre los criterios para la concesión de los permisos de acceso y conexión a la red eléctrica.

También han subrayado la necesidad de coordinar los procedimientos para la autorización de parques eólicos, “ya que el Gobierno de Aragón puede autorizar proyectos de hasta 50 megavatios y a partir de ahí corresponde al Ministerio”. Dos de las tres empresas que ganaron la mayor parte de la potencia subastada en renovables en enero de 2016, en el marco de la primera subasta tras la moratoria verde, son aragonesas. Se trata de Forestalia y Grupo Jorge, y ambas han confirmado que el destino de los megavatios que ganaron es Aragón.



cular la retribución más acorde con la realidad, opinión que comparte la propia Comisión Nacional del Mercado y la Competencia, (CNMC) como ha expresado en sendos informes. La patronal eólica también cree que se debería compensar a las empresas cada año en vez de cada tres.

Otra petición que ha dirigido al Ministerio de Energía, Turismo y Agenda Digital es que, más allá de nuevas subastas renovables, desarrolle un plan especial para financiar la renovación de una parte importante de los parques eólicos de España, cuya vida útil expira en 2025. Según explicó en una reciente jornada Heikki Willstedt, director de Políticas Energéticas de la asociación, la vida útil de los parques eólicos instalados en España en los años 2004 y 2005, durante el plan de impulso a las renovables del expresidente José Luis Rodríguez Zapatero, vence en 2025 y la AEE considera que las instalaciones deberían ser renovadas antes de esa fecha.

Willstedt puntualiza que si bien los equipos podrían aguantar hasta 2030 con el adecuado mantenimiento, lo más adecuado es renovarlos, por lo que la AEE ha pedido al Ministerio de Energía que desarrolle mecanismos favorables de financiación para acometer los trabajos.

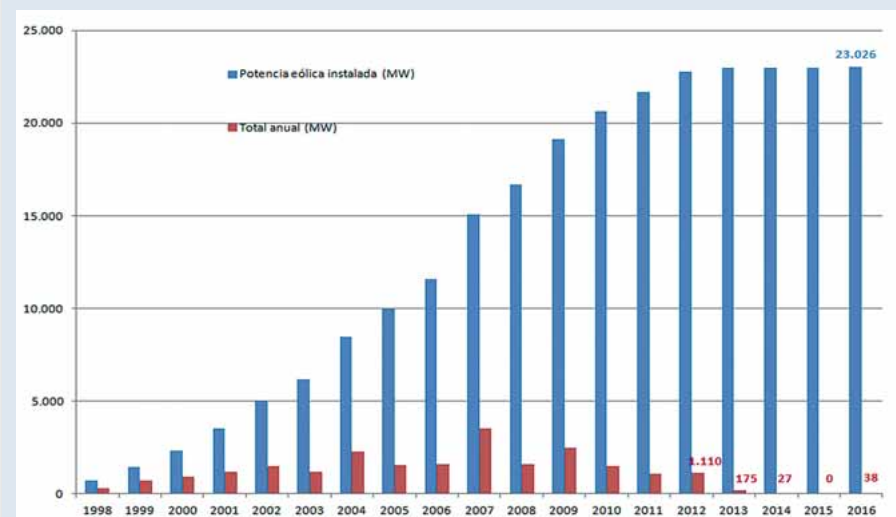
■ Buena para los consumidores, buena para la industria

Por encima de todo, la AEE destaca los importantes beneficios que conlleva para todos el desarrollo de esta fuente de energía. Gracias a ella, explica, cada consumidor doméstico se ahorró el año pasado 1,43 €/mes en la factura de la luz; y el industrial, 1.595 €/mes. Porque cuanto más sopla el viento, más electricidad generan los miles de aerogeneradores diseminados por España, desplazando a tecnologías más caras con coste de combustible, como el carbón y el gas.

Los datos aportados por la patronal indican que en 2016 un consumidor doméstico medio (un consumo 2.430 kWh al año) habrá pagado 0,82 céntimos de euro por kWh a través de la Tarifa de Acceso a los incentivos a la eólica (el 7,3% de ésta). Pero, en contrapartida, en la parte de su factura que corresponde al término de energía ha obtenido un ahorro de 1,52 céntimos de euro por kWh gracias a la eólica. De manera que, sin este ahorro, el término de energía le habría costado 6,81 €/kWh en vez de 5,29 €/kWh, un 28,7% más.

Por su parte, un consumidor industrial medio (1.500 MWh al año) habrá pagado 0,25 céntimos de euro por kWh en 2016

■ Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España (1998-2016)



■ Potencia eólica instalada por Comunidades Autónomas en 2016 (en MW y porcentaje de cuota de mercado)

COMUNIDAD AUTÓNOMA	Potencia instalada en 2016 (MW)	Acumulado a 31/12/2016 (MW)	% sobre total	Nº de parques
Castilla y León	31,50	5.593	24,19%	243
Castilla-La Mancha	0,00	3.807	16,56%	139
Andalucía	0,00	3.338	14,52%	153
Galicia	2,10	3.330	14,48%	161
Aragón	0,00	1.893	8,24%	87
Cataluña	0,00	1.269	5,52%	47
Comunidad Valenciana	0,00	1.189	5,17%	38
Navarra	0,00	1.004	4,37%	49
Asturias	0,00	518	2,26%	21
La Rioja	0,00	447	1,94%	14
Murcia	0,00	262	1,14%	14
Canarias	4,60	182	0,77%	57
País Vasco	0,00	153	0,67%	7
Cantabria	0,00	38	0,17%	4
Baleares	0,00	4	0,02%	46
TOTAL	38,20	23.026	100,00%	1.080

para incentivar a la eólica (cantidad incluida en los 3,4 €/kWh que paga de Tarifa de Acceso) y se habrá ahorrado 1,52 céntimos de euro por kWh por el efecto reductor de esta tecnología en el pool. Así, de no haber sido por la eólica, el término de energía le habría costado 6,32 €/kWh en vez de 4,8 €/kWh, un 31,6% más. (La diferencia entre lo que paga un consumidor doméstico y un industrial en términos de incentivo a la

eólica se debe a que el reparto de la carga de cubrir los costes regulados del sistema eléctrico recae mayoritariamente en los consumidores domésticos y en menor medida en los industriales. Sin embargo, son éstos últimos los que más se benefician del efecto reductor de la eólica sobre el precio del mercado eléctrico).

sigue en pág. 31...



EÓLICA

E

Kilian Rosique

Director técnico de la Asociación Empresarial Eólica

“La innovación es necesaria tanto a corto como a largo plazo”



Foto: Salvador Ferrón

El “cortocircuito” al que han sido sometidas las energías renovables no ha impedido que la I+D+i, aunque afectada, siga activa en España y dando sus frutos. En el sector eólico, esta actividad está íntimamente ligada a la diversificación y fragmentación de los mercados, la importancia de conseguir diferenciación tecnológica con otros competidores y la reducción de costes, para así poder mantenerse o entrar en escenarios cada vez más competitivos, según destaca el experto de la AEE.

P. M.

■ ¿La innovación sigue siendo clave para el sector?

■ Así es. Es necesaria la innovación a corto plazo con nuevos modelos de máquinas, generalmente de mayor diámetro, y a largo plazo con iniciativas de investigación y desarrollo lideradas por la empresa privada y el siempre necesario apoyo por universidades y centros de I+D+i. Los principales objetivos de la I+D van orientados a la reducción de costes, a mejorar la calidad del producto, a la integración en red en condiciones óptimas de seguridad y confiabilidad, y a mejorar el proceso productivo, manteniendo la disponibilidad de los parques en un escenario de alargamiento de vida de los activos. Todo ello tanto para instalaciones en tierra como en el mar.

■ Cada vez se demandan máquinas más potentes. ¿Qué retos entraña esta tendencia al “gigantismo”?

■ La tendencia creciente a aumentar el diámetro del rotor supone un incremento de cargas, por lo que el aligeramiento de estructuras y de la cadena de transmisión mecánica son elementos de atención especial para los desarrollos futuros. También se están consolidando los sistemas de mantenimiento basados en la condición, así como la recogida y sistematización de los datos para dentro de la digitalización y el *Big Data*, y así poder establecer indicadores y casos base de referencia que mantengan la operación confiable de los equipos a largo plazo.

■ ¿Hay algún otro aspecto más al que apunten los focos?

■ En este momento, los focos están puestos en la eólica marina y en particular en el desarrollo de soluciones de cimentaciones flotantes. España dispone de tecnología y de ubicaciones en fase terminal de desarrollo. Otros temas de interés, aunque en menor medida, son sistemas de almacenamiento, híbridos, minieólica, control de aerogeneradores, operación de parque eólicos en climas fríos, etc.

■ ¿Podría citar algún proyecto concreto en eólica marina?

■ Las empresas del sector eólico español están participando activamente en proyec-

tos de I+D+i y ya existen varios prototipos experimentales y plantas de demostración como son los parques eólicos experimentales ZEFIR (Cataluña), BIMEP (País Vasco) y PLOCAN (Canarias), así como la instalación por parte de Gamesa del primer prototipo de un aerogenerador *offshore* en España (en el puerto de Arinaga, en Gran Canaria).

■ ¿Hay algún aspecto que vaya a ser especialmente clave en el futuro?

■ Desarrollar soluciones híbridas, tanto aisladas como conectadas a la red, incluyendo sistemas de almacenamiento que garanticen potencia firme y permitan una participación más activa en la operación técnica del sistema serán claves del futuro.

■ La eólica española, ¿sigue patentando?

■ El mayor número de patentes eólicas españolas son, por este orden, aerogeneradores de eje horizontal, rotor y palas, multiplicadora, control y torres onshore. Sin embargo, las solicitudes de patentes europeas de origen español y las solicitudes de invenciones españolas publicadas del sector eólico se han reducido en los dos últimos años notablemente con respecto a los años anteriores, como consecuencia de la propia dinámica del mercado interno. ■

Suministro garantizado

Una cuarta parte de los parques españoles lleva ya un año participando en los servicios de ajuste del sistema eléctrico. Esto significa que 5.700 MW eólicos (el 25% del total de la potencia eólica instalada) se han unido ya a las tecnologías convencionales en los conocidos como mercados y servicios de ajuste, que son gestionados por REE y están diseñados para que la generación eléctrica se adapte en todo momento a la demanda y el sistema eléctrico esté siempre equilibrado, de modo que se garantice la seguridad de suministro.

España ha sido pionera en el mundo en introducir a la eólica en este mercado. Según destaca la AEE, la madurez y el volumen alcanzados en los últimos años por esta tecnología han logrado el hito. En la Unión Europea, la propuesta de Directiva de Balance Eléctrico sobre reglas comunes para el

mercado interno de la electricidad establece que las energías renovables tendrán acceso a los servicios de ajuste, por lo que es cuestión de tiempo que otros estados miembros se sumen a España y el país pueda servir, una vez más, de referente. Algunas de las empresas eólicas que están participando con éxito en estos servicios son Acciona, EDPR, Enel Green Power España, Gas Natural Fenosa Renovables, Iberdrola, RWE Innogy y Viesgo Renovables, entre otras.

La patronal eólica explica, además, que, aunque no es posible atribuirlo a la presencia de la eólica, lo cierto es que los costes de los servicios de ajuste en los que esta fuente participa se han reducido considerablemente en 2016. En torno a un 21%-23%.



Líder Mundial en 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, con instalaciones en Europa, Asia, Australia, USA y Latinoamérica. Aporta a sus clientes soluciones individuales, garantía, seguridad y confianza en cada proyecto.

Todo ello bajo un concepto único: **i+c**, innovación para encontrar las mejores soluciones y Compromisos para prestar el mejor servicio.

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

Con 2,5 GW
mantenidos en Latam
y 10,5 GW en el mundo

www.ingeteam.com

service@ingeteam.com

Ingeteam

READY FOR YOUR CHALLENGES

■ Potencia instalada por promotores (en MW y porcentaje de cuota de mercado)

PROMOTOR	Potencia eólica instalada en 2016 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2016 (MW)	Cuota de mercado sobre el acumulado (%)
IBERDROLA	0,00	5.576,93	24,21%
ACCIONA ENERGÍA	0,00	4.267,82	18,53%
EDPR	0,00	2.255,79	9,79%
ENEL GREEN POWER ESPAÑA	0,00	1.491,55	6,48%
GAS NATURAL FENOSA RENOVABLES	2,10	1.215,51	5,28%
EOLIA RENOVABLES	0,00	529,74	2,30%
SAETA YIELD	0,00	512,56	2,23%
VAPAT	0,00	471,25	2,05%
RWE	0,00	442,71	1,92%
OLIVENTO	0,00	420,79	1,83%
ENERFÍN	0,00	390,13	1,69%
VIESGO	0,00	380,61	1,65%
BORA WIND ENERGY MANAGEMENT	0,00	329,99	1,43%
MEDWIND	0,00	246,75	1,07%
RENOVALIA RESERVE	0,00	243,96	1,06%
MOLINOS DEL EBRO	0,00	234,25	1,02%
GAMESA ENERGÍA	0,00	219,45	0,95%
IBEREÓLICA	0,00	194,30	0,84%
EÓLICA DE NAVARRA	0,00	134,38	0,58%
ALDESA ENERGÍAS RENOVABLES	0,00	164,05	0,71%
ELECDEY	0,00	140,10	0,61%
FERSA	0,00	128,10	0,56%
OTROS	36,10	3.035,40	13,18%

(El criterio utilizado por AEE para calcular la potencia instalada no siempre coincide con los datos publicados por los promotores. La cifra total por promotor está ligada a la potencia atribuible en función de su porcentaje de participación en los parques eólicos.

(*) Renomar cuenta con un total de 493,5 MW. Acciona controla el 50% de esta sociedad, por lo que en el cuadro sólo se refleja el 50% que corresponde a Medwind.

■ Potencia instalada por fabricantes (en MW y porcentaje de cuota de mercado)

FABRICANTE	Potencia eólica instalada en 2016 (MW)	Potencia acumulada a cierre de 2016 (MW)	Cuota de mercado sobre el acumulado (%)
GAMESA	0,00	12.008,09	52,14%
VESTAS	29,10	4.120,09	17,89%
NORDEX ACCIONA	0,00	1.913,81	8,31%
ALSTOM	0,00	1.739,09	7,55%
GE	0,00	1.413,14	6,14%
SIEMENS	0,00	772,30	3,35%
ENERCON	4,60	531,15	2,31%
SUZLON	0,00	218,00	0,95%
DESA	0,00	100,80	0,44%
M-TORRES	0,00	46,80	0,20%
LAGERWEY	0,00	37,50	0,16%
KENETECH	0,00	36,90	0,16%
SINOVEL	0,00	36,00	0,16%
REPOWER	0,00	25,00	0,11%
OTROS	4,50	22,43	0,10%
EOZEN	0,00	4,50	0,02%
NORVENTO	0,00	0,40	0,00%
ELECTRIA WIND	0,00	0,15	0,00%
WINDECO	0,00	0,05	0,00%
TOTAL	38,20	23.026	100,00%

...viene de pág. 29.

En resumidas cuentas, la eólica estabiliza los precios de los consumidores domésticos y favorece la competitividad de la industria española. Si en enero de 2017

España hubiese tenido los 2.500 MW más de eólica que el propio Gobierno preveía en la Planificación 2015-2020, el precio del mercado eléctrico habría sido 4,5 euros más bajo. Esto se debe a que con esa poten-

¿Las soluciones?

La Asociación Empresarial Eólica (AEE) considera que, si el Gobierno quiere cumplir con su Objetivo Renovable 2020, “la única posibilidad es convocar nuevas subastas cuanto antes y corregir determinados aspectos de la Reforma Energética para recuperar la seguridad jurídica”. Eso sí—añade—, “para evitar los errores de la primera convocatoria de subasta, es importante que el Gobierno consulte con el sector”.

Según la AEE, “es necesario modificar determinados aspectos de la regulación, como la posibilidad de cambiar las condiciones económicas—y, con ellas, la rentabilidad razonable— cada seis años” (recuérdense los períodos regulatorios de 6 años, y los semiperíodos de 3, establecidos en el RD 413/2013). También sería necesario convocar cuanto antes—continúa la Asociación— una subasta de varios miles de megavatios eólicos—los señalados por el propio Gobierno en su Planificación de Red 2015-2020— para cumplir con esa Planificación “o un calendario de convocatorias, a celebrarse antes de finales de 2017, que permitiera cumplir los plazos”.

En cualquier caso—concluye la AEE—, se deberían corregir algunos aspectos de la primera subasta, de 500 MW, que, por sus características atípicas (fue una subasta aislada y de escaso volumen, tras varios años de parálisis del sector), “tuvo unos resultados inesperados que han arrojado aún más incertidumbre a la ya complicada situación de la eólica. Para ello es fundamental—estima AEE— que el Gobierno consulte con el sector”. La Asociación, por fin, recuerda que “la instalación de más de 6.000 MW eólicos en cuatro años ya se ha hecho en España en períodos anteriores gracias a una regulación que así lo favoreció, la voluntad de las empresas promotoras y la existencia de una potente industria doméstica, por lo que, si se modificasen determinados aspectos de la regulación que devolviesen la confianza a los inversores y facilitasen el acceso a la financiación, podría intentarse de nuevo”.

cia se podrían haber generado 505 GWh más con el viento en enero y así se hubiese elevado la cobertura de la demanda con la eólica del 20,87% al 23,1%. Y el precio hubiese sido de 67 €/MWh en vez de los 71,49 €/MWh registrados.

De acuerdo con la patronal eólica, esto hubiera supuesto un ahorro para todos los consumidores de 103 millones de euros en enero. Al mismo tiempo, por no cumplir con la planificación se han dejado de invertir 3.000 millones de euros, no se han generado ingresos en las zonas rurales donde se habrían ubicado los parques, se han dejado de crear más de 3.500 empleos (para la fabricación, construcción y mantenimiento de las instalaciones), no se ha evitado la emisión de 9,2 millones de toneladas de CO₂, ni se han ahorrado 40 millones en importaciones de combustibles fósiles.

En resumen: no seguir desarrollando la eólica en España nos perjudica a todos.

■ Más información:

→ www.aeeolica.org



CBGS

Celdas de potencia MT
para subestaciones

**MV Switchgear for wind
farm substations**



DVCAS

Celdas de 36/38kV para
centros de transformación

36/38kV Wind main units



Seccionadores AT
Hasta 420kV

**HV Disconnectors
Up to 420kV**

**Líderes mundiales en protección
MT para parques eólicos**

**World leaders in Wind Farm
MV Protection**

Renewable Solutions



www.mesa.es



Pol. Industrial Trobika - Martintxone Bidea, 4
48100 Mungia - Vizcaya - Spain
Tel. (+34) 94 615 91 20
Mail: info@mesa.es

Medio millón de megavatios generados con el viento... Y subiendo

China, EEUU, Alemania e India han disparado la eólica a casi el medio millón de megavatios. Los datos recabados por el Consejo Mundial de Energía Eólica (GWEC) indican que 2016 acabó con una potencia eólica de 486.749 MW en el mundo y a esos cuatro países les corresponde, en especial, el mérito. En total, el año pasado se instalaron 54.600 MW a lo largo y ancho del globo, lo que supone un crecimiento del 12,4% respecto a 2015, año que sigue ostentando el record de eólica instalada en doce meses: 63.633 MW.

Pepa Mosquera

China vuelve a repetir como líder eólico mundial. Este país fue tan activo el año pasado que el solo instaló nada menos que 23.328 nuevos megavatios eólicos, tantos como España en sus más de veinte años de historia eólica. La actividad de los otros líderes –EEUU, Alemania e India– superó, en los tres casos, los 3.000 MW nuevos en el año. España, pese a haber instalado solo 38 MW en 2016 como consecuencia de la parálisis que sufre el mercado desde la Reforma Energética, se mantiene en el quinto puesto mundial, al que quedó relegada en 2015 tras ser adelantada por India.

Brasil es otro mercado que va ganando posiciones a marchas forzadas. Ya es el líder de la región latinoamericana y la quinta economía del mundo que más instaló en 2016: 2.000 MW. Chile

también registró un año récord, con 513 MW añadidos, elevando el total del país a 1.424 MW. El pequeño Uruguay sumó 365 MW hasta un total de 1.210 MW, mientras que Perú (93 MW), República Dominicana (50 MW) y Costa Rica (20 MW) también tuvieron un importante desarrollo el año pasado. En Argentina, si bien la eólica no ha crecido, tiene en cartera más de 1.400 MW que se construirán en los próximos años.

GWEC destaca que, por el contrario, la actividad en África fue escasa en 2016, con sólo 418 MW instalados en el país más austral del continente, Sudáfrica. La región de Asia Pacífico tampoco registró apenas movimiento; sólo Australia, que instaló 140 MW el año pasado.

En cuanto a potencia acumulada, el *ranking* mundial lo lidera –como no podría ser de otra forma– China, con 168.690 MW. Le siguen EEUU (82.184), Alemania (50.018) e India (28.700).

■ Un buen año en Europa

La incertidumbre política que afecta a la vieja Europa no ha sido impedimento para que la energía del viento siga ofreciendo buenos resultados en esta región del mundo. GWEC apunta que el año pasado se instalaron en Europa 13.926 MW, de los cuales la UE-28 aportó 12.491 MW. Unas cifras que ratifica WindEurope.

Según el Balance 2016 de la asociación europea, más de la mitad de la nueva potencia de generación eléctrica instalada en 2016 en Europa fue eólica; concretamente, el 51%. En total se pusieron en marcha 10.923 megavatios terrestres y 1.567 marinos. Así las cosas, el Viejo Continente llegó al 31 de diciembre de 2016 con una potencia eólica acumulada de 153,7 gigavatios, 141,1 de ellos en tierra y 12,6 en el mar. Con toda esa potencia, el parque eólico continental pudo cubrir el 10,4% de la demanda eléctrica global europea en 2016. En Europa, el 17% del total de la potencia eléctrica instalada ya es eólica.

Alemania sigue siendo el líder indiscutible. En ese país se puso en marcha el 44% de la nueva potencia añadida en 2016. Le siguen, aunque de lejos, Francia, Holanda, Finlandia, Irlanda y Li-



tuania. Todos ellos batieron en 2016 sus mejores registros históricos nacionales. Francia instaló 1.600 megavatios; Holanda, 887; Finlandia, 570; Irlanda, 384; y Lituania, 178. La inversión en eólica marina creció ese año en un 39%, hasta alcanzar los 18.200 millones de euros, mientras que la inversión en eólica terrestre cayó un 29%, hasta los 9.300.

Según el jefe ejecutivo de WindEurope, Giles Dickson, la industria eólica europea ya es una industria plenamente madura, capaz de sostener hasta 330.000 puestos de trabajo y de producir miles de millones de euros en exportaciones. No obstante, Dickson se muestra preocupado respecto a la política energética de los gobiernos europeos, "menos clara y ambiciosa hoy de lo que lo era hace algunos años". Una prueba de ello, añade Dickson, es que "solo 7 de los 28 estados miembros de la Unión tienen políticas y objetivos ya aprobados para más allá de 2020".

El jefe ejecutivo de la patronal europea apunta, además, que "la transición desde las feed-in tariffs (las primas) a las subastas ha sido menos tranquila de lo esperado" (como se puede comprobar, entre otros países, en España). Dickson cree, asimismo,

El Top 10 de los fabricantes

Vestas es el primer fabricante de aerogeneradores del mundo. La segunda plaza se la disputan otros dos gigantes: General Electric, desde Estados Unidos, y Goldwind, desde China. En cuarto lugar aparece Gamesa. "A big four", según dice la consultora Bloomberg New Energy Finance (BNEF) en el informe en el que presenta anualmente el Top 10 de los fabricantes de aerogeneradores.

De acuerdo con ese escalafón, Vestas instaló 8.700 megavatios de potencia eólica en 2016, aproximadamente el 16% de toda la potencia eólica terrestre puesta en marcha el año pasado. La firma danesa vuelve a ocupar esa privilegiada posición gracias a su fuerte apuesta por el mercado estadounidense. Vestas tiene proyectos conectados ya en 35 países, más que cualquiera de sus competidores.

General Electric (GE) ocupa el segundo puesto, con 6.500 MW conectados en 2016, 600 más que en 2015. El fabricante estadounidense ha perdido su tradicional liderazgo en Estados Unidos si bien ha incrementado su presencia global hasta llegar a 21 países el año pasado (frente a 14 en 2015). Muy cerca de GE se sitúa la china Xinjiang Goldwind Science & Technology, que pierde en 2016 dos posiciones (fue el fabricante líder en 2015). La multinacional china conectó el año pasado 6.400 megavatios (MW). Según Bloomberg, prácticamente toda esa potencia la instaló en China, donde consolida aún más su posición.

Y, por fin, en cuarto puesto, aparece Gamesa. Según David Hostert, responsable de estudios de BNEF, la fusión Siemens-Gamesa ha sido clave para que este "nuevo actor" del escenario eólico global se haya situado a solo un paso de los tres grandes, hasta el punto de conformar, junto a ellos, lo que Hostert denomina "a big four group of dominant manufacturers". En palabras del jefe de estudios de Bloomberg, "para aguantar en este grupo se requiere tanto un tamaño significativo como una presencia equilibrada en los mercados correctos".

La quinta posición corresponde a Enercon, firma que instaló en Alemania una de cada dos turbinas que puso en marcha en el mundo. Gamesa se centró, sobre todo, en el mercado indio, instalando allí una de cada tres turbinas. Otro fabricante bien posicionado es el hispano-alemán Nordex, Top 6. Su caso presenta ciertas similitudes con el de Gamesa-Siemens, y es que Nordex también ha vivido una fusión con una marca española, Acciona.

En cuanto a aerogeneradores destinados al mar, el primer fabricante fue la asiática Sewind, licenciada para fabricar en China aerogeneradores marinos de Siemens. En 2016 instaló y conectó 489 MW mar adentro: 388 en aerogeneradores Siemens y 101 en máquinas de diseño propio. Según BNEF, Siemens fue el número dos, con un proyecto en los Países Bajos y otro en Taiwan. Ni MHI Vestas (sociedad conjunta al 50% entre Mitsubishi Heavy Industries y Vestas), ni Adwen (sociedad conjunta -50/50- entre Gamesa y Areva) conectaron potencia eólica en el mar en 2016.

BNEF aclara que los aerogeneradores marinos de la región Asia-Pacífico son computados cuando concluye su instalación, a diferencia de lo que sucede con los de las regiones América y Europa, África y Oriente Medio, que solo son registrados una vez han sido completamente conectados.

dtbird®
BIRD & BAT PROTECTION

**PROTECCIÓN DE AVES Y MURCIÉLAGOS
EN PARQUES EÓLICOS**

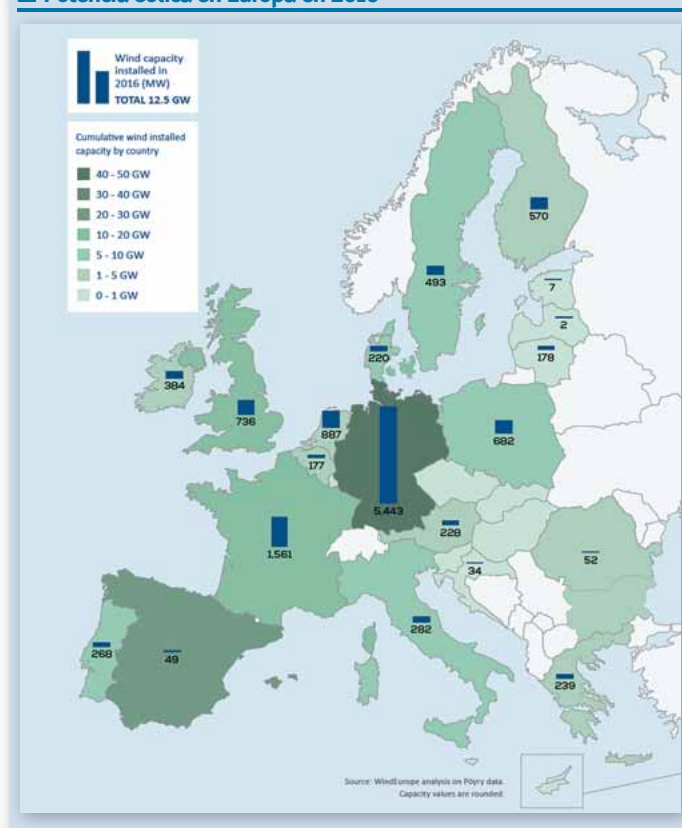
AUTOMATIC & REAL-TIME PROTECTION

● DTBird® On Shore ○ DTBird® Off Shore ▲ DTBat®

www.dtbird.com



Potencia eólica en Europa en 2016



que los mercados eléctricos europeos tienen disfunciones que no están sentándole nada bien al sector eólico. En este sentido, lamenta la ausencia de señales de precio a largo plazo, necesarias para animar la inversión. “Los estados miembros deben definir, en sus respectivos planes nacionales de Clima y Energía, cómo quieren hacer sus transiciones energéticas. El Consejo y el Parlamento europeos deben empezar a trabajar seriamente en todo ello”, advierte.

Aerogeneradores en el mar

Las aguas del Viejo Continente vieron erigirse el año pasado hasta 1.558 megavatios nuevos de potencia eólica. En total, Europa tiene ahora mismo 12.631 MW eólicos frente a sus costas. Las inversiones registradas en proyectos eólicos marinos europeos el año pasado fueron, además, las más cuantiosas de toda la historia. Según el balance de WindEurope, ascendieron a 18.200 millones de euros, una cuantía que va a servir para que la eólica marina siga creciendo en aguas europeas en los próximos años, tal y como afirma la patronal eólica europea.

Esa inversión registrada en 2016 ha ido a parar a proyectos ubicados en aguas de cinco países y está llamada a traducirse en 4.900 megavatios de nueva potencia eólica marina. En concreto, Alemania añadió el año pasado a su parque eólico marino 813 MW; Países Bajos 691 MW; y Reino Unido 56 MW. En total, se ejecutaron siete parques *offshore*, que suman, conjuntamente, 338 aerogeneradores con una potencia media por unidad de 4,8 megavatios (por 4,2 en 2015). 2016 fue también el año en el que la industria eólica europea enclavó en sus aguas su primer gigante de ocho megavatios de potencia (lo hizo en Reino Unido). Los aerogeneradores fueron instalados a una profundidad media de 29,2 metros (27,2 en 2015) y a una distancia media de la costa de 43,5 kilómetros (43,3 en 2015).

Según Giles Dickson, “hemos instalado una media de un aerogenerador marino al día en Europa en los dos últimos años. Ade-

Potencia global instalada (MW). Por continentes

	FINAL de 2015	NUEVO final 2016	TOTAL final 2016
ÁFRICA Y ORIENTE MEDIO			
Sudáfrica	1.053	418	1.471
Egipto	810	-	810
Marruecos	787	-	787
Etiopía	324	-	324
Túnez	245	-	245
Jordania	119	-	119
Otros ¹	150	-	150
TOTAL	3.488	418	3.906
ASIA			
R.P. China*	145.362	23.328	168.690
India	25.088	3.612	28.700
Japón	3.038	196	3.234
Corea del Sur	835	201	1.031
Taiwan	647	35	682
Pakistán	308	282	591
Tailandia	223	-	223
Filipinas	216	-	216
Otros ²	253	25	276
TOTAL	175.970	27.680	203.643
EUROPA			
Alemania	44.941	5.443	50.018
España	23.025	49	23.074
Reino Unido	13.809	736	14.543
Francia	10.505	1.561	12.066
Italia	8.975	282	9.257
Suecia	6.029	493	6.520
Turquía	4.694	1.387	6.081
Polonia	5.100	682	5.782
Portugal*	5.050	268	5.316
Dinamarca	5.064	220	5.228
Holanda	3.443	887	4.328
Rumanía	2.976	52	3.028
Irlanda	2.446	384	2.830
Austria	2.404	228	2.632
Bélgica	2.218	177	2.386
Resto de Europa ³	7.220	1.077	8.241
TOTAL EUROPA	147.899	13.926	161.330
De los cuales UE-28 ⁴	141.721	12.491	153.729
LATINOAMÉRICA y CARIBE			
Brasil**	8.726	2.014	10.740
Chile	911	513	1.424
Uruguay	845	365	1.210
Argentina	279	-	279
Costa Rica	278	20	298
Panamá	270	-	270
Perú	148	93	241
Honduras	176	-	176
Rep Dominicana	86	50	135
Caribe ⁵	164	-	164
Otros ⁶	335	24	359
TOTAL	12.218	3.079	15.296
NORTEAMÉRICA			
EE. UU.	73.991	8.203	82.184
Canadá	11.219	702	11.900
México	3.073	454	3.527
Total	88.283	9.359	97.611
PACÍFICO			
Australia	4.187	140	4.327
Nueva Zelanda	623	-	623
Islas del Pacífico	13	-	13
TOTAL	4.823	140	4.963
TOTAL MUNDIAL	432.680	54.600	486.749

Fuente: GWEC

¹ 1. Argelia. Cabo Verde. Irán. Israel. Kenia. Libia. Nigeria.

² 2. Bangladesh, Mongolia, Sri Lanka, Vietnam.

³ 3. Bulgaria, Chipre, República Checa, Estonia, Finlandia, Islas Faroe, FYROM, Hungría, Islandia, Letonia, Liechtenstein, Lituania, Luxemburgo, Malta, Noruega, Rumanía, Rusia, Suiza, Eslovaquia, Eslovenia, Ucrania.

⁴ 4. Austria, Bélgica, Bulgaria, Chipre, Croacia, República Checa, Dinamarca, Estonia, Finlandia, Francia, Alemania, Grecia, Hungría, Irlanda, Italia, Letonia, Lituania, Luxemburgo, Malta, Holanda, Polonia, Portugal, Rumanía, Eslovaquia, Eslovenia, España, Suiza, Reino Unido.

⁵ 5. Caribe: Aruba, Bonaire, Curaçao, Cuba, Dominica, Guadalupe, Jamaica, Martinica, Granada, St. Kitts y Nevis.

⁶ 6. Bolivia, Colombia, Ecuador, Guatemala, Nicaragua, Venezuela.

Notas:

* Provisional / ** Proyectos totalmente adjudicados, conexiones a red pendientes en algún caso



Cinco de los diez mayores fabricantes mundiales ya son chinos

El cada vez mayor dominio mundial chino en el ámbito de las energías renovables queda reflejado en múltiples frentes. Uno de ellos es que el gigante asiático ya invierte en el sector más del doble de lo que invierten los Estados Unidos. Otro ejemplo lo encontramos en la energía del viento: China posee cinco de las diez principales empresas mundiales que fabrican turbinas eólicas.

El primer lugar corresponde a Goldwind, que en 2015 adelantó incluso a Vestas y ese año se convirtió en el mayor fabricante de aerogeneradores a nivel mundial. En 2016 ha quedado en tercera posición, muy cerca de General Electric. La compañía Three Gorges posee alrededor del 25% de Goldwind, cuyas acciones han subido un 300% en los últimos cinco años. La firma ha desarrollado, aproximadamente, el 25% de la eólica instalada en el mercado interno chino (datos de 2015); más del doble que United Power, que ocupa el segundo puesto con un 10%. Y en junio de 2016, Goldwind tenía ya contratos para desarrollar otros 7,7GW.

Goldwind tiene, además, una clara vocación de expansión internacional. El año pasado poseía 864MW de capacidad acumulada en el extranjero, desarrollada en Estados Unidos, Australia, Panamá, Rumania, Pakistán, Tailandia, Ecuador y Chile. Y su filial Goldwind Americas ha adquirido los 150MW de Rattlesnake Wind Project, en Texas, como parte de su estrategia de crecimiento en los EEUU a lo largo de los próximos cinco años.

En América Latina, la presencia de ésta y otras firmas chinas es cada vez más notable. Por ejemplo, en 2016, Envision Energy –uno de los 10 principales proveedores globales de turbinas eólicas de Shanghai y colocado en el top ten mundial desde 2015–, adquirió una participación en una cartera de proyectos de energía eólica desarrollados por Vive Energía de México, por un total de más de 600 MW. Otros fabricantes eólicos chinos a destacar, si bien de momento más focalizados en el mercado nacional, son United Power, Ming Yang y CSIC. Así las cosas, el Institute for Energy Economics and Financial Analysis (IEEFA) pronostica que China instalará el 40% de toda la energía eólica mundial en el período 2015-2021 (y el 36% del total de energía solar en este mismo período).

más, la cartera de proyectos en ruta que tenemos nos permite prever mejores números aún en los próximos cuatro años”. Dickson vislumbra más de 3.000 nuevos megavatios eólicos marinos en 2017, lo que supondría duplicar el registro de 2016, “y estamos listos para alcanzar los 25.000 megavatios de potencia acumulada en 2020, lo que significa duplicar la potencia actualmente instalada”. Ahora bien, como en casi todo hay un pero. En este caso viene dado por el retraso en el desarrollo de conexiones que está padeciendo el sector eólico marino, que crece más aprisa de lo que se refuerzan las infraestructuras que han de servir para inyectar la producción marina en las redes continentales.

La patronal de la industria eólica europea explica en su Balance que, en cualquier caso, Alemania, los Países Bajos y el Reino Unido ya tienen planes eólicos marinos de cara al año 2030, algo que sin embargo echa de menos en otros países. Ahora es el momento de que esas otras naciones –insisten desde WindEurope– comiencen a preparar esos planes, así como sus planes nacionales de Acción para la Energía y el Cambio Climático, que están llamados a integrarse en la Unión de la Energía.

■ Más información:

→ <http://www.gwec.net/>
→ <https://windeurope.org>

MANTENIMIENTO CORRECTIVO PARA EL SECTOR EOLICO

GENERADORES, MULTIPLICADORAS, TRANSFORMADORES, MOTOREDUCTORES...



TALLER HOMOLOGADO-SERVICIO OFICIAL Y ASISTENCIA TÉCNICA



C/Sindicalismo 13-15-17 Pol.Ind.Los Olivos
28906 Getafe (Madrid)
Tel: 91 468 35 00 - Fax 91 467 06 45
e-mail: direccion@santosmaquinaria.es
www.santosmaquinaria.es

Desde **1967**

6ª Encuesta sobre mantenimiento de parques eólicos

La voz de la mayoría, de la inmensa mayoría

Lo hemos repetido varias veces en los últimos años. La Encuesta sobre Mantenimiento de Parques Eólicos, que va ya por su sexta edición, nació a imagen y semejanza de la que realiza la revista New Energy en Alemania. Hay diferencias. La nuestra es, desde el año pasado, una encuesta cruzada en la que propietarios y mantenedores se ponen nota mutuamente. Pero la mayor distancia está en la muestra. Porque en España apenas tenemos una veintena de promotores a un lado y una veintena de mantenedores al otro. Y la encuesta alemana se envía a más de 2.000 propietarios.

Luis Merino

En la encuesta de 2016, la revista New Energy envió un total de 2.245 encuestas a todos los operadores registrados en la Asociación Eólica Alemana (BWE). Conviene recordar que en Alemania existen, además de grandes empresas eléctricas con mucha potencia instalada, infinidad de pequeños propietarios eólicos: municipios, pymes, polígonos industriales, cooperativas, pequeñas explotaciones agrícolas y ganaderas, etc. Y responden. Porque los autores de la encuesta recibieron 947 cuestionarios con sus valoraciones. Es indudable que el hecho de contar con una muestra tan grande propicia que los resultados resulten más certeros, más afinados.

En nuestro caso la situación es radicalmente distinta. Este año hemos enviado la encuesta a 16 propietarios de parques (no llega al 1% de la muestra alemana). Han respondido 13, que han valorado las tareas de mantenimiento realizadas por tecnólogos y proveedores independientes de servicios (ISP). Pero esas 13 empresas acumulan el 75% de la potencia eólica instalada en España. La representatividad está, por tanto, más que asegurada. La otra encuesta en la que son los mantenedores quienes valoran a los propietarios y operadores de parques se ha enviado a 24 empresas (fabricantes de aerogeneradores e ISP) y hemos recibido también 13 respuestas.

■ Una encuesta difícil pero necesaria

Que la encuesta que realizamos tiene sus limitaciones, es evidente. El número de actores es tan escaso que tenemos que conformarnos con que al menos dos propietarios o dos mantenedores pongan nota a una empresa para recoger su valoración. Algunos encuestados nos han sugerido no tener en cuenta las valoraciones de promotores o empresas de mantenimiento que pertene-

cen a los mismos grupos empresariales y que, por tanto, podrían resultar demasiado positivas y desvirtuar la valoración real. Lo que parece absolutamente razonable. Pero hacerlo complicaría aún más la realidad de un universo ya de por sí escaso.

Hay, incluso, propietarios que nos han pedido no aparecer en la encuesta porque consideran que hay empresas que valoran a otras sin tener la más mínima relación contractual. De lo que habría que deducir que solo les movería el interés por desprestigiarles. Es evidente que solo conociendo los acuerdos de mantenimiento de unos y otros podríamos aclarar esas intenciones, pero no hemos pedido a nadie los contratos. Ni lo haremos.

Nadie dijo que hacer una encuesta de este tipo fuera fácil. Hay limitaciones: una muestra pequeña; propietarios y mantenedores que, en algunos casos, pertenecen al mismo grupo; sospechas de que alguna empresa puntúa para fastidiar al contrario... Queríamos compartir estas dudas con todo el sector. Y decir que, pesar de esas limitaciones, estamos convencidos del valor de la encuesta. Así que seguiremos haciéndola con la participación de la inmensa mayoría. Y estaremos encantados de recibir cualquier sugerencia que pueda ayudar a mejorarla.

En cuanto a los datos de esta 6ª Encuesta sobre Mantenimiento, hemos contado con la valoración tanto de 13 propietarios como de 13 mantenedores. Crece el número de ISP valorados, que pasan de 8 a 11. Y crece también el de propietarios: de 11 a 14. Y es en el caso de estos últimos donde se nota una bajada generalizada de las valoraciones comparadas con las del año anterior. Que, en todo caso, alcanzan de sobra el aprobado ya que todas las empresas consiguen calificaciones que están dentro de la franja que equivaldría a un 6,6 y un 7,9 sobre 10. En general los fabricantes de aerogenerador reciben puntuaciones sensiblemente más bajas que los ISP y que los promotores. ■

Mantenimiento: cuando la excelencia sí importa

Íñigo Vázquez*

Ya ha pasado un año y medio, desde que la Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables (Aemer) desarrolló el innovador sello de Calidad IQISP. Prácticamente, el 60% de sus socios lo ha conseguido, y el resto está en vías de certificarse. No era cuestión de "Certificarse o morir", sino de "Certificarse para mejorar". E, indudablemente, a día de hoy, optimizar los servicios de O&M es base para poder atender las necesidades del sector. El sello ha obligado a las empresas a invertir en formación, herramientas de gestión... con el fin de poder ser líderes en los servicios de Calidad y en la Seguridad de su ejecución.

Certificación IQISP respecto de otras certificaciones tipo ISO u OSHAS

Realmente, el objetivo del IQISP no es diferenciarse de otros tipos de certificaciones tipo ISO u OSHAS, de hecho, es parte imprescindible para obtener la certificación IQISP disponer de certificaciones ISO 9001, 14001 y OSHAS 18000. El Sistema Particular de Certificación (SPC) fue desarrollado conjuntamente con Applus y supuso un importante trabajo entre potenciales competidores para buscar los elementos identificativos y diferenciales de la calidad a certificar. Una vez definido el SPC es Applus quien realiza el proceso de certificación y seguimiento de forma independiente, como no puede ser de otra forma.

Dentro del SPC, se solicita por ejemplo, certificaciones de acuerdo con el RD.614/2001, GWO... La idea es centralizar en una única certificación todas las actuales demandas que el sector industrial requiere, con el fin de garantizar la máxima calidad y la mayor confiabilidad en las áreas de Seguridad y Medio Ambiente.

Además de las mencionadas anteriormente de ISO, OSHAS y GWO, se requieren requisitos tales como sistemas de calibración de herramientas, gestión de Operación y Mantenimiento (O&M) asistido por ordenador (GMAO), proceso de formación continua de los trabajadores, seguros de

responsabilidad civil, experiencia en el sector de las renovables del equipo directivo...

Contar con el apoyo de nuestro colaborador Applus nos ha permitido además afrontar este proyecto desde la perspectiva rígida, rigurosa y severa que requieren este tipo de certificaciones. Además, por supuesto, de su carácter independiente de la asociación como se ha indicado.

Respuesta del mercado

El sello está aún en fase de implantación, tema clave en una iniciativa novedosa en el mundo. Ahora, por ejemplo, se insiste en que somos el primer país en el que la eólica participa en los servicios de ajuste, como menciona la Asociación Empresarial Eólica (AEE), pero somos también el primer país del mundo con un sello de estas características. Otros países lo han intentado y no lo han conseguido. Estos dos exitosos temas van a tener una gran importancia en la evolución futura de la eólica.

En este sentido, tanto bancos, seguros como ciertos promotores, han visto el IQISP como un elemento clave a la hora de poder asegurarse de que sus prestadores de servicios cumplen los más altos estándares exigidos, y disponer de dicho sello es una garantía de calidad y seguridad.

A nivel exterior, y especialmente en Latinoamérica, ha causado mucho interés este tipo de sello, más aun, debido a que muchos prestadores de servicios de O&M son españoles y de características distintas.

** Íñigo Vázquez es presidente de la Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables (Aemer) y director general de Revergy.*

■ **Más información:**

→ www.aemer.org



Aumentar el rendimiento de tus plantas puede ser así de sencillo.

Green Eagle Solutions ha desarrollado CompactSCADA®, un sistema SCADA con **tecnología completamente nueva y moderna**, que mejora la supervisión, el control y la gestión de instalaciones de energía renovable. Una solución "todo en uno" que permite la integración de todo tipo de tecnologías.

Cuesta mucho producir energía, no la malgastes en su gestión. Utiliza CompactSCADA®



SOLICITA UNA DEMO GRATUITA EN info@greeneaglesolutions.com
www.greeneaglesolutions.com





6ª Encuesta sobre mantenimiento de parques eólicos

FABRICANTES AEROGENERADORES

La encuesta se ha enviado a 16 empresas propietarias de parques eólicos y han respondido 13 (una más que el año pasado). Es una encuesta anónima, que recoge las valoraciones, de 5 a 1, que los propietarios de parques hacen de los trabajos de mantenimiento que realizan 7 fabricantes de aerogeneradores y 11 proveedores independientes (3 más que el año pasado). Todas ellas han sido calificadas al menos por dos operadores. Al final de la tabla viene la puntuación media en cada una de las preguntas y la media obtenida en años anteriores para ver la evolución. Además, se incluye la suma final de puntos de todas las empresas valoradas.

EMPRESAS	Alstom	Gamesa	Acciona Wind Power	Siemens	Vestas	Enercon	GE	Media 2017	Media 2016	Media 2014	Media 2012
– Mantenimiento preventivo											
1. Coordinación y ajuste al mantenimiento programado	3	4	3	4	3	3	3	3,3	3,7	2,8	3,6
2. Calidad del trabajo realizado	2	3	3	4	4	4	4	3,4	3,4	2,8	3,3
3. Informe posterior sobre el trabajo de mantenimiento realizado	2	3	3	3	3	3	3	2,9	2,6	2,4	1,8
4. Satisfacción con la relación calidad-precio	2	3	3	3	3	3	3	2,9	2,7	2,4	2,5
– Reparaciones no programadas											
5. Accesibilidad del equipo técnico que realiza el servicio	3	3	3	2	3	3	3	2,9	3	2	2,8
6. Celeridad a la hora de hacer las reparaciones solicitadas	2	3	3	3	3	2	3	2,7	2,7	2,6	2,8
7. Calidad del trabajo realizado	3	3	3	3	3	3	3	3	3,6	3,4	3,5
8. Comentarios sobre el trabajo realizado	2	3	3	2	2	2	3	2,4	2,6	2,4	2
9. Satisfacción con la relación calidad-precio	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2,6	2,8
10. Disponibilidad de la información relativa a la causa del fallo	2	2	2	2	2	2	2	2	2,1	1,8	1,5
– Servicios extraordinarios											
11. Mejoras no solicitadas	2	3	3	3	3	3	4	3	2,8	2,4	1,8
12. Ajuste a la disponibilidad garantizada	2	4	4	4	4	4	4	3,7	3,8	2,8	3,8
13. Disponibilidad de información técnica	2	3	2	2	3	3	2	2,4	2,4	1,6	1,8
– Otras cuestiones											
14. ¿Los aerogeneradores se comportan conforme a lo esperado?	3	4	4	4	4	4	4	3,9	3,7	3,4	3,8
TOTAL:	33	44	42	42	43	42	44				



6ª Encuesta sobre mantenimiento de parques eólicos



PROVEEDORES INDEPENDIENTES

La encuesta se ha enviado a 16 empresas propietarias de parques eólicos y han respondido 13 (una más que el año pasado). Es una encuesta anónima, que recoge las valoraciones, de 5 a 1, que los propietarios de parques hacen de los trabajos de mantenimiento que realizan 7 fabricantes de aerogeneradores y 11 proveedores independientes (3 más que el año pasado). Todas ellas han sido calificadas al menos por dos operadores. Al final de la tabla viene la puntuación media en cada una de las preguntas y la media obtenida en años anteriores para ver la evolución. Además, se incluye la suma final de puntos de todas las empresas valoradas.

EMPRESAS	EROM	GES	IM FutuRe	Ingeteam	Cobra	Mesa	Santos Maquin E.	GdES	Efacec	Eiffage	Tamoin	Media 2017	Media 2016	Media 2012
– Mantenimiento preventivo														
1. Coordinación y ajuste al mantenimiento programado	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3,7	3,6
2. Calidad del trabajo realizado	4	3	4	4	3	3	4	4	3	4	4	3,6	3,5	3,2
3. Informe posterior sobre el trabajo de mantenimiento realizado	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	4	3,7	3,6	3
4. Satisfacción con la relación calidad-precio	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	5	3,8	3,8	2,6
– Reparaciones no programadas														
5. Accesibilidad del equipo técnico que realiza el servicio	4	4	4	4	4	4	5	4	3	4	4	4	4,3	3,2
6. Celeridad a la hora de hacer las reparaciones solicitadas	4	4	5	4	3	5	4	5	4	5	4	4,3	3,8	3,6
7. Calidad del trabajo realizado	4	4	4	4	3	3	4	4	4	4	4	3,8	3,7	3,4
8. Comentarios sobre el trabajo realizado	3	3	3	4	3	4	4	3	3	4	4	3,5	3,6	2,4
9. Satisfacción con la relación calidad-precio	5	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4	4	3,7	3
10. Disponibilidad de la información relativa a la causa del fallo	4	3	4	4	3	4	4	4	3	4	4	3,7	3,5	2,2
– Servicios extraordinarios														
11. Mejoras no solicitadas	4	3	4	4	3	4	3	3	3	3	4	3,5	3	1,8
12. Ajuste a la disponibilidad garantizada	4	4	5	4	3	3	3	3	4	4	4	3,7	3,7	4
13. Disponibilidad de información técnica	4	3	3	4	4	4	4	4	3	4	4	3,7	3,6	3,2
TOTAL	52	45	52	52	43	50	51	50	43	52	53			





6ª Encuesta sobre mantenimiento de parques eólicos

PROPIETARIOS DE PARQUES

La encuesta se ha enviado a 24 empresas, fabricantes de aerogeneradores e ISP que realizan tareas de mantenimiento de parques eólicos y han respondido 13. Es una encuesta anónima, que recoge las valoraciones, de 5 a 1, que estas empresas hacen sobre la actitud de los propietarios a la hora de plantearse las tareas de mantenimiento de sus parques. Se pone nota a 14 empresas (3 más que el año pasado) que suman la mayor parte de la potencia eólica instalada en España. Todas ellas han sido calificadas al menos por dos empresas. Al final de la tabla viene la puntuación media en cada una de las preguntas. Además, se incluye la suma final de puntos de las empresas valoradas.

EMPRESAS	Iberdrola	Acciona	EDPR	EnelGP	GasNF	SaetaY	RWE	Olivento	Enerfin	Viesgo	Renovalia	MoEbro	EN Navarra	Exus	2017	2016
– Metodología de trabajo/Comunicación																
1. Seguimiento directo y continuo de las instalaciones	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	4	3,9	4
2. Implicación en las tareas en campo	3	4	3	4	3	3	4	3	3	4	3	5	3	3	3,4	3,4
3. Comunicación con contratistas.																
Accesibilidad para el intercambio de información	4	5	4	4	3	4	3	3	3	3	3	4	4	4	3,7	3,8
4. Criterios de trabajo definidos y claros	4	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3	4	3	4	3,3	3,5
– Perfil																
5. Capacidad técnica de la empresa propietaria para entender la situación y plantear soluciones	4	4	4	4	4	3	3	3	3	3	4	4	4	3	3,6	4,1
6. Capacidad de gestión y organizativa	4	4	4	4	4	3	4	3	3	3	3	3	4	4	3,6	3,8
7. Actitud positiva a nuevas propuestas, innovación: predictivo, alargamiento vida útil	3	3	4	3	3	3	4	3	3	3	3	4	4	5	3,4	3,6
– Estrategia de O&M																
8. Estrategia definida	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4,1
9. Apertura a ISP vs OEM (ISP versus fabricante de equipos original)	4	4	4	4	4	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3,4	3,5
10. Duración y estabilidad de contratos	3	4	4	3	3	3	3	4	4	3	3	5	4	5	3,6	3,5
11. Comunicación clara de necesidades al proveedor	4	4	4	4	3	3	3	3	3	3	3	4	4	4	3,5	3,8
– Criterios de selección a la hora de contratar O&M																
12. Precio	4	4	4	5	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4
13. Conocimiento/Experiencia	4	4	4	4	3	4	4	4	4	3	3	4	4	4	3,9	3,7
14. Certificaciones (Calidad, Medio Ambiente...)	4	4	4	4	4	3	3	3	4	4	3	4	3	4	3,6	3,6
– Sistemas de Gestión/Formación																
15. Prevención de riesgos laborales, implicación, criterios propios, seguimiento, medición	5	4	4	4	4	4	5	4	4	4	4	4	3	4	4,1	4,2
16. Calidad, implicación, criterios propios, seguimiento, medición	4	4	4	4	3	3	4	3	3	3	3	4	3	4	3,6	3,6
17. Criterios propios de formación	4	4	4	3	3	3	4	3	3	4	3	4	3	3	3,4	3,2
18. Conocimientos de estándares internacionales	4	4	4	4	4	3	4	3	3	3	3	3	3	3	3,4	3,1
TOTAL:	70	71	71	69	63	60	67	60	61	61	59	71	63	68		

Claves para un máximo rendimiento de las plantas de energía renovable

Hace un año, en esta revista, Alejandro Cabrera, CEO de Green Eagle Solutions, nos hacía el relato del día a día de los principales problemas de sus clientes en la operativa y gestión de instalaciones eólicas. Desde entonces, él y su equipo han trabajado codo con codo con Innogy (antes RWE), Vestas, Grupo Jorge y Elecdey en el diseño de un producto “todo en uno” para la gestión de plantas de energía renovable. El objetivo es aportar herramientas que optimicen todos los niveles y para todos los roles que intervienen en la gestión de las instalaciones: mantenedores, operadores, propietarios e inversores.

Alejandro Cabrera*

Las herramientas de gestión de plantas de energía prometen optimizar el rendimiento de las instalaciones, pero muy pocas consiguen dar respuestas a las verdaderas necesidades de los responsables de mantenimiento, operación, propietarios e inversores para mejorar el rendimiento de las mismas. Sobre todo que se pueden implementar en parques eólicos de más de 15 años de antigüedad, que son la mayoría de las instalaciones en nuestro país. Para ello, es imprescindible conocer el trabajo diario de las instalaciones, saber cuáles son los problemas a los que se enfrentan, qué información es relevante y qué datos les sirven para tomar las decisiones correctas.

A continuación, vamos a analizar las claves y la solución que proponemos desde Green Eagle Solutions, a través de CompactSCADA®, una herramienta “todo en uno” que utiliza la tecnología más avanzada para la gestión de instalaciones renovables.

■ Mantenimiento

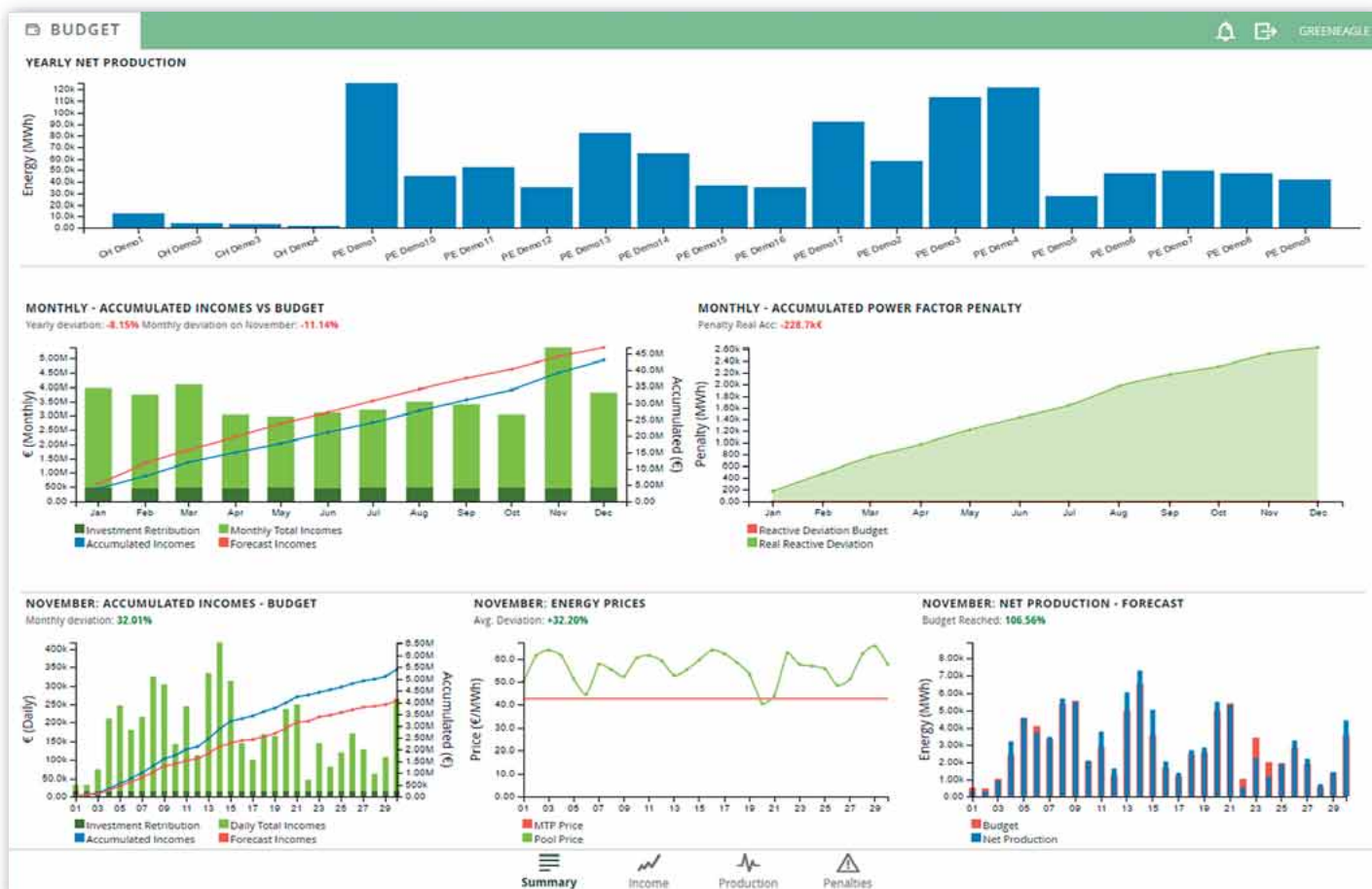
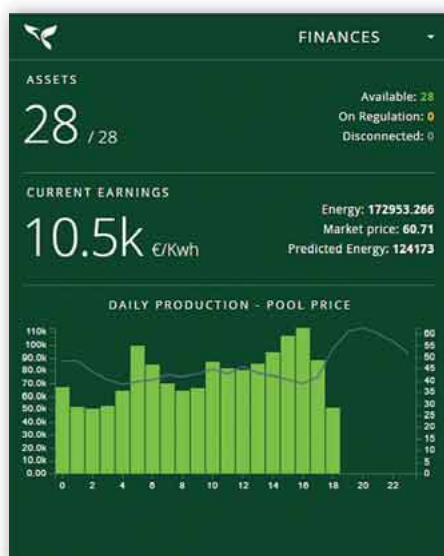
El responsable de mantenimiento de un parque eólico quiere que los aerogeneradores funcionen a pleno rendimiento y desea

anticiparse en la medida de lo posible a las averías y los problemas que pudieran surgir. Para ello necesita saber qué aerogeneradores están teniendo peor rendimiento y el desgaste que ha sufrido una máquina a lo largo del año. También necesita conocer cómo evoluciona la frecuencia y la tipología de errores y alertas de una determinada máquina.

Con CompactSCADA® pueden calcular desvíos con respecto a las curvas de potencia teóricas y compararlas con situacio-

nes anteriores para obtener los indicadores de desgaste y salud de los diferentes elementos de la planta. Además, analiza los datos de forma interactiva y, sin necesidad de generar informes, puede jugar con los mismos para obtener conclusiones útiles de forma cómoda y visual. De este modo, el responsable de mantenimiento dispone, en tiempo real, de un análisis de rendimiento de la instalación y una comparativa de rendimiento entre dispositivos, para tener planes de acción específicos y realizar el segui-





miento de los mismos. El resultado no puede ser mejor: mayor control y eficiencia de cada máquina.

Operación

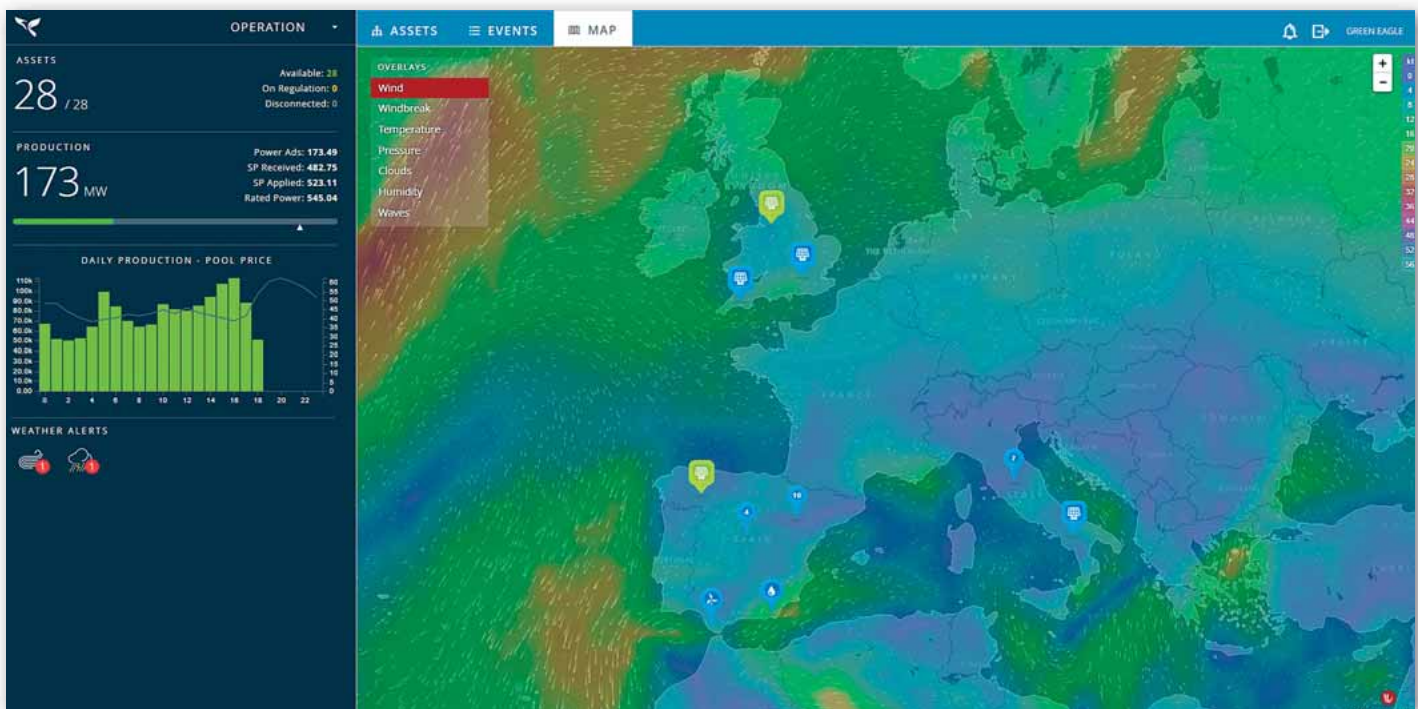
Cada día, los operadores de las instalaciones se enfrentan a situaciones que tienen un impacto directo en la rentabilidad de los parques. En muchas ocasiones les supone un reto responder a las siguientes preguntas: ¿Estamos cumpliendo las consignas de

regulación? ¿Es posible aumentar la producción automatizando el proceso de rearme? ¿Cuándo es el mejor momento para hacer pruebas de regulación?

En primer lugar, esto solamente se consigue cuando el SCADA del parque está disponible y siempre que funcione correctamente cuando se necesite, y también se requiere que estos sistemas estén adaptados para cumplir con los cambios regulatorios como los Procedimientos de Operación de

REE o los servicios de ajuste. Nosotros proponemos realizarlo de una forma fácil e inmediata.

Mediante una sencilla actualización de los SCADAs de planta con CompactSCADA® Local Energy Control e instalando módulos que permiten la operación de máquinas de forma automática, la labor de los responsables de operación se hace más eficiente. Con este sistema no se precisa un servicio de guardia permanente para apli-



Green Eagle Solutions ha colaborado con RWE en el desarrollo de su Centro de Control, cumpliendo con el alto estándar de calidad y seguridad exigido por RWE. Dicho centro utiliza la tecnología CompactSCADA para la integración de instalaciones de generación eléctrica que deban estar adscritas a un Centro de Control Interlocutor del CECRE de Red Eléctrica de España.

car los protocolos de forma manual. Este módulo realiza las mismas funciones que el operador del sistema pero de forma automática y con un tiempo de respuesta instantáneo. El módulo rearma los aerogeneradores siguiendo el mismo protocolo que seguiría un operador, pero teniendo en cuenta muchos más factores. El técnico sabe en todo momento lo que está ocurriendo en los parques a través de informes y alertas mediante una app móvil.

Si además dispone de CompactSCADA® Central Energy Control, el operador puede visualizar información relevante de cada instalación, el estado de los dispositivos y de las comunicaciones, y detectar las incidencias, coordinar trabajos, así como gestionar las consignas de regulación, posibilitando el envío de órdenes a reguladores y aerogeneradores de la plantas de forma coordinada y eficaz.

■ Propietarios e inversores

Una forma de medir la eficiencia de la gestión de una instalación consiste en saber, por ejemplo, cuál es el desvío de ingresos con respecto a la previsión. ¿Se debe a los cambios en el mercado de la energía o a una diferencia en la previsión de producción? ¿Cómo afectan los problemas de mantenimiento preventivo o correctivo? ¿Se pueden planificar las paradas por mantenimiento de las máquinas teniendo en cuenta las horas donde el precio de energía es menor y no hay previsión de producción? En definitiva, los propietarios e inversores quieren saber cómo pueden controlar mejor el rendimiento económico de los parques.

Para facilitar esta información y que puedan tomar las decisiones más adecuadas, hemos incluido en el CompactSCADA® unos gráficos interactivos que permiten visualizar dónde se están provocando

los desvíos y así identificar posibilidades de mejora en todos los niveles. También muestra en una pantalla los ingresos estimados que se están obteniendo de la producción de energía del conjunto de instalaciones renovables o de un parque en tiempo real. Además, cuando se producen desvíos negativos, nos ayudan a identificar si el problema ha sido la previsión a la baja de precios del mercado de la energía, si hay penalizaciones o si han surgido problemas en un parque.

En definitiva, queremos que desde una única solución se puedan gestionar de la forma más eficiente posible las instalaciones para alcanzar la máxima rentabilidad. Y para ello queremos hacer visible los datos que son realmente relevantes para la gestión y la toma de decisiones. Seguiremos trabajando para que CompactSCADA sea la herramienta *software* estándar que necesita el sector. Cuesta mucho generar la energía, no la malgastes en la gestión.

(*) Alejandro Cabrera es CEO de Green Eagle Solutions.

■ Más información:

→ <http://greeneaglesolutions.com/es/>

DNV GL, una suma de experiencias en constante evolución

Tras casi dos décadas de experiencia en España, DNV GL combina el conocimiento acumulado de entidades como Det Norske Veritas (DNV), Germanischer Lloyd (GL), KEMA, Garrad Hassan, Windtest, Green Power Monitor (GPM) y Power Solutions. Estas empresas han ayudado a escribir la historia de éxito de la energía eólica y solar en nuestro país y fuera de él, y, ahora, están integradas en una organización global que aporta importantes sinergias a sus servicios.

Javier J. Fernández

Corría el año 1998 cuando Lucy Craig, por entonces consultora senior de Garrad Hassan y ahora Directora de Tecnología e Innovación en DNV GL, llegaba a Zaragoza para realizar el análisis técnico de un parque eólico promovido por Energy-E2 en Plasencia de Jalón. Esa fue la primera auditoría técnica de esta consultora en España. Tras el proyecto de Plasencia de Jalón, empezaron a llegar otros al calor del Plan de Energías Renovables de Aragón y Garrad Hassan abrió oficina en Zaragoza en 1999. Después, los Reales Decretos 436 de 2004 y 661 de 2007 posibilitaron el despegue de esta industria en todo el territorio nacional. En paralelo, durante los primeros años de la década de los 2000 llegaban a nuestro país DNV, GL, Windtest y KEMA. En 2008, empujados por el desarrollo de la energía fotovoltaica nació GPM. La experiencia acumulada por todas estas empresas hace que DNV GL cuente, solo en España, con más de dieciséis gigavatios (16 GW) analizados en due diligence técnicas con diferentes tipos de alcances. Además, ha evaluado más de 13 GW a través de estudios de energía pre-operacionales, más de 8 GW de operacionales y cuenta con alrededor de 400 megavatios (MW) de plantas fotovoltaicas monitorizadas.

Promotores, bancos, fabricantes y otras empresas del sector han confiado en DNV GL para el análisis técnico de activos energéticos en España durante más de 15 años.

Esta confianza por parte de los principales actores del sector ha permitido a DNV GL Iberia consolidarse como una de las unidades más importantes dentro de DNV GL a nivel internacional. La empresa cuenta en España y Portugal, repartidos en cuatro oficinas –en Zaragoza, Barcelona, Madrid y Lisboa– con más de 130 profesionales, muchos de ellos con más de 10 años de experiencia en el sector, y ofrece una amplia gama de servicios de consultoría y certificación energética a lo largo de toda la cadena de suministro, desde la generación hasta el uso final de la energía.

■ Centro de excelencia de energía solar

Además, DNV GL ha establecido en España su centro de excelencia de energía solar para Europa, tras la incorporación de Green Power Monitor, uno de los principales proveedores de soluciones Scada en el sector solar (*Supervisory Control And Data Acquisition*), con profesionales que acumulan más de 40 años de experiencia en el sector y desde donde se monitorizan más de 6 GW de plantas fotovoltaicas repartidas por todo el mundo.

El modelo de negocio que permitió la consolidación de DNV GL en nuestro país creció en torno al reto de acotar y mitigar los riesgos de un sector incipiente y que se asociaba con una alta variabilidad y volatilidad. La metodología de cálculo de producción energética de DNV GL es considerada

como una referencia en el sector, liderando además la producción de *software* específico. Esta metodología se ha ido actualizando con el paso de los años conforme el sector ganaba en experiencia y, por tanto, en conocimiento. Tal y como indica Circe Triviño, responsable de la unidad de análisis de recurso eólico y energético, “en DNV GL dedicamos considerables cantidades de recurso a validar, revisar e innovar los procesos con el objetivo principal de obtener estimaciones más precisas”.

Javier Puche, responsable de Desarrollo de Negocio de la compañía, afirma que “DNV GL ha analizado datos operacionales de más de 8 GW en España, probablemente más que ningún otro consultor a nivel internacional, y utilizamos estos datos para comparar con las estimaciones pre-operacionales con el fin de entender los fenómenos que afectan a los cálculos y las posibles desviaciones, resultando en una mejora constante de los métodos empleados”. Según Puche, “la independencia y el rigor técnico siempre han sido la esencia del trabajo de DNV GL. Escuchamos a nuestros clientes y ponemos nuestra experiencia y nuestras herramientas a su disposición para que puedan entender los riesgos de sus proyectos y puedan tomar las mejores decisiones posibles para mitigarlos”.

José Manuel Marco, responsable del Área de Energía Renovable en España, afirma que “los 13 GW que hemos analizado en España nos han permitido entender per-



fectamente los distintos regímenes de viento y los retos que se presentan en las diferentes zonas de alto desarrollo eólico en el país. Y es que en la península contamos con una alta variedad de regímenes de viento que permiten, entre otras cosas, beneficiarse de un ‘efecto cartera’ cuando se dispone de activos dispersos por la geografía”.

■ El efecto cartera

DNV GL fue también de los primeros en incluir en sus estudios una reducción de incertidumbre por el llamado ‘efecto cartera’. “Gracias a dicho estudio –apunta Marco– pudimos comprobar cómo zonas geográficas muy cercanas entre sí están sometidas a distintos regímenes de viento. Este es el caso del Valle del Ebro y el Sistema Ibérico, que muestran casi completa independencia siendo muy cercanos. Otro efecto curioso sucede cuando entran frentes por Galicia y se observa un aumento de la velocidad en Castilla la Mancha. Desde los terrenos complejos de Galicia y Asturias, pasando por las mesetas de Burgos, Valladolid y Palencia, con fuertes efectos de estabilidad, o los regímenes del Valle del Ebro; es necesario tener un buen conocimiento de estas particularidades y utilizar las herramientas adecuadas”.

Es por ello que DNV GL ha desarrollado sus propios modelos de CFD (Computational Fluid Dynamics) y Mesoescala, con el objetivo de representar el flujo de viento en gran variedad de emplazamientos. El CFD que incluye estabilidad atmosférica de DNV GL fue el primero en el sector y ha sido usado con éxito en muchos de los emplazamientos con mayor complejidad en la modelización del mundo. Igualmente, las series virtuales que se generan con VMD (*Virtual Met Data*) han mostrado mejoras notables sobre los datos públicos de reanálisis y sobre otros datos virtuales disponibles.

En paralelo al desarrollo de la metodología de cálculo de producción, Garrad Hassan fue pionera en la identificación de los riesgos técnicos de los proyectos eólicos, emitiendo el primer informe para financiación de un proyecto para Royal Bank of Scotland en la década de los 80. Primero, en la fase de desarrollo y construcción. Después, en la fase de operación. Apoyada en su experiencia, tanto en Espa-

ña como a nivel internacional, fue poco a poco delimitando aquellos aspectos que era necesario evaluar para acotar los riesgos del proyecto, contribuyendo de manera significativa en la determinación de las medidas de mitigación más recomendables. Como consecuencia, las principales entidades financieras de este país han requerido los servicios de DNV GL para financiar proyectos eólicos.

“Hoy –explica Puche– el sector ha madurado, pero continuamos observando cómo entidades financieras y fondos de inversión siguen demandando nuestros análisis técnicos para analizar los riesgos de carteras operacionales”. El responsable de Desarrollo de Negocio de la compañía lo tiene claro: “la experiencia acumulada por DNV GL sobre tecnología y operación a nivel nacional e internacional sigue siendo una de nuestras ventajas competitivas, y nuestros clientes así lo entienden. Hemos creado un paquete de servicios adaptado a transacciones de carteras de todos los tamaños con un precio ajustado, que nos ha permitido obtener la confianza de nuestros clientes en estos procesos. Así, en estos últimos cuatro años –concluye Puche–, DNV GL ha participado en los principales procesos de compra-venta de activos eólicos en España y Portugal, bien analizando la cartera para la venta o para la compra”.

■ En todos los rincones del mundo

Antonio Baiges, responsable de la unidad de Ingeniería de Proyectos en Iberia, coincide en esta apreciación: “la experiencia internacional es uno de nuestros distintivos, podemos decir que DNV GL ha contribuido al desarrollo de las renovables en todos los rincones del mundo. En concreto, en el caso de DNV GL Ibérica, además de España y Portugal, hemos contribuido fuertemente al desarrollo de Latinoamérica. Y además aportando seguridad, confianza, y calidad a todas las partes implicadas, desde entidades financieras hasta desarrolladores. No en vano ese es nuestro principal objetivo, situar los proyectos en la vanguardia técnica y comercial, aportándoles valor añadido, facilitando su financiación, y dando las recomendaciones precisas para que puedan operar con éxito técnico y económico durante toda su vida útil”.

■ Datos de operación

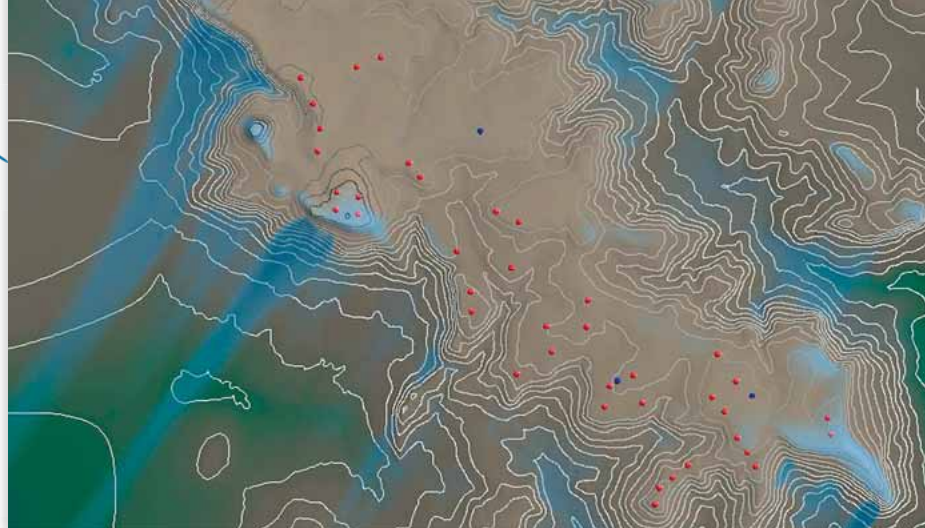
El sector eólico está en constante evolución. La tecnología de los aerogeneradores ha avanzado de forma vertiginosa año a año, sobre todo gracias a las condiciones favorables para su desarrollo en países como España. También es muy habitual que los aerogeneradores ya instalados incorporen sistemas de mejoras para optimizar su rendimiento. DNV GL utiliza todo su conocimiento en la interpretación de datos operacionales procedentes de los sistemas Scada (*Supervisory control and data acquisition*) para validar estos sistemas, ayudando al desarrollo tecnológico de esta industria.

■ La era del Big Data

Jesús Navarro es el responsable de Análisis Operacional de parques eólicos en DNV GL Iberia: “recuerdo que, ya en 2003, cuando empezamos a pedir estos datos para realizar un análisis de diagnóstico, los clientes me decían, ¿para qué queréis todos estos datos? Pedíamos registros diez-minutales de viento, de potencia, de temperaturas, de alarmas, de hora de parada y hora de reseteo, etcétera. Ahí empezaba la era del *Big Data*. Además, en aquel entonces no había un gran conocimiento sobre cómo tratar e interpretar toda esa información que se acumulaba en las bases de datos de los sistemas de Scada. Hoy –continúa Navarro–, con más de 17 GW de registros analizados por el equipo de DNV GL en Iberia, ya hemos demostrado nuestra capacidad para interpretar correctamente datos operacionales. Sabemos que operar un parque es mucho más que sentarse a comprobar cómo el contador de facturación va sumando kilovatios hora. De hecho, en alguna ocasión, hemos demostrado que ese contador no funcionaba adecuadamente. Todo el mundo puede recoger y analizar datos de sistemas Scada, pero sólo si eres capaz de interpretarlos correctamente podrás tomar las decisiones adecuadas”.

■ Pioneros a principios de siglo

Garrad Hassan comenzó a realizar estudios de energía operacionales allá por 2005, siendo pionero una vez más en la elaboración de la metodología de análisis de datos de operación. A partir de una idea que a priori es sencilla, se ha desarrollado una metodología poderosa que permite obtener



robustas predicciones de energía con una incertidumbre moderada. “Los análisis operacionales –explica Navarro– cuentan con incertidumbres menores que los análisis pre-operacionales, lo que permite valorar con más precisión el valor económico del parque eólico. En la inmensa mayoría de los procesos de refinanciación de parques y procesos de compra y venta y M&A (*Mergers and Acquisitions*, fusiones y adquisiciones) de parques operacionales de los últimos años se han realizado estudios de energía de este tipo. Además, continuamos analizando datos operacionales para tratar de reducir las incertidumbres en nuestras asunciones, que a veces nos vemos obligados a asumir, dada la falta de información específica”.

Los análisis operacionales están basados en análisis de datos de producción y disponibilidad mensual y, según el responsable de Análisis Operacional de parques eólicos en DNV GL Iberia, “estos estudios de producción pueden complementarse y refinarse haciendo un estudio más detallado de los datos 10-minutales Scada y de las alarmas durante todo el periodo de operación del parque o, al menos, por un periodo representativo. De este modo –continúa Navarro–, se pueden validar/calcular las disponibilidades mensuales proporcionadas e identificar posibles anomalías en el rendimiento de los aerogeneradores, cuantificando posibles pérdidas de energía, y reduciendo aún más la incertidumbre de los análisis de operación basados solamente en datos mensuales. Y, obviamente, ese conocimiento y cuantificación de anomalías permite ir más allá; permite entender qué eventos están causando más pérdidas de energía y, por lo tanto, qué aspectos se deben estudiar en profundidad para optimizar la producción del parque eólico”.

■ Análisis a demanda

Navarro matiza en todo caso que DNV GL va todavía más allá: “hemos participado en proyectos en los que nuestro cliente nos pedía analizar el comportamiento de los aerogeneradores, es decir, cómo producen en función de la velocidad del viento sin tener la posibilidad de hacer una me-

dición de curva de potencia según la norma IEC 61400-12-1. Básicamente, y, para los más entendidos, nos piden que analicemos las curvas de potencia de los aerogeneradores a partir de los datos Scada. Sabemos bien, porque nosotros mismos realizamos esas mediciones, que la curva de potencia tiene que medirse según la norma IEC para poder reclamar las correspondientes garantías. Sin embargo, a veces no es posible medir la curva, por lo que la única alternativa es el análisis de los datos Scada. Los datos de viento procedentes del Scada del aerogenerador están altamente perturbados por el rotor del mismo, ya que el anemómetro está en la parte de atrás del aerogenerador. Sin embargo, entendiendo cómo es esa perturbación, pueden servir para conocer cómo es la curva de potencia del aerogenerador. Combinamos (1) los resultados de un periodo corto de medición y en un número reducido de aerogeneradores de un parque, pero con una buena precisión según IEC 12-1, con (2) un estudio Scada basado en anemometría de góndola mucho menos precisa, pero para todo el periodo de operación y para todo el parque eólico”.

■ Desde hace ya casi 15 años

Windtest se instaló en España en 2003, y desde entonces ha consolidado su presencia en el país como laboratorio de ensayos de referencia. Desde entonces, ahora integrada como la unidad de mediciones de DNV GL, ha contribuido significativamente al desarrollo de la industria eólica en este país y, en concreto, al desarrollo de la tecnología a través de los servicios de mediciones de cargas mecánicas, calidad de la energía, huecos de tensión, curva de potencia y emisión de ruido; sobre todo, enfocados en procesos de certificación de aerogeneradores. También ha desarrollado un papel clave para promotores a través de la medición de la curva de potencia de los parques eólicos, con el objetivo de asegurar el cumplimiento de la garantía correspondiente. Hoy, integrada en DNV GL, continúa adaptando sus servicios a los nuevos desafíos de las renovables, como son la extensión de vida útil o el cumplimiento de códigos de red.

Con un taller de más de 200 metros cuadrados, y con profesionales que acumulan más de 100 años de experiencia en el sector, DNV GL cuenta en España con uno de sus centros de referencia, dando soporte desde aquí al resto de oficinas del grupo a nivel internacional.

La unidad de mediciones de DNV GL ha realizado más de 350 mediciones de curva de potencia, más de 30 campañas de mediciones de cargas mecánicas en aerogeneradores y más de 70 campañas de mediciones de calidad de la energía para los principales fabricantes de aerogeneradores.

Aparte de las necesidades inherentes a la certificación de los aerogeneradores, las mediciones de curva de potencia son necesarias para que los promotores puedan verificar la garantía correspondiente del fabricante, y efectuar las reclamaciones correspondientes en caso de que la curva de potencia medida sea menor que la que se ha garantizado para ese emplazamiento.

Las mediciones de cargas y de calidad de la energía suelen estar enmarcadas dentro de los procesos de certificación tipo de los aerogeneradores. Son pruebas que se realizan por parte de una entidad independiente, como DNV GL, para certificar que el aerogenerador cumple con unas determinadas características técnicas de diseño. En ocasiones, estas mediciones se solicitan fuera del ámbito de la certificación y suelen estar enfocadas en el desarrollo del diseño de prototipos o para la resolución de problemas encontrados en máquinas en operación.

Andrés Ferreras es responsable de la unidad de mediciones de DNV GL: “hemos realizado mediciones en los prototipos de los principales fabricantes de aerogeneradores, y resulta asombroso cómo la tecnología ha ido avanzando estos años. Por ejemplo, el comportamiento eléctrico de los aerogeneradores se ha ido adaptando a los requisitos de los códigos de red, como soportar huecos de tensión, reducciones de potencia en breves periodos, limitaciones en armónicos y flicker, etcétera. Y nosotros hemos ido comprobando cómo efectivamente los aerogeneradores iban respondiendo favorablemente a esas exigencias, lo que ha permitido a la energía eólica alcanzar grandes cuotas de penetración en países exigentes respecto al código de red, como pueden ser España o Alemania”.

■ Más de 1.700 aerogeneradores

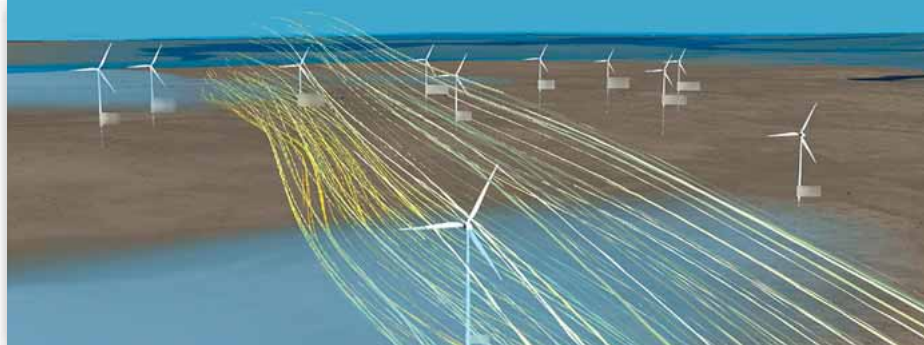
Por otro lado, el equipo de España de DNV GL ha inspeccionado más de 1.700 aerogeneradores de diferentes tecnologías, desde los más frecuentes, como el V90 de Vestas, ó el G90 de Gamesa, hasta aeroge-

neradores menos habituales en nuestro país, como el Fuhrländer FL2500 ó el Sinovel SL 3000. El responsable de la unidad de Inspecciones, Francisco Sanz, explica el modus operandi: “realizamos inspecciones en diferentes grados de profundidad, dependiendo de las necesidades del proyecto. Quizá las inspecciones más requeridas son las inspecciones visuales de estructura y maquinaria, que permiten obtener un conocimiento general del estado del aerogenerador. Sin embargo, hay otras inspecciones específicas que aportan información de gran valor añadido. Las endoscopias de multiplicadoras, por ejemplo, son muy solicitadas. Este tipo de inspección consiste en analizar con un videoscopio el estado de los componentes más sensibles de la multiplicadora, básicamente los rodamientos y engranajes. En alguna ocasión se ha llegado incluso a recomendar detener un aerogenerador por las altas probabilidades de daño catastrófico que existían dado el estado en el que se encontraba la multiplicadora”.

Las inspecciones se suelen enmarcar dentro de los estudios de causa raíz. Los estudios de causa raíz implican el análisis del fallo tratando de entender las causas que lo desencadenaron. “Durante estos últimos años, hemos trabajado en muchos proyectos de este tipo”, comenta Carlos Alberó, responsable de la unidad de Gestión de Operación: “en ocasiones, se produce un fallo en el aerogenerador, y las partes implicadas no tienen claro quién es el responsable de dicho fallo y, por tanto, quién lo debe asumir. Un ejemplo típico es la rotura de una pala en un parque con un contrato de mantenimiento *full service* (todo incluido). El fabricante puede alegar que la rotura es debida a causas ambientales de fuerza mayor que escapan a su responsabilidad. El promotor o el seguro correspondiente entienden que ese fallo se debe a una calidad deficiente del aerogenerador. Las partes contratan a DNV GL para el peritaje, y nosotros estudiamos el tipo de fallo, investigamos las causas y ofrecemos nuestra opinión independiente sobre lo ocurrido. Estos análisis de causa raíz –concluye Alberó– suelen incluir inspecciones y revisión de datos Scada para poder componer una idea clara de los hechos”.

■ Los retos que vienen

Santiago Blanco, responsable de DNV GL España, sabe que “en un parque eólico hay muchos datos esperando a ser tratados con criterio, conocimiento y rigor. DNV GL –explica en ese sentido– está apostando fuertemente por la digitalización y el análisis del famoso *Big Data*, que en esta industria no

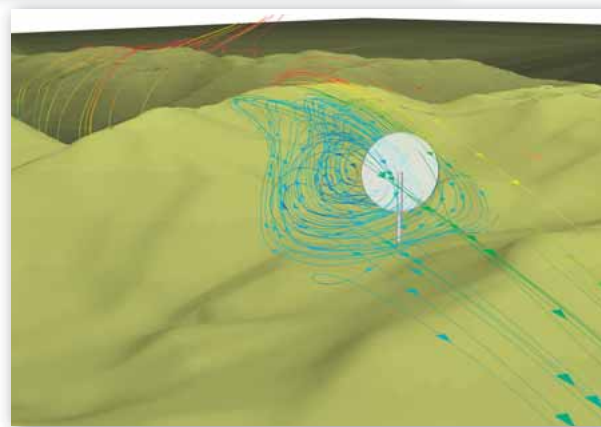


Los aerogeneradores sometidos a una fuerte y homogénea separación del flujo de viento pueden registrar no solo bajos rendimientos sino, además, sobrecostes en el mantenimiento y paradas debido a la cizalla a la que se ven sometidos. La modelización CFD mejora las predicciones de velocidad y permite identificar posiciones expuestas a flujos potencialmente dañinos en etapas tempranas del desarrollo.

significa más que ser capaz de extraer de manera inteligente la cantidad de información que genera un parque eólico. Hasta hace poco –continúa Blanco–, se analizaban datos medios de intervalos de 10 minutos, pero ya llevamos un tiempo utilizando datos de mayor frecuencia (de entre 1 a 10 segundos) para algún análisis específico donde pueden proporcionar un gran valor añadido. Esto lo hemos hecho con trabajos concretos, pero el objetivo es generar herramientas que permitan hacerlo de una manera más automática, y estamos en el camino correcto para ello”.

Otro de los aspectos clave a los que se enfrenta la industria eólica en nuestro país es el análisis de la vida útil y las posibilidades de extensión más allá del año 20. El parque eólico español tiene una media de unos doce años más o menos, pero hay ya un número importante de parques eólicos que se están acercando o incluso han superado su año 20 de operación. Tal y como indica Circe Triviño, responsable de la unidad de Análisis de Recurso y Energía, “en principio, los aerogeneradores han sido diseñados con una vida útil de 20 años. Esto significa, en esencia, que sus componentes estructurales tienen, por diseño, una probabilidad muy baja de fallar antes del año 20. Cómo es exactamente esa probabilidad de fallo a lo largo de los años sólo lo determina un estudio de cargas con las condiciones de viento específicas del emplazamiento. Si las condiciones del emplazamiento son más exigentes que las de diseño, la probabilidad de fallo objetivo de diseño de un componente estructural se alcanzará antes del año 20 y aumentará significativamente a partir de ahí. Si las condiciones son menos exigentes, es probable que esa probabilidad de fallo se alcance más allá del año 25 ó 30”.

Pero analizar la vida útil de un parque eólico no es solo hacer cálculos con un programa de cargas. Según Triviño, “el enfoque de DNV GL para analizar la vida útil de los parques eólicos y su potencial expansión tiene varias dimensiones. Por un lado –explica la responsable de Análisis de Recurso y Energía–, está el enfoque de la certificación, que se encarga de comprobar que se cumplen los requisitos establecidos



en nuestras guías internas sobre extensión de vida útil y que está dirigido a que los fabricantes puedan obtener un certificado de extensión de vida útil para unos aerogeneradores específicos de un parque eólico concreto. Por otro lado –continúa Circe–, está el enfoque de la consultoría renovable, que hace un análisis más pragmático; haciendo un ejercicio similar en concepto, pero generando una opinión técnica experta en vez de un certificado. Por ejemplo, Certificación siempre hace el análisis de cargas utilizando el modelo aerolástico del generador. Este modelo es propiedad del fabricante (y parte de su *know-how*), por lo que no lo suele poner a disposición de terceras partes. El estudio de consultoría, dirigido por la unidad de tecnología de DNV GL con amplia experiencia en el diseño de aerogeneradores, utiliza un modelo genérico de aerogenerador, por lo que las incertidumbres asociadas al resultado son mayores. Este servicio está enfocado a promotores y entidades financieras interesadas en evaluar la vida económica del activo más allá del año 20”.

“En todo caso –concluye Triviño–, el enfoque de DNV GL a la vida útil se basa en mucho más que un estudio de cargas utilizando las condiciones reales del emplazamiento. Se analizan los datos operacionales, la estrategia de mantenimiento y el estado actual del parque eólico a través de revisión documental e inspecciones in situ. Además, utilizamos toda esa información para determinar estrategias de mantenimiento que permitan que el parque eólico pueda alcanzar una vida económica superior al año 20, y proyectamos los costes que potencialmente serán necesarios para lograrlo”.

■ Más información:

→ <https://www.dnvgl.es/>



EÓLICA

La eólica mundial se rinde a DTBird

La española DTBird sigue afianzando su posición de liderazgo en sistemas de detección y protección de aves para evitar que colisionen con aerogeneradores. A finales de 2016 el Departamento de Energía de Estados Unidos financió la evaluación de su sistema. Y ahora acaba de hacerse público un informe sueco que reconoce la eficacia de su Módulo Collision Avoidance. El impacto sobre aves y murciélagos en parques eólicos puede reducirse drásticamente con esta tecnología Made in Spain.

Luis Merino

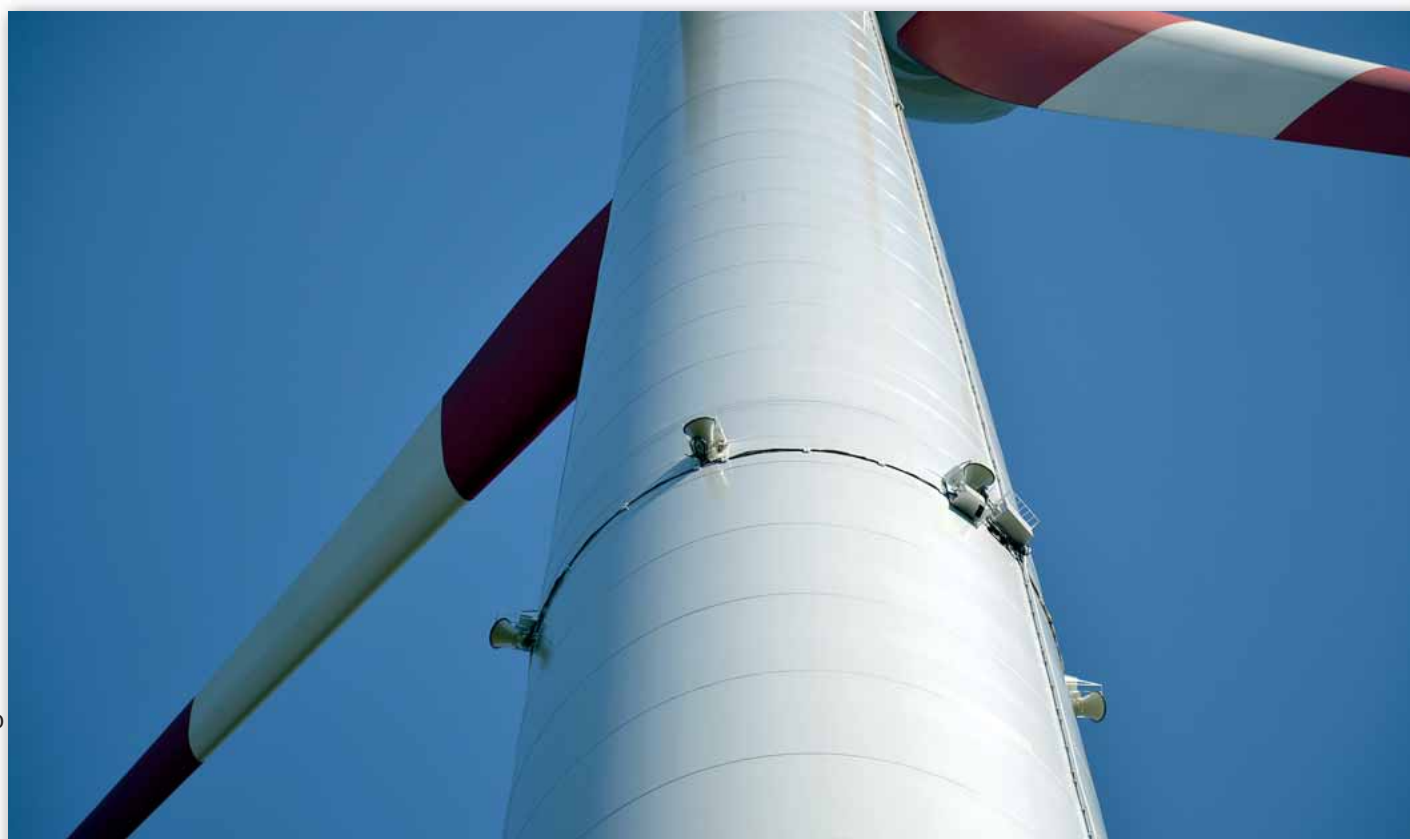
La tecnología es así. Dos décadas después apenas reconocemos aquellos teléfonos móviles con los que tratábamos de hacernos oír a mediados de los 90. Porque los smartphones actuales ofrecen infinidad de aplicaciones, además de la posibilidad de hacer llamadas. En 2005 los biólogos Agustín Riopérez, Javier, Díaz y Marcos Puente comenzaron a desarrollar el sistema DTBird con el objetivo de evitar el riesgo de colisión de aves con aerogeneradores. Hoy, tras

muchos años de innovación constante, la eficacia de DTBird y DTBat (el sistema para la protección de murciélagos) convence en todo el mundo. Y son numerosas las empresas e instituciones que lo avalan.

Asociados con el American Wind Wildlife Institute, DTBird fue seleccionada a finales de 2016 para que el Departamento de Energía de Estados Unidos financiara su sistema de detección dentro del programa “Tecnologías de minimización del impacto de la eólica sobre las

águilas y oportunidades de pruebas de campo”. Con ello, el módulo de detección y prevención de colisiones de DTBird, con capacidad para detectar y reducir el riesgo de colisión de águilas, será mejorado y puesto a prueba. Los investigadores evaluarán cómo detecta las águilas, cómo responden a los sonidos disuasorios emitidos por el módulo y cuánto reduce el riesgo general para las rapaces.

Es un paso más de una empresa tecnológica española ligada a las renovables que no ha parado de crecer.



■ La experiencia sueca

Hace unas semanas una empresa independiente sueca elaboraba un informe sobre la eficacia del Módulo Collision Avoidance, a partir de la experiencia de la primera instalación del sistema DTBird en el país nórdico. Este módulo emite sonidos de advertencia para aves en potencial riesgo de colisión, o sonidos desalentadores para la permanencia de las aves en el entorno de las palas en movimiento, reduciendo su tiempo de permanencia en esta zona o los cruces del rotor.

Firmado por los investigadores Fredrik Litsgård, Alexander Eriksson, Tore Wizeilius y Therese Säfström, el informe analiza los resultados de un proyecto piloto que Ecocom y Vindform iniciaron en 2015 para instalar y mostrar el sistema DTBird, y evaluar después su funcionamiento en las condiciones que se dan en Suecia. La instalación contó también con una presentación y un seminario que tuvo lugar en Lundsbrunn en dos ocasiones diferentes. Y a la que fueron invitados diseñadores de aerogeneradores, autoridades y profesionales del derecho.

El modelo instalado en un parque eólico cerca de Lundsbrunn, en el sur de Suecia, fue el DTBirdV4D4 de 2015, que fue mejorado en 2016, año en el que se empezaron a comercializar modelos más eficientes especialmente diseñados para grandes aerogeneradores terrestres y marinos, como los DTBirdV4D8 y DTBirdV8D10.

Entre los meses de julio y septiembre de 2015, es decir, durante la época de reproducción y migración de las aves, se recopilaban datos del sistema para su posterior análisis. “Las pruebas registraron lo eficaz que era el sistema DTBird a la hora de advertir a las aves que se alejasen del aerogenerador y, por tanto, del área con riesgo de colisión”, se puede leer en el informe. Las pruebas también permitieron analizar desde qué distancia se podía oír el sonido y si el sistema instalado en el parque de Lundsbrunn podía molestar a las aves en reproducción o a la población residente en la zona. También se registró el tiempo total de activación del sistema de parada del aerogenerador y, por consiguiente, las pérdidas de producción energética que se habrían producido debido a esas paradas.

Según los investigadores suecos autores del informe, la instalación piloto arroja los siguientes resultados:



Detección de aves en un parque offshore. DTBird comenzó a operar en la eólica marina en octubre de 2011 con la instalación de un Módulo de Detección en una estación experimental situada en un faro en Cantabria. En abril de 2012 instalaron una segunda unidad. Desde noviembre de 2011 a octubre de 2016 han operado un sistema en la isla de Smola (Noruega) para Statkraft. Y desde abril de 2015 a mayo de 2016 hicieron otro tanto en un contenedor por el Mar de Noruega. Desde noviembre de 2015 mantienen activo un sistema en el Mar del Norte, en aguas de Alemania, para la Agencia Federal Alemana Marítima e Hidrográfica, en la plataforma offshore Fino 1.

- El sistema es viable para la detección de aves y permite la identificación de especies de tamaño medio y grande.

- El sistema ofrece una protección eficaz especialmente para las aves de mayor tamaño, al reducir el tiempo que pasan en el área de riesgo entre un 61% y un 87%.

- El sistema hace que las aves eviten la colisión en el 88% de los casos en los que el ave sigue una ruta de colisión con el parque eólico. Se realizó una observación de un pigargo europeo (*Haliaeetus albicilla*), una rapaz de gran tamaño similar al águila real, y también se observó que evitaba la ruta de colisión con el aerogenerador.

- En un área situada más allá de los 100 metros con respecto al aerogenerador no se pudieron observar cambios negativos de la actividad de las aves durante el período de estudio.

- De media, los sonidos de advertencia del sistema se activaron 4 minutos y 45 segundos al día. La duración media de un único sonido de advertencia fue de 22 segundos y la de un sonido disuasorio de 32 segundos.

- El rango teórico de los sonidos de advertencia se ve afectado en gran medida por la topología circundante. En la mayoría de escenarios topológicos el límite de 40 dB no supera los 750 metros desde la fuente que emite el sonido. Esto concuerda con la percepción que tuvieron los residentes de la zona con respecto a los sonidos a lo largo de un período de más de un año de duración.

- De los nueve residentes locales entrevistados situados en un rango de 1 kilómetro con respecto al parque eólico, cuatro indicaron que habían oído el sonido de advertencia algunas veces estando en el exterior. A ninguno de los entrevistados le pareció que el sonido fuese molesto. Sin embargo, una persona indicó que había oído el sonido con frecuencia, incluso dentro de su hogar, y que le había resultado irritante.

- Si el sistema DTBird se hubiese conectado al sistema Scada del aerogenerador, este habría estado parado 2 horas y 32 minutos en total durante el período de 61 días que duró la prueba.

Sobre las posibles molestias del sonido de advertencia conviene recordar que durante el periodo de evaluación del DTBird no hubo conexión con el Scada del aerogenerador. Por lo tanto, no se pudo cumplir con uno de los criterios operacionales que establecen las especificaciones de operación del módulo Collision Avoidance: “emisión de sonido a volumen estándar con el aerogenerador en producción y no emisión de sonido o a bajo volumen, con el aerogenerador parado”. El sonido se emitió a volumen estándar incluso con el aerogenerador parado. Si no hay viento/no operación del aerogenerador, el ruido de fondo es menor y por lo tanto la percepción del sonido de DTBird por los residentes locales mayor. Los tipos de sonidos de DTBird, su volu-

Unidades de DTBird/DTBat instaladas por países

<i>Alemania</i>	<i>1</i>	<i>Estados Unidos</i>	<i>9</i>
<i>Austria</i>	<i>2</i>	<i>Noruega</i>	<i>3</i>
<i>Francia</i>	<i>40</i>	<i>Polonia</i>	<i>5</i>
<i>Grecia</i>	<i>15</i>	<i>Suecia</i>	<i>2</i>
<i>Italia</i>	<i>11</i>	<i>Suiza</i>	<i>2</i>
<i>España</i>	<i>6</i>		

DTBird ya cuenta con un centenar de instalaciones de sus sistemas DTBird y DTBat en todo el mundo. Solo en el tercer trimestre de 2016 ha instalado 22 unidades en Francia, Grecia, España y Estados Unidos, incluidos los modelos DTBirdV4D4 y DTBirdV4D8. Además, un aerogenerador será equipado con el nuevo módulo de detección para el día y la noche.

A la izquierda, detalle del anillo con cámaras HD, altavoces para aves (DTBirdV8D10) y detectores de ultrasonidos para murciélagos (DTBatD3), en un parque de Austria.



Visita a la instalación piloto de DTBirdV4D4, en Suecia. A la izquierda, detalle del anillo de cámaras y altavoces sobre la torre.

Comparativa del riesgo de colisión en dos proyectos en Suiza y Suecia

	SUIZA		SUECIA		Reducción del riesgo de colisión por emisión sonido
	Sonidos		Sonidos		
Variables indicativas del riesgo de colisión	Activado	Desactivado	Activado	Desactivado	
Nº de vuelos de alto riesgo de colisión	0	8	15	23	✓
Duración de vuelos de alto riesgo de colisión (minutos)	42''	3'01''	4'05''	10'15''	✓
Cambios en el patrón de vuelo (%)	60% (8/13 vuelos)	0% (0/14 vuelos)	82% (9/11 vuelos)	44% (7/16 vuelos)	✓
Vuelos en ruta de colisión que cambian a ruta sin riesgo de colisión (%)	100% (2/2 vuelos)	0% (0/1 vuelos)	87% (13/15 vuelos)	33 (4/12 vuelos)	✓
Cruces de rotor (nº)	0	1	0	0	Datos insuficientes
Colisiones (nº)	0	0	0	0	Datos insuficientes

• Esta tabla ofrece una comparativa realizada por DTBird respecto a los valores de variables indicativas del riesgo de colisión en dos proyectos públicos de evaluación del módulo Collision Avoidance de DTBird. Uno en Suiza y otro en Suecia. La metodología de evaluación ha sido la misma: sonidos emitidos durante una semana y sin emisión la siguiente. Y así sucesivamente durante todo el período de estudio.

• El aerogenerador de Suiza era un Vestas de 3 MW de potencia, 112 metros de rotor y 119 metros de altura de torre. La evaluación se hizo en otoño de 2014. La máquina de Suiza era una turbina Vestas de 850 kW, 52 m de rotor y 74 m de torre. El estudio se hizo en verano de 2015.

men y los protocolos de emisión se pueden cambiar en cualquier momento a través del control remoto del sistema.

■ DTBird reduce el impacto “en gran medida”

La prueba piloto muestra que DTBird funciona en las condiciones de Suecia y concuerda con los resultados de las pruebas publicadas previamente por Liquen, el fabricante español del sistema. “La instalación de DTBird no ofrece una protección del 100% frente a las colisiones de la avifauna, pero reduce su número en gran medida”, reconoce el informe.

Ya desde la primera fase del proyecto piloto, es decir, durante los seminarios, se trató la cuestión de si los sonidos de advertencia podían molestar a las aves en reproducción y, por consiguiente, no serían

aceptables de acuerdo con lo estipulado en la Ordenanza de Protección de las Especies de Suecia. “El estudio piloto ha demostrado que el sistema no genera molestias de ese tipo”. De acuerdo con una resolución tomada por el Tribunal de Apelación de Tierra y Medio Ambiente de Suecia, la admisibilidad de medidas de protección deberá probarse dentro del marco de trabajo de pruebas medioambientales y no directamente en relación con la Ordenanza de Protección de las Especies de Suecia.

“El sistema DTBird y otros sistemas similares, por tanto, se pueden admitir como medida de protección dentro del marco de trabajo del proceso de autorización de parques eólicos. El uso de medidas de protección operacionales debería abrir puertas en el proceso de autorización a la hora de facilitar tanto las fases de solicitud como de au-

torización”. Actualmente se utilizan zonas arbitrarias de amortiguamiento respecto a nidos de especies protegidas como la única medida de protección, a pesar del hecho de que este tipo de medidas es demasiado simple. En esas “zonas de protección” no se autoriza la instalación de aerogeneradores por su distancia a nidos de especies protegidas. DTBird y otros sistemas similares constituyen una herramienta con la que se pueden adaptar las zonas de amortiguamiento.

DTBird también se puede utilizar para crear un inventario de aves, especialmente en aquellos casos en los que son importantes series de datos obtenidos a lo largo de grandes periodos de tiempo o en aquellos casos en los que se ha decidido por adelantado la ubicación de los parques eólicos. Este tipo de escenarios será más frecuente en el futuro, cuando la mayoría de las instalaciones eólicas actuales pasen a ser de última generación o al solicitar nuevas autorizaciones para turbinas eólicas existentes.

Por último, los sistemas técnicos de control de la avifauna constituyen un “método estandarizado para la recopilación de datos”. Esto significa que no solo ofrecen la capacidad de monitorizar el efecto de los parques eólicos a lo largo del tiempo mejor que como se hace actualmente, sino también de crear las condiciones previas necesarias para establecer controles operacionales, es decir, ajustar la gestión de la producción de los aerogeneradores basándose en las condiciones locales reales.

■ Más información:

→ www.dtbird.com



Value Through Quality

- In depth safety and technical training
- Engineered repairs
- eReporting quality control system
- Year-round field services



Houston, tenemos una solución

WindCom Services es una empresa que se dedica a reparar palas: cualquier pala de cualquier fabricante. Y es también el fruto lógico del crecimiento y del desarrollo de Tecsis, una firma brasileña que fue ganando mercados (hoy es el segundo fabricante de palas del mundo) y que un buen día decidió que, aparte de fabricar, debía dar un servicio de postventa. Así fue cómo Tecsis fundó en Houston WindCom Services, una empresa que es hoy tan global como su matriz. Venancio García Fernández es el director de la Unidad de Negocio de WindCom Services Europe, un experto en la materia –lleva toda su vida profesional vinculado al mantenimiento– que repasa a continuación las claves de una empresa que nació en Houston con un objetivo muy concreto: dar soluciones.

Venancio García Fernández

«**F**or the life of your blade» y, anteriormente, «We take care of your blades» son los eslóganes que definirían nuestro trabajo, de plena dedicación y especialización en palas. La pala es un elemento crucial en la viabilidad de una instalación eólica, a pesar de lo cual su mantenimiento nunca ha sido lo suficientemente valorado.

Desde el nacimiento de WindCom, en Houston, en el año 2006, la empresa se ha marcado una directriz a lo largo de todos estos años: aportar algo distinto y poder dar la respuesta –la solución– más rápida posible. No siempre ha sido fácil, y la competencia es altamente cualificada.

La ingeniería es el centro y el eje de nuestra filosofía. La búsqueda de alternativas, de nuevos materiales, de procedimientos de reparación e inspección cada vez más precisos, de soluciones que sirvan para reducir los tiempos de ejecución de los trabajos, nace desde lo más profundo de nuestra raíz, Tecsis, fabricante de más de 40.000 palas que giran hoy en todo el mundo.

Tecsis aporta a todo el conjunto WindCom una experiencia extraordinaria, una experiencia que compartimos –físicamente o vía Skype– en comités periódicos conjuntos de investigación y desarrollo en los que volcamos la experiencia de los equipos de

ingenieros de la matriz brasileña, los de WindCom USA, WindCom Cono Sur y WindCom EMEA, foros de talento e ilusión de los que surgen continuamente ideas nuevas. Estas son algunas de ellas.

✓ **1. Sub Zero.** Este aislamiento de la zona de trabajo –la cubierta Sub Zero para andamios colgantes de grandes dimensiones– nos permite operar en invierno sin que se superen los límites de rango de temperatura de los materiales compuestos, principal inconveniente para la realización de trabajos de reparación en la época invernal. Para hacernos una idea, es como subir un andamio del tamaño del escenario de un teatro a cien metros de altura.

✓ **2. Incubator.** Es un dispositivo para cierre hermético sobre la pala que permite realizar pequeñas reparaciones con control de temperatura, de humedad y de contaminación de partículas.

✓ **3. Software de detección automática de daños.** Con este sistema somos capaces



Señas de identidad

La Visión WindCom

Ser reconocido como el líder de la industria en el mantenimiento de palas al comprometerse con el más alto nivel de servicio y las necesidades de los clientes.

La Misión

Garantizar la máxima vida útil de las palas del cliente con el menor coste, a través de un alto nivel de competencia técnica, innovación y flexibilidad para atender rápidamente las necesidades más exigentes en el mercado eólico con seguridad, integridad y respeto.

de obtener una categorización de daños en un tiempo mínimo, dedicando los recursos de ingeniería solo a los casos donde el logaritmo no es capaz de asociar daños, lo que suele suceder en menos del 1% de los casos.

✓ **4. E-reporting.** Base de datos que acumula información relativa a más 15.000 palas inspeccionadas y referida a más de 18.000 reparaciones realizadas desde el año 2008. Si imprimiésemos todas las fotografías que tenemos clasificadas y las pusiéramos una detrás de otra alcanzaríamos una altura equivalente a cinco veces el Empire State. El *software* E-reporting permite a los usuarios acceder a sus datos para producir informes personalizados. El objetivo último de esta herramienta es el mantenimiento predictivo.

✓ **5. Inspecciones con cámara de alta velocidad.** En este caso, el objetivo es evitar que nuestros clientes se vean en la necesidad de tener que parar la turbina. Conseguimos así ampliar la ventana de inspecciones, a la par que evitamos el problema del lucro cesante y/o aumentamos la disponibilidad.

Los daños son detectados mediante cámaras o telescopios o porque la grieta es de tal magnitud que es visible a simple vista. Hay otras muchas sin embargo que, aunque sean pequeñas, si se encuentran cerca de la punta de la pala... sueñan. O sea, que, cuando la pala gira produce un silbido característico (una pala se mueve a casi 300 kilómetros por hora)

■ Próximas aperturas

Son, solo, algunos de los ejemplos de la innovación que perseguimos constantemente, innovación que preside nuestra actividad en todas nuestras sedes –Sorocaba (Brasil), Houston (Estados Unidos) y Madrid (España)–, localizaciones desde las que, actualmente, damos servicio a más de 23 países con casi 300 empleados dedicados única y exclusivamente al mantenimiento de palas. ¿Próximos proyectos? La implementación de nuevas sedes en Canadá, Alemania e India.

Tecsis es el segundo fabricante de palas de turbinas eólicas del mundo. Y WindCom es su proveedor exclusivo de servicios. Así, estamos certificados para reparar todas sus palas sin ningún impacto en las garantías del producto. Con su



departamento técnico, Tecsis nos ayuda con ingeniería avanzada y trabaja muy estrechamente con nuestro comité de I+D.

Además, WindCom trabaja con palas de todos los fabricantes. Los técnicos de WindCom son formados en nuestro propio centro con teoría y casos prácticos, así como con continuos refrescos online. Todas las reparaciones tienen un procedimiento previo y son tuteladas desde nuestro centro de operaciones. El objetivo es siempre guiar a los técnicos a lo largo de toda la reparación.

■ Más información:

→ <http://windcomservices.com>

trabajamos allí donde esté SU PROYECTO

Estudios meteorológicos y de recurso / Diseño y optimización de instalaciones / Estudios de Integración en Red y cumplimiento de Grid Codes / Due Diligence / Asistencia técnica en proyectos, fase de construcción y O&M / Verificación de Garantías / Laboratorio acreditado de ensayos



Bolivia
Brasil
Chile
México
Perú
Rumanía
España

oficinas y proyectos
en más de 50 países

BARLOVENTO
RECURSOS NATURALES

www.barloventorecursos.com
brn@barlovento-recursos.com
+34 941 287 347

E

Venancio García Fernández

Director de la Unidad de Negocio de WindCom Services Europe

“En 2016 hemos crecido un 40%, y en 2017 queremos volver a crecer otro 50%”

■ Tres años después de empezar en Houston, WindCom llega a España y se instala en Madrid con el nombre de WindCom Services Europe. ¿Elige Madrid como lanzadera para toda Europa?

■ Sí. En realidad, aquí, en España, solo tenemos un 25% del negocio. El resto, el otro 75%, lo trabajamos en el continente: en Polonia, en Suecia, en Rumanía... Nuestro modus operandi es idéntico al de Houston: seguimos cubriendo las garantías de Tecsis –que sigue siendo propietaria al 100% de WindCom– y, además, reparamos palas de cualquier otro fabricante.

■ ¿Cuánta gente trabaja en WindCom Services Europe?

■ En la oficina somos una docena de personas y, además, tenemos sesenta y tantos técnicos de campo, profesionales que viajan a parques eólicos de toda Europa, África y Oriente Medio. WindCom tiene una bolsa de trabajadores –el equipo de técnicos que he mencionado– y, cuando sale un proyecto, les avisamos, les facilitamos la información que precisan y les enviamos al parque que corresponda a reparar lo que haya que reparar. Una vez en el campo, permanecemos en contacto constante con ellos, nos comunican periódicamente cómo evolucionan los trabajos, nos mandan fotos, estamos también en contacto estrecho con el cliente, y así vamos avanzando.

■ ¿A qué tipo de problemas suele enfrentarse WindCom?

■ A daños cosméticos derivados de la erosión que va produciendo el paso del tiempo. Hay parques en los que el desgaste es mucho más severo, sobre todo por la lluvia, que es un agente erosionador muy potente. También nos enfrentamos con frecuencia a daños ocasionados por las propias tensiones de la pala, por los sobreesfuerzos: grietas que requieren de un trabajo más complejo. De vez en cuando encontramos palas afectadas por el impacto de un rayo. No es que sea frecuente, pero sí que sucede, y las roturas son bastante severas. El caso más grave al que nos hemos enfrentado fue el de una pala que se des-

prendió y quedó hecha un despojo. Bueno, pues, tras muchísimas semanas de trabajo, la pudimos recuperar... y ahí sigue: la llamamos la Frankenstein, porque fue como intentar recuperar lo irrecuperable.

■ ¿Cómo se accede a una pala?

■ De varias maneras. Fuera de España solemos trabajar en plataforma. Montamos andamios colgantes en torno a la pala y, con ellos, subimos y bajamos a lo largo de toda ella. También trabajamos con cuerdas. Aunque en España es más frecuente trabajar desde grúas con cesta, lo cual no es habitual ni mucho menos en Europa, donde esta solución es bastante más cara y no suele ser empleada. Cuando los trabajos son en grúa, los técnicos son dos. Si operamos en plataforma, los equipos están formados por tres técnicos. Y, si trabajamos con cuerdas, lo hacemos por parejas también habitualmente.

■ ¿Se averían todas las palas por igual?

■ No. Las palas de resinas polyester... digamos que son... mucho más pesadas y... de alguna manera... también... más robustas. Las palas de resinas epoxy son... en una cierta medida... un poquito más sensibles a los esfuerzos.

■ ¿Qué es WindCom: un servicio de urgencias o es más bien una empresa que presta un servicio continuado de mantenimiento?

■ Realmente nos movemos por urgencias. Prácticamente ignoramos qué trabajo vamos a tener a dos o tres semanas vista.

■ ¿Hay en todo caso algún pico de trabajo?

■ Los meses de junio y julio son de mucha tensión. Tienes que prever equipos, materiales... Los proveedores de materiales, por ejemplo, son muy limitados. Porque los propios clientes te exigen que sean unas marcas específicas. También te limitan mucho las condiciones meteorológicas: la temperatura, el viento. Uno no puede subir a ciertas alturas con mucho viento. Además, los productos químicos con los que trabajamos tienen ciertos límites de temperatura.

Segoviano del 75, Venancio García Fernández debutó en el sector de las renovables allá por el 99 y lleva desde entonces volcado, “siempre”, en operación y mantenimiento. Venancio anduvo siete años lejos de España, entre Estados Unidos e Italia (con Gamesa) y, tras un breve paso por Alstom, acabó desembarcando en WindCom Services, una empresa –“centrada en palas”– que nació en Houston y abrió poco después sede en Madrid para atender la demanda de Europa, Oriente Medio y África.

■ ¿Qué es WindCom Services?

■ WindCom es una empresa que nace en Houston, en el año 2006, de la mano de Tecsis, que es un fabricante brasileño de palas radicado en Sao Paulo. Tecsis estaba exportando cada vez más palas a los Estados Unidos y, al final, toma la decisión de fundar WindCom allí para cubrir, más de cerca, las garantías de fabricación de sus palas. Lo que ocurre es que en Tecsis en seguida se dan cuenta de que hay un mercado mucho más amplio y la empresa opta al final por abrir su abanico de servicios a todas las palas de todos los fabricantes.

■ ¿Qué tiene WindCom que no tengan sus competidores?

■ Principalmente, presencia. Y, por eso, ofrecemos un tiempo de respuesta muy corto. Tenemos una oficina en Houston, otra en Sao Paulo y otra aquí. En total, estamos hablando de unos 240 técnicos disponibles. Además, contamos con una ingeniería potente, y no me refiero solo a WindCom. Me refiero también a todos los servicios compartidos que tenemos con Tecsis. Una vez al mes los equipos de ingeniería de las tres ciudades –Houston, Sao Paulo y Madrid– nos conectamos vía Skype y compartimos ideas, experiencias... Además, no cesamos de buscar nuevas formas de operar en campo, nuevas vías de acceso a la pala, para que el trabajo sea más sencillo, para ganar agilidad.

■ ¿Por ejemplo?

■ Pues, por ejemplo, la Sub Zero, que es una cápsula que se instala dentro de los andamios colgantes. Se trata de una especie de iglú que hemos ideado para combatir las bajísimas temperaturas a las que a veces hay que trabajar, temperaturas que no solo afectan al trabajador, sino también a los productos químicos que está empleando para reparar la pala. Nuestros técnicos operan en la pala desde dentro de la Sub Zero, que está metida en el andamio: la pala atraviesa el iglú y este va subiendo y bajando a todo lo largo de ella. La idea es que el técnico pueda trabajar a una temperatura controlada. Con ese mismo fin –controlar la temperatura–, hemos desarrollado también una especie de incubadora, como las que hay en los laboratorios: introduces las manos en unos orificios en los que hay unos guantes y manipulas con ellos como lo haría cualquier técnico en cualquier laborato-

rio. La idea es, también, aislar la zona de trabajo, porque hay productos que sufren mucho con la humedad y con la temperatura. Más cosas: ahora estamos probando una cámara de alta velocidad. El objetivo es poder hacer una inspección sin necesidad de parar la turbina.

■ ¿Con la pala girando?

■ Sí. Ahora mismo, si vas con un telescopio, o con un trabajo de cuerdas, tienes que parar la turbina: paras, inspeccionas la pala, la giras, la vuelves a parar, inspeccionas la otra parte... Pues bien, lo que estamos desarrollando ahora en WindCom es una cámara de alta velocidad que tú vas a poder emplear sin necesidad de que pare la turbina. Desde el suelo, tomamos distintos ángulos y toda la información que obtenemos la potenciamos con un *software* que estamos desarrollando. La idea es que el *software* detecte más daños de los que puede detectar una persona. Con una propuesta como esta, además, queremos transmitirle al cliente (que lógicamente quiere aprovechar todo recurso disponible) que no se preocupe: que no hace falta parar la máquina, que yo me adapto a cualquier circunstancia.

■ Y WindCom también gana tiempo...

■ Efectivamente. A veces, en febrero te encargan una inspección. Y nosotros identificamos unos ciertos daños. Evaluamos y el cliente, en función de su presupuesto, es el que determina sus prioridades. ¿Qué ocurre? Que siempre cuesta parar una turbina, siempre cuesta desaprovechar recurso. Así que a veces el cliente espera a que haya poco viento. Y en vez de encargarte la inspección en febrero –cuando suele haber más recurso eólico–, acabas haciéndola en marzo, o en abril, o en mayo, con lo que todos los plazos se acortan peligrosamente y que-

da mucho menos tiempo para determinar cuántos daños tienes y para identificar las prioridades. Bueno, pues con una solución como esta podemos trabajar en invierno, y podemos tener muy pronto esa evaluación, y, encima, el cliente no tiene que parar. En fin, otro paradigma.

■ ¿Ya está lista esa solución?

■ Llevamos ya un año trabajando con esa cámara, y ahora mismo estamos probando objetivos, haciendo ajustes sobre el *software*, buscando rótulas para que vayan orientando la cámara de manera automática. Estamos trabajando con una empresa especializada en visión computerizada... Y, por otra parte, tenemos además todo un banco de fotografías, 18.000 imágenes, tomadas desde 2008, que queremos llevar al concepto de *Big Data*... para poder así proporcionarle al cliente un diagnóstico muchísimo más fino. Ahora mismo, que nosotros sepamos, nadie está trabajando en nada parecido.

■ Bien, habida cuenta de todo ello, ¿cuáles son las expectativas de WindCom Services Europe?

■ La idea es ir creciendo. En 2016 hemos crecido un 40%, y en 2017 queremos volver a crecer otro 50%. Además, queremos instalarnos en Alemania, adquirir allí una empresa de reparación de palas, contratar un ingeniero de I+D para nuevos desarrollos en Europa, recientemente hemos fichado un analista de business intelligence, y un poquito más adelante queremos establecernos también en la India.

■ Por cierto, ¿cuánto duran las palas tras una reparación?

■ De momento no somos conscientes de que nada se haya roto. ■

Cronología

2006. WindCom es fundado por Tecsis para atender su servicio de garantía en los Estados Unidos. La idea de fundar la empresa responde al desarrollo formidable que experimenta el fabricante brasileño en el mercado estadounidense. A rebofo de ese éxito, Tecsis finalmente decide instalar la sede de WindCom en Houston. ¿Objetivo? Estar más cerca de sus clientes.

2007. WindCom inicia los trabajos en altura con plataformas suspendidas, convirtiéndose así, hace ya diez años, en una de las primeras compañías de servicios de reparación de palas en utilizar este tipo de soluciones.

2008. La subsidiaria de Tecsis abre al abanico y comienza a prestar servicios a otros clientes.

2009. WindCom comienza a usar plataformas suspendidas de 360° (del tamaño del escenario de un teatro), lo que facilita el abordaje de la reparación de daños graves, así como, adicionalmente, la prestación de cualquier otro servicio. Además, la empresa desarrolla cubiertas Sub Zero para aislar estas plataformas, lo que le abre nuevos horizontes a la reparación de palas en el invierno (tres plataformas de 360° fueron equipadas ese año para trabajar bajo las peores condiciones climatológicas; con temperaturas de hasta 40 grados bajo cero).

Este mismo año, es fundada, en Madrid, WindCom Europa. ¿Objetivo? La apertura de nuevos mercados.

2010. La subsidiaria de Tecsis comienza a ofrecer servicio de cuerdas, una solución ligera (para accesos rápidos) que sirve para facilitar al máximo las

inspecciones y reparaciones cosméticas (daños superficiales, principalmente en la pintura, que no requieren laminar, es decir, que no exigen el lijado de telas dañadas y su reposición).

2011. WindCom desarrolla el sistema E-reporting, que permite la realización de informes sobre un enlace que alimenta la base de datos. De esta manera, WindCom vincula procedimientos y controla todo el proceso. La empresa abre una nave de reparación en España con cabida para 6 palas. El objetivo de la misma es atender todos aquellos trabajos que no es posible realizar en el parque eólico. Hacemos los primeros trabajos *offshore* (eólica marina) en Irlanda (en rápel –con cuerdas– y en plataformas).

2012. La empresa entra en Asia. Sus primeros trabajos tienen lugar en Vietnam.

2013. WindCom desembarca en Oceanía (Australia). La división europea (Madrid) y la brasileña colaboran para formar, localmente, a equipos técnicos.

2014. La empresa desarrolla cursos de formación 3D para que los técnicos logren una mejor comprensión del entorno de trabajo antes de su llegada al parque.

2015. WindCom cuenta ya con siete plataformas de 360°, tres Sub Zero y ocho plataformas de dos metros. Primeros trabajos de rápel en Japón.

2016. Se añaden tres nuevas plataformas de 360°. Los trabajos de rápel son ya algo habitual, así como las operaciones en parques eólicos marinos.

Argentina

Cómo acelerar de 0 a 100 en dos años

Desde que hace 15 meses Mauricio Macri asumiera la presidencia, el país parece haber entrado en una nueva dinámica en lo que respecta al mundo de los negocios. Al menos es lo que sostienen quienes se aferran al dato –objetivo– que presentan las dos exitosas licitaciones de energías renovables, las Ronda 1 y 1.5 del Programa RenovAr, realizados el año pasado, que concluyó con la adjudicación de una potencia total 2.423,5 MW. De esa cantidad 1.473,4 MW son eólicos, es decir, un 60%.

Luis Iní

El Programa RenovAr prevé que la incorporación al sistema eléctrico de la energía generada a partir del total de los proyectos licitados se concrete antes de diciembre de 2018, cuando en el mix eléctrico se pase de una participación de las renovables del actual 1,9% a 4,5%. Más de la mitad de esa nueva incorporación será eólica.

Ya cuando se dio a conocer en septiembre del año pasado el resultado de la apertura de los sobres de la primera etapa del Programa RenovAr –originalmente con una propuesta de 1.000 MW basados en distintas fuentes renovables que terminaron siendo 1.109,2 MW–, pudo verse que si bien la eólica no era la que tenía la mayor cantidad de ofertas por proyectos –lugar que le cupo a la fotovoltaica, 58, por un total de 2.834 MW–, sí consiguió ser la que mayor potencia acaparó, con 3.468 MW en 49 proyectos, y con la particularidad de que estar distribuidas a lo largo del territorio argentino.

Al mes siguiente, se especificó desde el Ministerio de Energía y Minería que habían quedado aceptados y pasaban a ser considerados 42 proyectos eólicos, por un total de 2.870 MW. La mayor parte de las ofertas recibidas quedaron ubicadas por debajo del Precio Máximo de Adjudicación estipulado, fijado en 82 dólares/MWh promedio, con un precio mínimo ofertado para la eólica de 49 dólares/MWh. Finalmente, en octubre, en la Ronda 1 fueron adjudicados 12 proyectos de tecnología eólica por 708 MW, una cantidad superior a los 600 MW

de la propuesta original, que se espera generen 3.002 GWh anuales.

Las provincias en los que serán distribuidos son Buenos Aires, Chubut, Río Negro, Santa Cruz, Neuquén y La Rioja. El precio mínimo definitivo resultó en 49,1 dólares/MWh; hilando fino en los precios de las adjudicaciones, resulta que para los corredores Patagónico y Comahue el precio de corte decidido por el Gobierno para la adjudicación fue de 66 dólares, mientras que para el resto del país quedó en 67,2 dólares. Como resultado, el precio medio para la eólica quedó fijado en 59,4 dólares/MWh. Respecto de la inversión, se aseguró que en conjunto los proyectos adjudicados, sin desagregados de tecnología, representarán unos 1.800 millones de dólares, con un promedio que rondará los 1,6 millones de dólares por MW.

■ Los ganadores

La primera empresa que figura en el podio es la desarrolladora china de productos de energía renovable Envisión Energy, que obtuvo 185 MW eólicos distribuidos en cuatro parques, en uno de ellos junto a la alemana Sowitec. Se trata de dos proyectos en la provincia de Buenos Aires, uno en Neuquén y otro en Río Negro. Los de Buenos Aires son los parques de García del Río –junto a Sowitec–, en la localidad de Bahía Blanca, y Vientos del Secano, en Mayor Buratovich, de 10 y 50 MW de capacidad, respectivamente. Los precios ofertados son de 49,81 dólares/MWh para el primero, y 49,08 dólares/MWh para el se-

gundo, este último el más bajo de toda la licitación. El de Neuquén, Los Meandros, a ubicarse en la localidad de Confluencia, tendrá 75 MW (precio ofertado: 53,88 dólares/MWh); mientras que el de Río Negro, llamado Cerro Alto, estará en Pilcaniyeu, con una capacidad de 50 MW (56,98 dólares/MWh).

Otro ganador importante fue C. T. Loma de la Lata, con la adjudicación del mayor proyecto individual por capacidad, Corti, a ubicarse también en la ciudad bonaerense de Bahía Blanca, por 100 MW de potencia, y un precio ofertado de 58,00 dólares/MWh. También es importante lo adjudicado a la empresa local Genneia, con un total asignado de 78,35 MW, distribuido en dos proyectos. Uno de ellos es Villalonga, en la ciudad homónima de Buenos Aires, de 50 MW, y precio ofertado de 54,96 dólares/MWh. El otro es el de Chubut Norte, en Puerto Madryn, provincia de Chubut, con 49,875 MW ofertados y 28,35 preadjudicados de manera parcial, y cuya potencia total a adjudicar “se ajustará considerando el módulo de los aerogeneradores, sin que se supere la potencia asignada”, según se explica desde CAMMESA, la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico. El precio ofertado fue de 66 dólares/MWh.

En lo que significará la ampliación del parque Arauco, en La Rioja actualmente en operaciones con 25,2 MW de capacidad, se le han adjudicado a la empresa Arauco S.A. 99,75 MW para completar Arauco II (Etapas 1 y 2), con un precio ofertado de 67,19

dólares/MWh. Otros 99 MW eólicos adjudicados son para CP Renovables y su proyecto La Castellana, en Villarino, Buenos Aires; el precio ofertado es de 61.50 dólares/MWh.

La empresa EREN, tendrá vía libre por su parte para desarrollar el parque eólico Vientos Los Hércules, de 97,2 MW, para ser desplegados en Las Heras, Santa Cruz, con precio ofertado de 62,88 dólares/MWh. En Garayalde, Chubut, el parque eólico Garayalde tendrá una capacidad de 24,15 MW, bajo el desarrollo PAE/3 GAL S.A., que se lo adjudicó con un precio ofertado de 59 dólares/MWh. Finalmente, el proyecto Kosten será desarrollado por ENAT S.A. en Pampa del Castillo, también en Chubut, con 24 MW de capacidad y una oferta de 59,41 dólares/MWh.

Por provincias, cinco proyectos se desarrollarán en Buenos Aires, tres en Chubut y uno, respectivamente, en Neuquén, Santa Cruz, Río Negro y La Rioja.

■ Los ganadores

El volumen de oferta de la Ronda 1 condujo al Gobierno argentino a convocar muy prontamente, para el mes siguiente, una nueva ronda de licitación renovable, aunque esta vez sólo circunscripta a eólica y fotovoltaica, que incluso terminó por adjudicar mayor capacidad que la anterior. Así, fueron colocados un total de 30 proyectos por un total de 1281,5 MW y un precio promedio de 53,98 dólares/MWh, lo que significa 7,35 dólares/MWh menos



que el promedio adjudicado en la anterior licitación.

A la eólica le fue aún mejor en esta ocasión: 10 proyectos –dos menos que la anterior– pero por un total de 765,4 MW, casi 60 MW más. Los proyectos eólicos adjudicados de la Ronda 1.5 se distribuyen así: tres en la provincia de Buenos Aires (por un total de 235,6 MW de capacidad) y uno, respectivamente, en Río Negro (100 MW), Santa Cruz (100 MW), Chubut (100 MW), La Rioja (95 MW), Mendoza (50 MW), Córdoba (48 MW) y La Pampa (36,75 MW).

■ Primeros contratos y algunas dudas

En lo que seguramente será una larga lista de contratos de provisión de aerogeneradores, ya hay por lo menos dos conocidos. El primero ha sido el de la alemana Nordex, que en enero pasado obtuvo dos contratos para proveer 148 MW eólicos. Uno de 32 aerogeneradores AW 125/3000, de 3 MW de capacidad cada uno, para el proyecto de 96 MW parque eólico La Castellana, en Buenos Aires, y otro de 15 del

mismo tipo para el proyecto de 45 MW parque eólico Achiras, Córdoba. En ambos casos, el cliente es Central Puerto Renovables (CP).

La danes danés Vestas recibió una orden de Greenwind S.A, filial de Pampa Energía, para suministrar 29 turbinas V126-3.45 MW para el parque eólico Corti de 100 MW, a ubicarse en la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires.

Desde el sector eólico se destaca como un balance positivo el proceso que ha significado estas licitaciones, con buenos datos evidentes como haber recibido una cantidad de respuestas por mayor cantidad de MW que la solicitada. También que la licitación tuvo en cuenta la relación de los proyectos con nodos accesibles para evacuar la energía eléctrica generada. En el haber se cita que puede suceder que no todos los que ganadores de la licitación estén en condiciones de recibir los fondos requeridos para desarrollar los proyectos y terminen por las adjudicaciones.

Más allá de eso, ya se ha anunciado que habrá una Ronda 2, planeada para mayo próximo. ■

Los parques eólicos argentinos

En la actualidad, hay en operación 20 parques eólicos, algunos con sólo un aerogenerador, que totalizan una capacidad instalada de 234,55 MW.

Nombre	Provincia	Capacidad instalada (MW)	Aerogeneradores	Año Inicio
Arauco I	La Rioja	25,2	12	2014
Arauco III	La Rioja	25,2	12	2011
Claromecó	Buenos Aires	0,75	1	2001
Comodoro Rivadavia-				
Antonio Moran	Chubut	17	26	1994/2012
Cutral-Co	Neuquén	0,40	1	1994
Darregueira	Buenos Aires	0,75	1	1997
Diadema	Chubut	6,3	7	2010
El Jume	Santiago del Estero	8	4	2015
Enos Necochea	Buenos Aires	0,25	1	2009
General Acha	Buenos Aires	0,90	1	2012
Loma Blanca IV	Chubut	51	17	2013
Mayor Buratovich	Buenos Aires	1,2	2	1997
Pico Truncado	Santa Cruz	2,2	12	2001
Punta Alta	Buenos Aires	2,2	4	1995
Rada Tilly	Chubut	0,40	1	1996
Rawson I	Chubut	48,6	27	2012
Rawson II	Chubut	38,8	21	2012
Tandil	Buenos Aires	0,40	1	1995
Tordillo	Chubut	3	2	2010
Veladero*	San Juan	2	1	2007

*Este molino está instalado a 4.100 msnm, la mayor altura del mundo.

El caso IMPSA

Obras públicas adjudicadas sin presupuesto, deudas desde gobiernos de Brasil, Venezuela y Ecuador por obras realizadas e impagadas, la situación en el mercado eólico brasileño y argentino, por un lado, y el caso de inestabilidad económica en Argentina, por otro, explican en gran parte de lo que ha sucedido con la que fuera la mayor empresa eólica latinoamericana, también líder en la producción de grandes equipos hidroeléctricos y grúas portuarias.

En octubre de 2015, Impsa (acrónimo de Industrias Metalúrgicas Pescarmona S.A.) entró oficialmente en suspensión de pagos a partir de una deuda total de casi 1.400 millones de dólares. En julio del año siguiente, cerró un acuerdo con casi 200 de los 300 acreedores de la firma. Estos dos tercios de acreedores, representativos de más de 1.000 millones de dólares, accedieron a convertirse en socios de la empresa, lo que supuso para Impsa comprometer el 65% de su capital, el 35% restante continuó en manos de la familia Pescarmona. Entre sus acreedores hay desde organismos internacionales como la Corporación Andina de Fomento (CAF), el Eximbank y el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), a varias entidades bancarias oficiales argentinas, como en Banco Nación y el Provincia. También existe deuda con bancos privados del país y extranjeros y empresas como Microsoft y Telefónica.

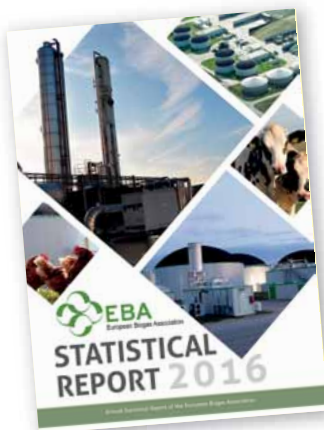
En febrero pasado, se realizaron asambleas de los acreedores obligacionistas convocadas judicialmente en el proceso de reestructuración de deuda de IMPSA. En ellas, se obtuvo la aprobación de la Oferta del Acuerdo Preventivo Extrajudicial (APE) por tenedores de deuda que representaban más del 90% del monto presente en las Asambleas. Este es un paso importante, de los varios que Impsa debe dar en ese sentido, en su proceso de reestructuración de deuda. En este contexto, da además nuevos bríos el que la empresa haya salido adjudicada en enero para reemplazar dos turbinas de en la represa de Yacretá, con una oferta de propuesta técnica y económica de 27 millones de dólares, que finalmente se ha impuesto a otras dos de procedencia internacional.

El biogás europeo en ocho gráficas

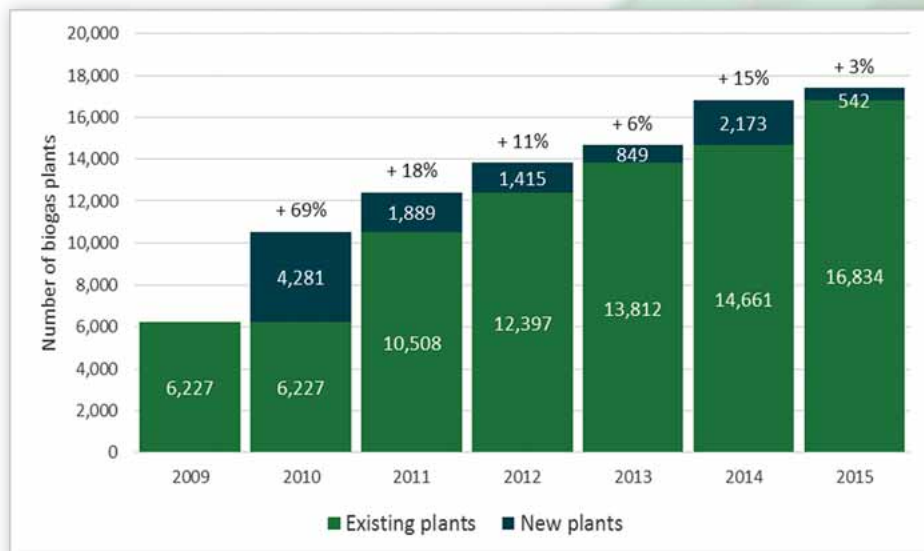


El informe estadístico anual sobre la situación del biogás en Europa (abarca treinta y un países) refleja un fiel estado del sector en el continente. Elaborado por la Asociación Europea del Biogás (EBA, en sus siglas en inglés) con información de las asociaciones nacionales, recoge año a año el incremento del número de plantas y producción y el dominio de Alemania. Año a año, también, registra el crecimiento y consolidación del biometano y la testimonial aportación de España en todos los campos. Como, además, el informe tiene más en cuenta la inversión y desarrollo en plantas agroindustriales, nuestro país queda aún más relegado en las estadísticas y los comentarios, ya que son los vertederos asociados a administraciones municipales los que dominan el panorama.

Javier Rico

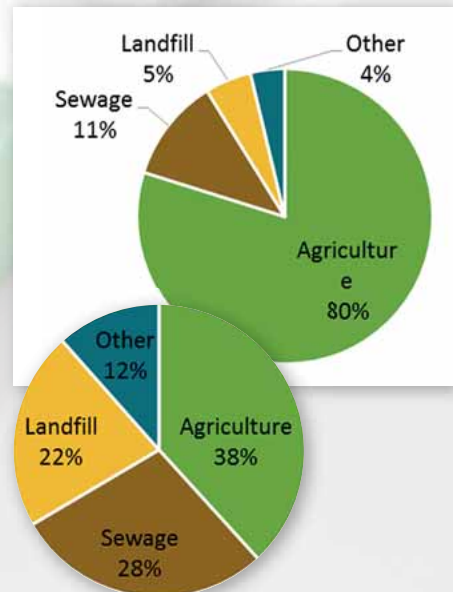


Todas las gráficas y mapas están extraídos del Statistical Report 2016 de la Asociación Europea del Biogás (EBA): <http://european-biogas.eu/>



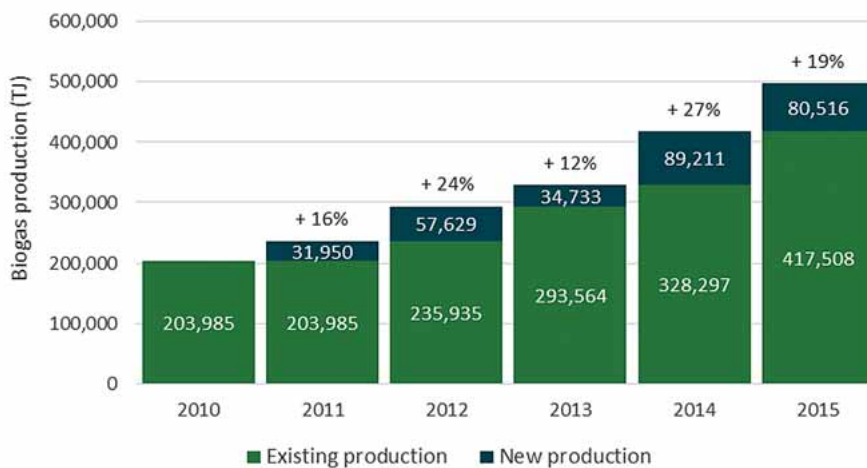
■ Reparto de planta de biogás por países

El biogás contó en 2015 con 542 plantas más, al pasar de 16.834 a 17.376. La EBA afirma que desde 2009 se observa un crecimiento estable, triplicando el número de instalaciones en solo seis años. Sin embargo, el tres por ciento de crecimiento en 2015 contrasta con el quince por ciento de 2014, y es que nunca se había dado un aumento tan bajo precisamente desde que la EBA comenzó a hacer estos estudios estadísticos.



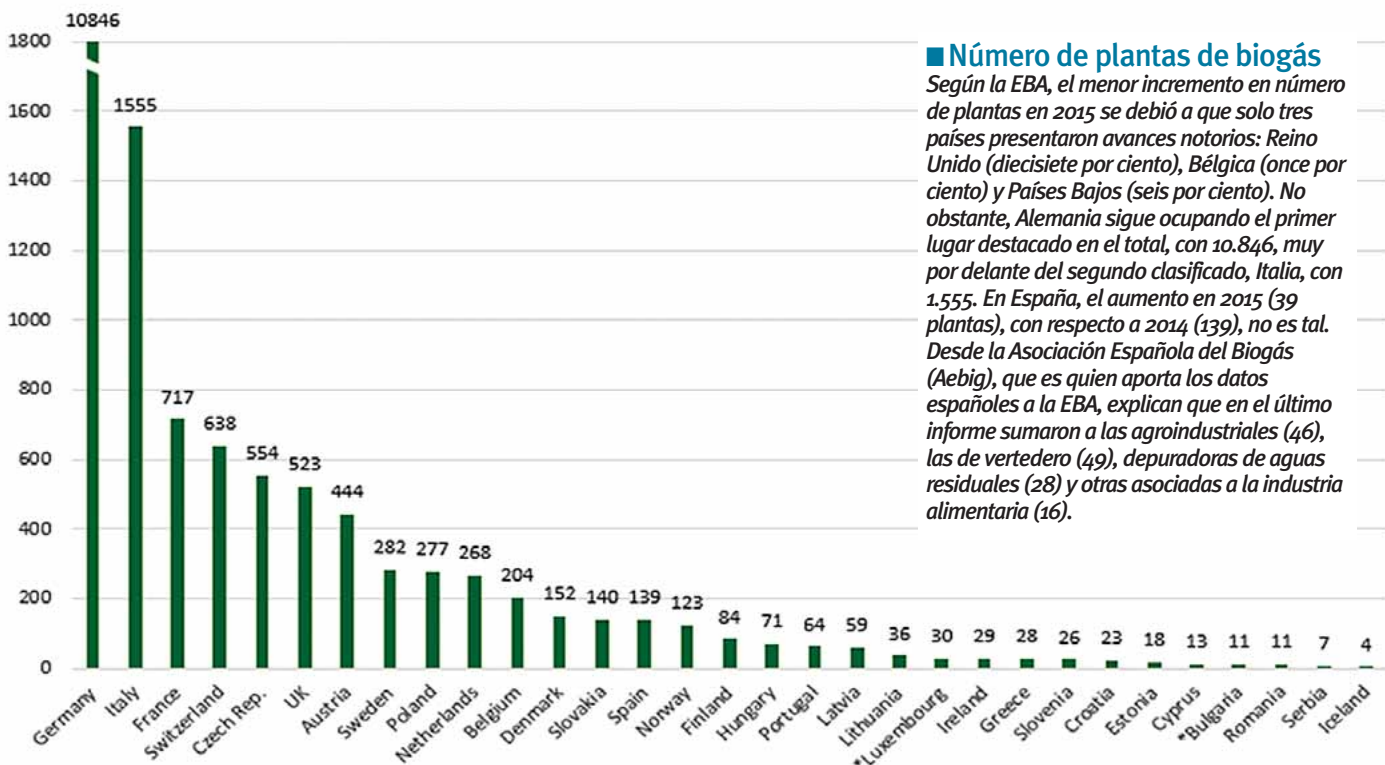
■ Materias primas utilizadas para producir biogás

En el informe se consideran cuatro principales tipos de materias primas para la producción de biogás: agrícolas y ganaderas (agriculture), aguas residuales (sewage), vertederos (landfill) y otras fracciones de residuos. Las primeras constituyen la fracción mayor en Europa (abajo) debido a su uso intensivo en los tres principales países productores (arriba): Alemania, Italia y Reino Unido. España es uno de los países donde más claramente se invierte esta tendencia, ya que, por ejemplo, casi el 80 por ciento de la capacidad eléctrica instalada se corresponde con el biogás de vertedero.



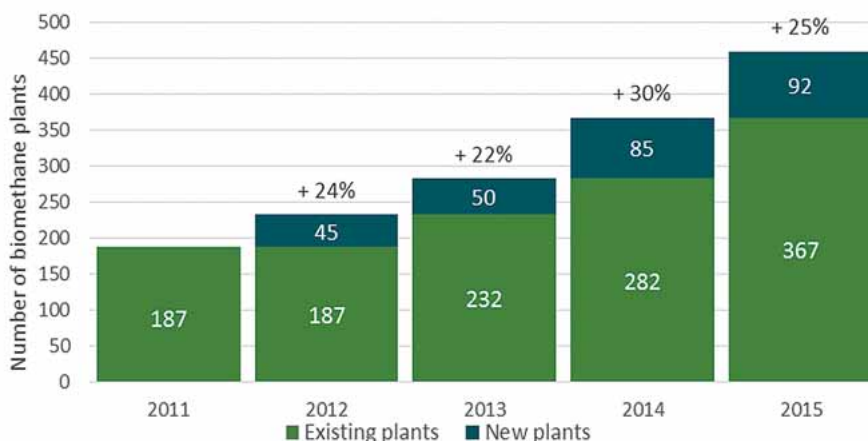
■ Producción de biogás en terajulios (TJ)

La EBA destaca que, aunque el número de plantas aumentó solo un tres por ciento en 2015, la producción de biogás lo hizo en un diecinueve por ciento. Según la asociación, la explicación a esta diferencia reside en parte en que las instalaciones construidas en 2014, que fueron más que las instaladas en 2015, funcionaron a plena capacidad en este último año. Tampoco descartan el aumento de la información procedente de más fuentes.



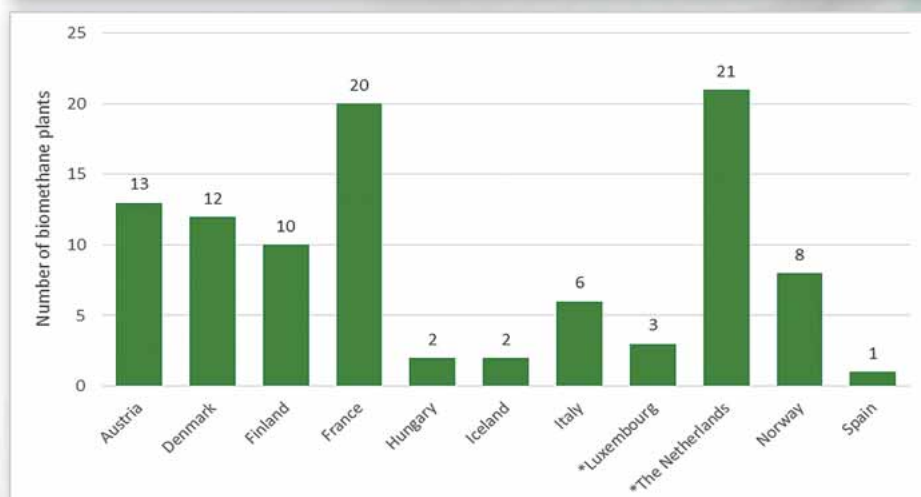
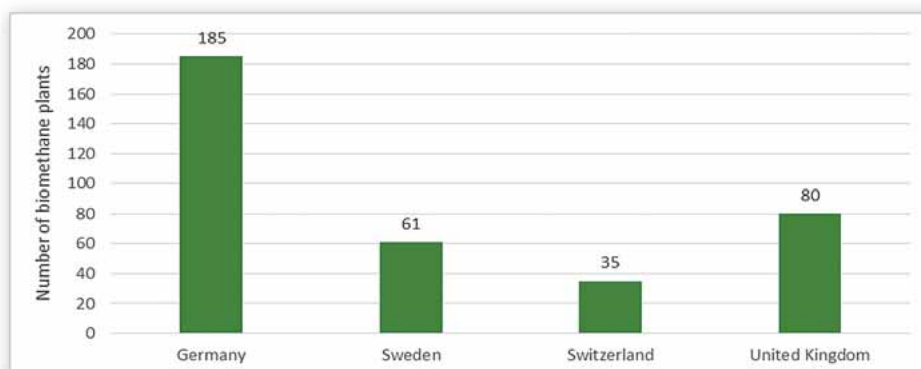
■ Número de plantas de biogás

Según la EBA, el menor incremento en número de plantas en 2015 se debió a que solo tres países presentaron avances notorios: Reino Unido (diecisiete por ciento), Bélgica (once por ciento) y Países Bajos (seis por ciento). No obstante, Alemania sigue ocupando el primer lugar destacado en el total, con 10.846, muy por delante del segundo clasificado, Italia, con 1.555. En España, el aumento en 2015 (39 plantas), con respecto a 2014 (139), no es tal. Desde la Asociación Española del Biogás (Aebig), que es quien aporta los datos españoles a la EBA, explican que en el último informe sumaron a las agroindustriales (46), las de vertedero (49), depuradoras de aguas residuales (28) y otras asociadas a la industria alimentaria (16).



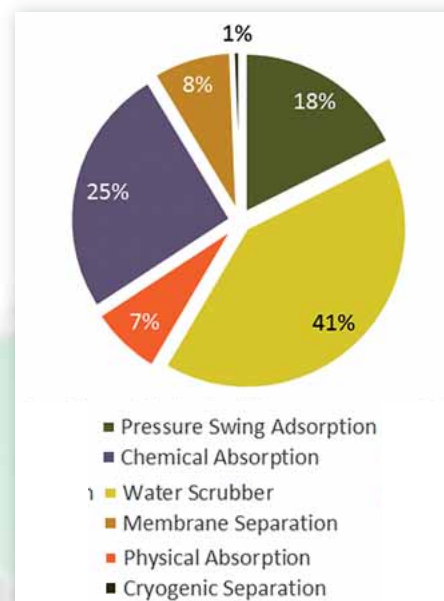
■ Número de plantas de biometano

Entre 2012 y 2015, el aumento anual del número de plantas de biometano oscila entre el veinte y el treinta por ciento. Las 92 abiertas en 2015 elevan el número total de instalaciones en funcionamiento en Europa a 459. Aquí el porcentaje de crecimiento también fue menor que en 2014 (veinticinco frente al treinta por ciento), pero en términos cuantitativos es mayor (92 frente a 85 plantas).



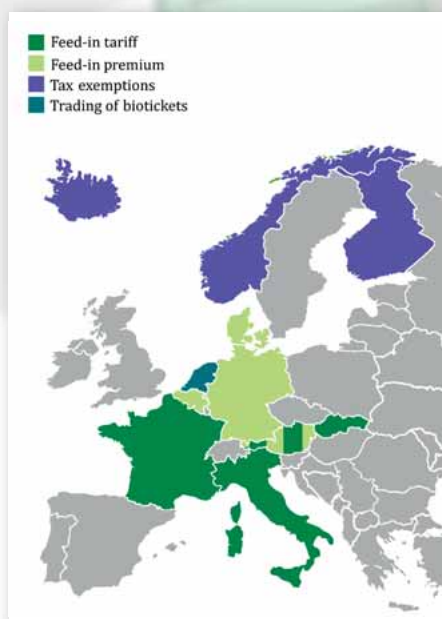
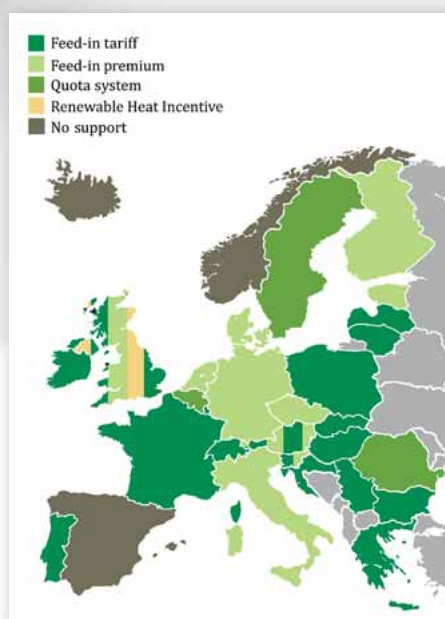
■ Reparto de plantas de biometano por países

Según los datos aportados por las asociaciones nacionales de biogás, solo quince países tienen al menos una planta de biometano, como en el caso de España, que contabiliza como una las asociadas al vertedero de Valdemingómez: Las Dehesas y La Paloma. Como en el biogás, Alemania ocupa aquí también el primer puesto, con 185 plantas, la mitad de todo lo instalado en el continente. El segundo lugar es para el Reino Unido, con ochenta.



■ Tecnologías de producción de biometano

El proceso de purificación del biogás para conseguir una calidad adecuada y emplearlo en el transporte y en las redes de gas se realiza mediante varias tecnologías que, principalmente, separan y extraen el dióxido de carbono que contiene el biogás. La tecnología que se usa en mayor proporción en Europa son los procesos de lavado con agua (water scrubbing), seguida de la absorción química (chemical absorption) y la absorción por cambio de presión (pressure swing absorption). Las tecnologías menos empleadas son la separación por membranas (membrane separation), la absorción física (physical absorption) y la separación criogénica (cryogenic separation), que solo emplean dos plantas, una en Alemania y otra en Suecia.



■ Apoyo público al biogás y al biometano en Europa

Estos dos mapas, que reflejan los diferentes sistemas de apoyo público al biogás y al biometano, ilustran igualmente la situación de España, donde actualmente no hay en vigor medida alguna de ayuda específica en ninguno de los dos casos. La dos líneas más extendidas son el feed-in-tariff, tarifa fija con prima por cada unidad producida de electricidad (kWh), con independencia del precio de la electricidad en el mercado mayorista; y la feed-in-premium, prima que depende del precio del mercado y que se suma al beneficio de este. Otras medidas son los sistemas de cuotas, el incentivo a la producción de energía térmica, las excepciones a determinados impuestos y el comercio de biotickets, que solo se desarrolla en los Países Bajos y sirve para compensar el déficit de incorporación de biocombustibles por parte de los proveedores de combustibles.

Blue Power

The professional choice



victron energy
BLUE POWER

www.victronenergy.com

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:

Bornay 

P.I. Riu, Camino del Riu s/n
03420 Castalla (Alicante) España

Tel: (+34) 965 560 025
Fax: (+34) 965 560 752

bornay@bornay.com
www.bornay.com

Queremos acercarte la energía verde

Las energías limpias tienen la capacidad de mejorar nuestro entorno, favorecer el desarrollo económico sostenible, colaborar en la creación de empleo y evitar la importación de combustibles fósiles.

Desde las fuentes renovables hasta donde tú lo necesites queremos acercarte exclusivamente electricidad certificada de origen 100% renovable.

Energía verde, compromiso transparente