



ENERGÍAS RENOVABLES

183
Julio/Agosto 2019

www.energias-renovables.com

@ERenovables

Especial Termosolar

La renovable que puede almacenarse

Eólica: la ola que
viene



REData: datos, datos
y más datos del
sistema eléctrico



ARISTOTELES

Energy Portfolio Analytics

five continents. one solution.



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.

Súmate 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



183

Número 183 Julio-Agosto 2019

Torre central de la termosolar de Ivanpah, en el desierto de Mojave (California). Foto: BrightSource.

Se anuncian en este número

BORNAY.....	4	KAISERWETTER.....	2 y 3
EXPOBIOMASA.....	57	KEY ENERGY.....	51
FACTOR.....	25	SOLARWATT.....	13
GESTERNOVA.....	64	SOLTEC.....	37
GRUPO RED ELÉCTRICA.....	21	VICTRON.....	63

■ PANORAMA

La actualidad en breves	8
Opinión: Javier García Brea (8) / Sergio de Otto (10) / Pablo Corredoira (12) / Rafael Barrera (14)	
Top 10. Lo más leído en junio	16
Fundación Renovables: Una transición energética “urgente e ineludible”	18
REData: datos, datos y más datos del sistema eléctrico (+ Entrevista a Antonio Calvo Roy , director de Relaciones Institucionales y Sostenibilidad del Grupo Red Eléctrica)	22

■ EÓLICA

La ola que viene	28
Entrevista a Mikel Garay Garayoa , director de Desarrollo de Proyectos para España del Grupo Nordex	32

■ SOLAR FOTOVOLTAICA

Como nunca antes	34
------------------	----

■ TERMOSOLAR

La renovable que puede almacenarse	38
El país donde el Sol de mayo alumbra 24 horas	42
Queroseno solar, ¿el futuro combustible de los aviones?	44
Termosolar en América: con signos de estancamiento	48

■ SOLAR TÉRMICA

La climatización con energía solar vuelve a crecer en el mundo	52
--	----

■ BIOENERGÍA

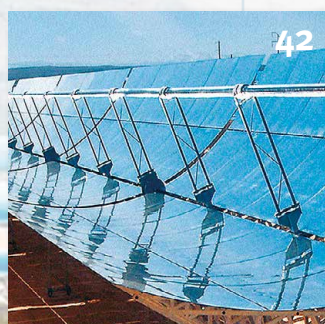
Bioenergía eléctrica en 2017: 110.000 megavatios mundiales, 40.000 en Europa	54
--	----

■ HIDRÁULICA

Entrevista a José Lozano Muñoz , presidente de la Sección Hidráulica de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA)	58
--	----

■ AGENDA

62



Hablamos el lenguaje de las renovables ¿Y tú?

Anúnciate en
**ENERGÍAS
RENOVABLES**

150.000
visitantes únicos
al mes Datos: OJD

El periodismo de
las energías limpias

**ENERGÍAS
RENOVABLES**

**RENEWABLE
ENERGY MAGAZINE**

www.energias-renovables.com

The screenshot displays the homepage of the 'ENERGÍAS RENOVABLES' website. The header includes the site's logo, navigation menus for 'Agenda', 'Cursos', 'Empresas', 'Empleo', 'I+D+i', 'Quiénes somos', and social media links. A secondary menu lists topics like 'Índice', 'Panorama', 'Eólica', 'Solar', 'Biomasa', 'Otras fuentes', 'Almacenamiento', 'Movilidad', 'Iniciativas', 'Opinión', and 'Blog'. The main content area features several articles, including 'Marruecos construirá una pionera central termosolar-fotovoltaica de 800 MW' and 'Argentina: La Ronda 3 del programa RenovAr recibe ofertas para 56 nuevos proyectos renovables que suman más de 350 MW'. A sidebar on the right contains a 'Lo último' section with updates on PPA agreements and a 'La más leído' section. Below the main articles, there are three featured images with captions: 'eólica' (wind), 'panorama' (landscape), and 'biocarburos' (biocarbons). At the bottom, there are sections for 'nexus energía', 'Comercialización de electricidad y gas natural', and a 'panorama' section with a table of data. The footer includes logos for 'nexus energía', 'Comercialización de electricidad y gas natural', 'Master Executive en Desarrollo Sostenible y Responsabilidad Corporativa (Online)', 'SWES 2019 SOLAR+WIND CONGRESS', and 'EDF'.



Bofetada climática

El verano se ha estrenado en las tres cuartas partes de España con temperaturas por encima de los 40°C y una veintena de incendios forestales, favorecidos por el calor y la sequedad del ambiente, que han devorado millares de hectáreas de nuestros secos montes. Al menos dos personas han muerto a consecuencia de esta inusitada ola de calor en el mes de junio, y muchas más han tenido que ser atendidas al sufrir dolor de cabeza, debilidad, pérdida de líquidos y otros síntomas asociados al impacto que supone esta súbita subida de las temperaturas. Por supuesto, también los animales han sufrido sus consecuencias. Domésticos y salvajes. Es difícil hacer un cómputo de cuántos de estos últimos han muerto a consecuencia de los incendios, pero bastaba ver las demoledoras imágenes de los decenas de corderos calcinados o asfixiados a consecuencia del fuego en el municipio de Tarragona para hacernos una idea del alcance del daño.

La ola de calor ha afectado también a otros países europeos, haciendo que las temperaturas hayan subido en algunos casos hasta 14 grados por encima de la media habitual en esta época. En Alemania, Polonia o Francia, los termómetros han rozado o superado los 40 grados, llegando en el municipio galo de Gallargues-le-Montueux a casi alcanzar los 46°C. Jamás, desde que se mantienen los registros, había hecho tanto calor en Francia. Y no es solo Europa. En la costa de California ha hecho tanto calor en junio, que se han hallado cientos de mejillones muertos en las rocas: se habían cocido directamente, al sufrir temperaturas por encima de los 38°C con la marea baja. Mientras tanto, el 30 de junio caía una granizada de tal magnitud en la ciudad mexicana de Guadalajara que llegó a alcanzar el metro y medio de altura, dejando sepultados decenas de coches. Los meteorólogos mexicanos afirman que ha sido la peor tormenta de granizo de la que se tenga registro en el Estado de Jalisco.

Hay quien sigue preguntándose si el cambio climático existe. Y hay quien, aunque no lo dude, no le importa tomar decisiones que disparan aún más las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera. Tomemos el caso de Madrid. Ahora, desde el 1 de julio hasta el 30 de septiembre, todo tipo de vehículos puede circular por Madrid Central, el área de bajas emisiones, sin importar cuánto contamine. Los responsables del nuevo Ayuntamiento dicen que así podrán evaluar cómo ha funcionado el proyecto de la anterior alcaldesa, Manuela Carmena, y proponer un modelo de movilidad alternativo. Sin embargo, para conocer esos datos no hacen falta tres meses, ni siquiera un día. Solo hay que mirar el último informe mensual de Ecologistas en Acción sobre la calidad del aire en Madrid para comprobar que la contaminación ha bajado a niveles históricos en la ciudad: la media es de 22 microgramos por m3 de contaminante en mayo, la cifra más baja registrada desde 2010 (y eso que ese mes solo llovió un día). Y no solo se ha reducido dentro del perímetro que estaba vetado al tráfico, también se observan reducciones significativas en las zonas circundantes.

¿Que al nuevo Ayuntamiento no les gustan los informes de los ecologistas? Que miren entonces lo que se está haciendo en ciudades como París, Berlín o Londres para reducir la contaminación causada por el tráfico. O la última actualización del informe de la Agencia Europea del Medio Ambiente sobre Calidad del aire en Europa, en donde queda claro que la contaminación atmosférica es el mayor riesgo de salud en Europa. Además, reduce la esperanza de vida y contribuye a la aparición de enfermedades respiratorias, cardíacas y hasta el cáncer. En realidad, hay tantos estudios que alertan sobre los efectos de la contaminación atmosférica que resulta ofensiva la explicación dada por el nuevo consistorio madrileño.

En este número de *Energías Renovables* hacemos un nuevo recorrido por las numerosas alternativas –no solo sostenibles sino económicamente rentables– que tenemos a nuestro disposición para hacer frente a este y otros problemas que exacerban la crisis climática. En esta ocasión nos hemos centrado, muy especialmente, en la energía solar termoeléctrica, en la que las empresas españolas son líderes, y en uno de los estudios que se están llevando a cabo para, a partir de la radiación solar como fuente de energía, obtener combustibles limpios para la aviación. Repasamos, también, el poder del sol para climatizar nuestros hogares, los avances de la eólica en el mar y nos metemos de lleno en REData, el nuevo espacio web con infinidad de gráficos, tablas y magnitudes del sistema eléctrico español, donde cada uno de nosotros podemos comprobar que la red eléctrica española es, cada vez, más lista.

Volvemos en septiembre, ¡buen verano!

Pepa Mosquera
Pepa Mosquera



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 Zsolosz.

CONSEJO ASESOR

Vicente Abarca

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

Mar Asunción

Responsable de Cambio Climático de WWF/España

Pablo Ayesa

Director general del Centro Nacional de Energías Renovables (Cener)

Mercedes Ballesteros

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

Jorge Barredo

Presidente de la Unión Española Fotovoltaica (UNEf)

Luis Crespo

Presidente de Protermosolar

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)

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

Begoña María-Tomé Gil

Coordinadora del Área de Cambio Climático y Energía de ISTAS-CCOO

Antoni Martínez

Senior Advisor de InnoEnergy

Miguel Ángel Martínez-Aroca

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

Emilio Miguel Mitre

Director red Ambientes

Joaquín Nieto

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

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

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

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

+34 91 663 76 04

publicidad@energias-renovables.com

advertising@energias-renovables.com

Imprime: Aries

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.



Javier García Brea
Asesor en políticas
energéticas y Presidente
de N2E
→ jgarciabrea@imediapres

Contra la neutralidad tecnológica

Las petroleras, fabricantes de vehículos y el sector gasista defienden el mismo discurso contra la transición energética de Donald Trump, cuyo secretario de Energía acaba de calificar el gas esquisto de EEUU, que importan nuestras eléctricas, como el gas de la libertad para Europa. Igual que las invectivas del presidente de Repsol contra los objetivos del Ministerio para la Transición Ecológica, que han coincidido con la presentación del *Statistical Review* de BP en la que la petrolera, en otro ejercicio de cinismo, reconoce que el incremento de las emisiones es un camino insostenible y que el objetivo debe ser la descarbonización de la economía.

Descarbonizar significa reducir las emisiones a cero. La descarbonización es incompatible con el carbón, el gas, el petróleo y con la ambigüedad que representan conceptos como la transición justa y derechos de emisión gratuitos para sectores contaminadores, la captura de CO₂ o energías alternativas para el transporte.

En contra de la opinión de A. Brufau, España no solo puede sino debe liderar la transición ecológica por dos razones: es el país con mayor incremento de emisiones en Europa, un 15,4% más desde 1990, y no va a cumplir el compromiso del Acuerdo de París para reducir las un 40% en 2030; en el mejor de los casos se quedará en el 21%.

Las ayudas mundiales a los combustibles fósiles han crecido un 12% en 2017 y superan la inversión renovable. Los informes de la ONU sobre biodiversidad y medio ambiente denuncian la sexta extinción en el planeta y el incremento de la temperatura, que ha alcanzado 1,2°C y superará los 2°C en 2050. En España las exenciones del impuesto de hidrocarburos superan las ayudas a las renovables y en las principales ciudades españolas el aumento de la temperatura ya ha superado los 2°C. Solo hay una explicación: los objetivos ambientales no son una prioridad política.

Los combustibles fósiles son los perdedores de la transición energética. Quienes reclaman la neutralidad tecnológica y tratar por igual a la energía fósil y la energía limpia, intentan presionar a los gobiernos para frenar la acción climática. Pero con el CO₂ no cabe la neutralidad tecnológica; por eso la exigen los sectores que más contaminan, que necesitan producir emisiones para cuadrar los balances y retribuir a sus accionistas.

Los informes de la ONU dicen que hay que cambiar el concepto de crecimiento. No cabe aplicar la neutralidad tecnológica entre crecimiento con CO₂ o sin CO₂, con empleo precario o empleo de calidad, con menos innovación tecnológica o con más productividad, con alta demanda de energía o con alta eficiencia energética. La defensa de la neutralidad tecnológica solo conduce a mantener un PIB inundado de CO₂ y agravar la vulnerabilidad de España ante la próxima crisis. Si el IBEX descontara sus costes ambientales perdería más de una tercera parte de su valor.

Los observatorios de Mauna Loa (Hawái) e Izaña (Tenerife) han detectado este año niveles de concentración de CO₂ nunca vistos, más de 415 partes por millón. El Banco Mundial ha pronosticado que si la temperatura sigue subiendo al ritmo actual se verán recortes entre un 15% y 25% del PIB. ¿Se puede dejar al mercado la solución al cambio climático? No solo hay que cambiar el concepto de PIB, incluyendo los costes del CO₂; también hay que cambiar el concepto de gasto público y abandonar la indiferencia ante el daño medioambiental.

Aumentar la inversión pública y los recursos destinados a la descarbonización de la economía debería ser la principal política anticrisis y no repetir la gestión de la gran recesión de 2008 de los anteriores gobiernos que han agravado el problema medioambiental. España es el país que más incumple las normas ambientales europeas. Es un liderazgo que beneficia a unos pocos grupos empresariales, pero que pagarán toda la sociedad y las futuras generaciones.

Con el CO₂ no
cabe la neutralidad
tecnológica; por eso
la exigen los sectores
que más contaminan,
que necesitan producir
emisiones para cuadrar
los balances y retribuir
a sus accionistas

Super PV, el proyecto que busca volver a situar la fotovoltaica europea en el podio mundial

La española Ayesa es una de las compañías que participan en el proyecto Super PV, iniciativa que arrancó hace un año con el objetivo de desarrollar sistemas fotovoltaicos europeos de máxima calidad y competitivos a nivel mundial, para lo cual buscan reducir los costes de esta tecnología entre un 26 y un 37%.

Super PV se centra en el desarrollo de sistemas fotovoltaicos basados en una combinación híbrida de innovaciones tecnológicas y diferentes soluciones de operación, con el objetivo de acelerar su despliegue a gran escala en Europa y ayudar a las empresas de la UE a recuperar el liderazgo en el mercado mundial. Está presupuestado en 11,6 millones de euros, 9,9 de los cuales los aporta la UE a través del programa H2020.

El proyecto contempla diferentes paquetes de trabajo. Uno de ellos se centrará en diseñar un modelo BIM (*Building Information Modelling*) específico para plantas fotovoltaicas que permita la visualización del proyecto en 3D y un trabajo colaborativo, multidisciplinar y más eficiente. Dentro de este área, Ayesa desarrollará una plataforma tecnológica de operación y mantenimiento (O&M) inteligente, que aplique las ventajas del IoT y el *Data Mining* a la explotación de plantas fotovoltaicas. Con ello se persigue mejorar la rentabilidad y la eficiencia de las instalaciones. Asimismo, la firma española implementará un modelo *Digital Twin* (réplica virtual de un objeto o sistema que simula el comportamiento de su homólogo real) que permita anticipar y evitar averías, así como pérdidas facilitando un mantenimiento predictivo de las plantas.

En una segunda fase, Super PV prevé hacer una demostración de todos los desarrollos en tres escenarios diferentes. Ayesa se hará cargo del clima tropical y húmedo. De este modo, se instalarán prototipos de tres tecnologías diferentes de paneles e inversores y se monitorizarán los rendimientos correlacionando los resultados con las medidas de temperatura, humedad e irradiancia solar. El consorcio está liderado por Uab Soli Tek R&D en colaboración con el grupo de investigación Protech de la universidad de Lituania. Por parte española, además de Ayesa participan Tecnan (especializada en nanoproducción), el centro tecnológico Lude-terra y el Instituto de Investigación en Energía de Cataluña, IREC.

■ Más información:

→ www.superpv.eu

■ Las renovables eléctricas prosiguen su avance

Seis de las 17 comunidades autónomas de España generaron en 2018 más de la mitad de su electricidad a partir de fuentes renovables. A destacar Castilla y León, donde la generación renovable superó el 75%. En el conjunto del Estado, la media se situó por encima del 38%, con la eólica como principal protagonista, según los datos proporcionados por Red Eléctrica.

El informe “Las energías renovables en el sistema eléctrico español”, que Red Eléctrica publica por tercer año consecutivo, muestra que el parque de generación con fuentes de energía renovables en España a finales del 2018 ascendió a 48.612 MW, y con él se produjo algo más del 38% de la generación nacional (el 32% en 2017). En total, se generaron 100.314 GWh de electricidad limpia gracias a estas tecnologías.

Todo ello pese a que el año pasado la potencia instalada renovable creció muy poco, un 0,9 % respecto al año anterior, lo que supone 427 MW más que en el 2017. Este incremento se hizo, sobre todo, con tecnología eólica, que aportó el 88,4% de la nueva potencia. Aunque a mucha distancia, la segunda fuente que más creció fue la solar fotovoltaica, con 26 MW adicionales. El resto de las tecnologías renovables tuvieron incrementos muy pequeños o nulos. De acuerdo con REE, desde 2009 se han instalado en España más de 8.500 MW renovables.

El operador del sistema explica que el aumento de generación con renovable en 2018 se debe a la confluencia de tres factores: una mayor producción hidráulica (2018 fue un año húmedo), una mayor generación con la energía del viento, y un descenso de la producción total de energía. Como consecuencia de ello, la producción con centrales térmicas de carbón bajó hasta el 14,1% (17,1% en 2017) lo que hizo disminuir las emisiones de CO₂ en un 13,8% respecto a las del año anterior. Aún así, estas emisiones fueron algo superiores a los del 2016.

La eólica continúa siendo la tecnología renovable más importante en el *mix* de generación español: el año pasado supuso el 19 % de la producción total, lo que la sitúa a 1,4 puntos porcentuales de distancia de la generación con nuclear, que es la tecnología que más peso tuvo en el conjunto de la generación de electricidad peninsular.

En total, la eólica produjo 49.570 GWh, valor que aunque pueda parecer elevado es inferior en un 9,4% a la máxima producción eólica realizada en el año 2013, con un 2,1% de potencia instalada inferior. La eólica creció un 1,6% en 2018 respecto a 2017. Por comunidades, el mayor crecimiento tuvo como escenario Canarias, que prácti-

camente ha duplicado la potencia instalada en aerogeneradores en un año. En Aragón y Galicia –dos de las cinco CCAA con mayor potencia eólica instalada–, la energía del viento creció un 4,7 % y un 2,0 % respectivamente.

La generación a partir del agua (REE incluye también la gran hidráulica) fue 1,8 veces superior a la de 2017, debido a que en 2018 llovió bastante más. Eso permitió que la producción hidráulica fuera de 34.106 GWh, lo que equivale al 13,1% del total del total nacional. En España hay instalados 17.040 MW hidroeléctricos, pero la generación de esta tecnología es muy variable, llegando en años húmedos a superar los 40.000 GWh, mientras que en años secos ese volumen se reduce a más de la mitad.

En cuanto a energía solar eléctrica, la potencia instalada a finales del 2018 era de 7.018 MW, 4.714 MW correspondientes a solar fotovoltaica y 2.304 MW a termosolar, lo que representa alrededor del 7 % del total de la potencia instalada en España. Estas tecnologías produjeron 12.183 GWh, un 11,4 % menos que el año anterior. Este valor representa el 4,7% del total de la generación anual en 2018, 3% para la fotovoltaica y el restante 1,7 % para la solar termoelectrica.

El resto de tecnologías renovables de generación eléctrica (biomasa, biogás, energías del mar...) produjeron conjuntamente, según los datos del operador del sistema, algo menos del 2% del total nacional.

■ LAS COMUNIDADES CON MÁS INSTALACIONES

En cuanto a la distribución geográfica de la potencia renovable, cinco comunidades autónomas acaparan casi el 70% del total instalado. Son, de mayor a menor, Castilla y León, Galicia, Andalucía, Castilla-La Mancha y Extremadura. Sobresalen las dos Castillas, ya que en torno al 75% de su potencia instalada es renovable. REE también indica que en 2018, en seis CCAA más del 50 % de su generación fue de origen renovable: Castilla y León, Navarra, Aragón, Galicia, Castilla-La Mancha y La Rioja. A destacar Castilla y León, en donde estas fuentes representaron más de tres cuartas partes de su generación total.

En comparación con el resto de los países europeos, España ha escalado de la sexta posición que ocupaba en 2017 a la quinta en 2018 por volumen de generación renovable. En cuanto a la participación de estas fuentes en la generación total, España sigue presentando cifras superiores a la media europea, con la particularidad de que en 2018, coincidiendo con la elevada hidraulicidad, el diferencial respecto a la media se situó en 7 puntos porcentuales, frente a los 3,5 puntos del año anterior.

■ Más información:
→ www.ree.es





Sergio de Otto
Consultor en Energías
Renovables
→ sergiodeotto@seocom.com

La obligación moral de trabajar en un Pacto de Estado de la Energía

En el magnífico informe presentado por la Fundación Renovables este pasado mes de junio, “Escenarios, políticas y claves para la Transición Energética”, se incide una vez más en la necesidad de alcanzar un Pacto de Estado de la Energía que califica de “necesario, imprescindible e irrenunciable”. No es ni la primera vez que la Fundación demanda ese acuerdo, ni es la única voz que lo reclama. En esta misma columna lo he pedido yo también en varias ocasiones y en muy distintos momentos.

¿Por qué ahora de nuevo es tan “necesario, imprescindible e irrenunciable” ese acuerdo? La respuesta es en principio sencilla. Hoy sabemos mucho más sobre lo deprisa que se agrava la crisis climática, cada día es más evidente que tenemos las herramientas para hacerle frente, hay un presidente de gobierno en funciones que cita la transición ecológica como el primer eje del nuevo mandato al que aspira y una conciencia ciudadana, sino mayoritaria todavía, si suficiente para respaldar ese camino.

También hay obstáculos, lamentablemente. En primer lugar, la vergonzosa campaña de la primera empresa energética del país cuyo presidente va reclamando un frenazo a ese proceso, como hace diez años lo hacían las eléctricas ante el desarrollo de las renovables. El único argumento, que no cita, del señor Brufau para denunciar el exceso de ambición de España en ese camino es su cuenta de resultados, no hay otro. Y tiene razón, pero de eso no tiene la culpa más que su ceguera ante el hecho incontestable de que su negocio es la primera causa del problema al que se enfrenta la humanidad. No ha reorientado su negocio más que para poner una pequeña guinda verde en su pastel marrón.

El segundo obstáculo es la postura del principal partido de la oposición que, si bien se ha librado del lastre de la obsesión anti-renovable de los Nadal que condicionó su política en sus últimos siete años de gobierno, no acaba de entender que en este tema no estamos ante una opción ideológica, sino ante unos hechos irrefutables que cada día son puestos más en evidencia por la comunidad científica. No invita al optimismo que ese partido para recuperar su feudo local más apreciado haya puesto por delante el falaz argumento de la libertad de los ciudadanos a circular como les de la gana a la salud de las personas que viven en el centro de Madrid. Lo peor es que les ha funcionado.

Del tercer partido en discordia cabe temer que su discurso, otrora sensible a la lucha contra el cambio climático, se radicalice en contra de esta batalla por el simple hecho de que al frente esté quien estuvo a punto de ser su socio y hoy es el representante del mal sobre la tierra.

Bueno, pues a pesar de estos descorazonadores ejemplos de una lista que podría ser muy larga, uno insiste en que nuestra clase política —empezando por quien está en el poder— tiene la obligación moral de buscar ese acuerdo. Para el PSOE, sin duda, sería relativamente fácil sacar adelante una ley de Cambio Climático y Transición Energética que dejara muy satisfechos a sus redactores y que aplaudiríamos con entusiasmo todos los que estamos comprometidos en esta tarea de revertir nuestra actual forma de actuar. Pero nos estaríamos engañando porque esa Ley sería papel mojado si desde el día de su aprobación tiene los días contados por el rechazo que suscite en los partidos de la oposición que más tarde o temprano llegarán al poder.

No, eso no es lo que necesitamos, lo que estamos reclamando es un marco adecuado para saber que más allá de la duración de una legislatura hay un acuerdo básico (y en este caso un mal acuerdo es mejor que un buen texto unilateral) que garantice que la transición ecológica, que el cambio de modelo energético, son política de Estado.

Sí, es muy difícil siquiera sentarles a la mesa para explorar las posibilidades de éxito pero alguien en la clase política tendrá que asumir esa tarea. Si la convalidación del RDL 15/2018 de medidas urgentes para la transición ecológica solo tuvo dos votos en contra es que el milagro es posible. ¡Pónganse a trabajar!

Lo que estamos reclamando es un marco adecuado para saber que más allá de la duración de una legislatura hay un acuerdo básico que garantice que la transición ecológica, que el cambio de modelo energético, son política de Estado

“Renueva tu manera de pensar”

EDP, Vestas y Siemens Gamesa han lanzado una campaña de sensibilización eólica en cinco países: Portugal, España, Italia, Francia y Brasil. Colaboran en la iniciativa otros 20 actores del sector. El lema de la campaña es «Renueva tu manera de pensar» y su principal objetivo es “ofrecer argumentos que apunten a la percepción y conocimiento sobre los beneficios de las renovables en general, y de la eólica en particular”. La iniciativa, que apuesta por el humor y la frescura, ha sido especialmente pensada para influir en los *millennials* (individuos de entre 18 y 30 años).

Por eso, la campaña está “orientada —explican sus promotores— hacia la viralización y el entretenimiento, y se estructura en ingeniosos vídeos provocativos, *gifs*, y *landings* con argumentos reales e informativos sobre la competitividad de la energía eólica, su aportación al medio ambiente y sus beneficios para las economías locales”. EDP Renováveis, Vestas y Siemens Gamesa Renewable Energy han actuado como empresas tractoras de esta campaña, facilitando los principales contenidos. A ellas tres se ha unido una veintena de agentes del sector eólico, entre los que se encuentran no solo otras grandes compañías, como la alemana Enercon, Acciona o AleaSoft, sino también la patronal francesa del sector (France Energie Eolienne), la italiana (Associazione Nazionale de Energia del Vento), la Associação Portuguesa de Energias Renováveis o la Asociación Empresarial Eólica española (AEE). “Para el sector eólico español es fundamental concienciar de la importancia del crecimiento de la aportación de las renovables en el país para cumplir con los objetivos de Plan Integral de Energía y Clima, así como con los objetivos marcados por Europa para 2030”, señalan desde AEE.

La campaña se lanzó el 24 de junio de forma simultánea en los cinco países señalados a través de perfiles en Youtube, Twitter, Instagram y Facebook, desde donde se dirige al público hacia la *landing-page* de la campaña.

■ **Más información:**

→ www.aeeolica.org



■ Minirredes, la solución para 500 millones de personas

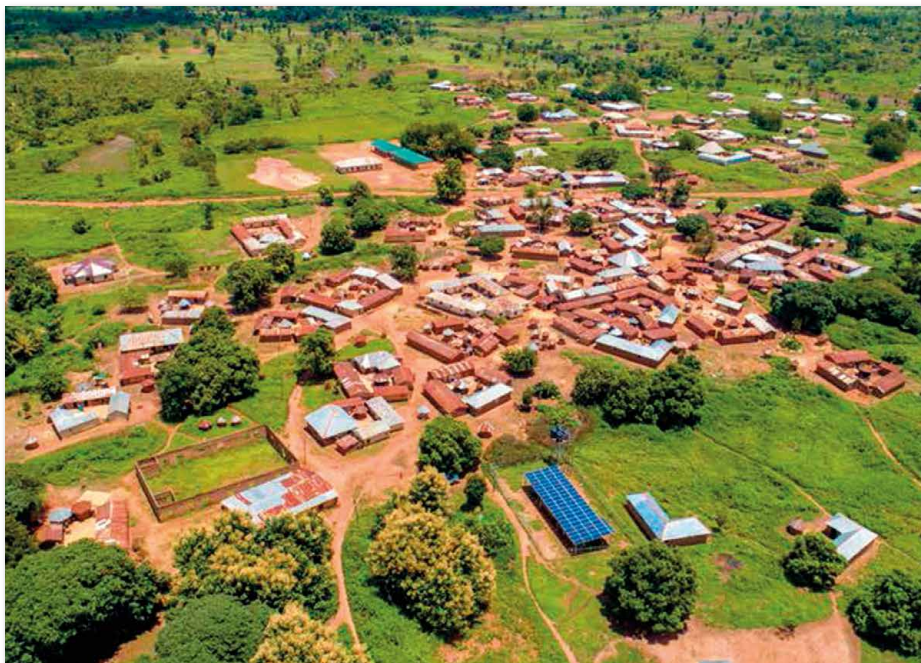
Un informe del Banco Mundial que acaba de ser presentado en Washington estima que, “a más tardar en 2030, las minirredes, antes consideradas una solución para necesidades específicas, podrán suministrar electricidad a 500 millones de personas y ayudar así a reducir la brecha energética”. La entidad asegura que, “debido a una combinación de factores, como la caída de los costos, el importante aumento en la calidad del servicio y un entorno de políticas favorables, dicha modalidad se ha convertido en una opción que puede ampliarse para complementar los sistemas de extensión de redes y de energía solar para uso doméstico”.

“Mini Grids for Half a Billion People: Market Outlook and Handbook for Decision Makers” (Minirredes para 500 millones de personas: Perspectivas del mercado y manual para los encargados de tomar decisiones) es, según la institución financiera, “el estudio más completo sobre minirredes que existe hasta el momento”. El objetivo del mismo es proporcionar a los encargados de formular políticas, los inversores y los desarrolladores inmobiliarios distintas ideas sobre cómo pueden ampliarse las minirredes. Además, el informe evalúa el mercado y la industria globales, analiza costos e innovaciones tecnológicas “y demuestra la importancia de las microfinanzas y del uso rentable de la electricidad”.

Los autores del informe sostienen que, “en comparación con los sistemas de red principal y de energía solar para uso doméstico, las minirredes constituyen una solución más viable para áreas con alta densidad poblacional y demanda media de electricidad”. Y es que, por lo general -añaden-, los costos de extender la red principal para brindar servicio a comunidades remotas son “sumamente elevados”. Según el BM, actualmente ya hay en todo el mundo alrededor de 19.000 minirredes (en 134 países), “lo que representa una inversión total de 28.000 millones dólares y permite abastecer de electricidad a unos 47 millones de personas”. La mayoría de las minirredes se encuentra en Asia, mientras que la proporción más importante de las instalaciones previstas corresponde a África.

CINCO MIL MILLONES DE DÓLARES

Según los datos recabados por el Banco Mundial, en la actualidad, la inversión total en minirredes en países con poco acceso a la electricidad en África y Asia asciende a cinco mil millones de dólares estadounidenses (5.000 M\$). Los autores del informe



calculan que para conectar, a más tardar en 2030, a 500 millones de personas a 210.000 minirredes en estas regiones se necesitan 220.000 M\$: “es necesario -señalan- que los países de todo el mundo movilicen activamente la inversión privada, por ejemplo, estableciendo políticas que respalden programas integrales de electrificación, promoviendo modelos comerciales viables y proporcionando fondos públicos, como subsidios basados en el desempeño”.

Riccardo Puliti, director superior de Energía y Actividades Extractivas del Banco Mundial, afirma que “el compromiso de la entidad con las minirredes representa, aproximadamente, un cuarto de la inver-

sión total de los sectores público y privado en nuestros países clientes. La cartera del Banco está compuesta por 37 proyectos de minirredes en 33 países, con un compromiso total por más de 660 M\$. Se estima que esta inversión permitirá movilizar otros 1.100 M\$ en cofinanciamiento”.

Según el Banco, las minirredes, además de ser económicas, traen impactos ambientales positivos: “con 210.000 minirredes que utilicen energía solar se ayudaría a evitar 1.500 millones de toneladas de emisiones

de dióxido de carbono en todo el mundo”. Además, “ofrecen a las empresas nacionales de electricidad una solución que favorece a todos dentro del sector, dado que allanan el camino para que en el futuro la red pueda extenderse de una manera económicamente más viable; y es que, para cuando llegue la red principal, ya existirá una importante demanda de electricidad y los clientes tendrán más posibilidades de pagar el servicio gracias a los usos productivos que hayan generado con las minirredes”.

■ Más información:

→ <https://openknowledge.worldbank.org/handle/10986/31926>



Pablo Corredoira
Socio de Haz Energía
→ pablo.corredoira@hazenergia.es

Canibalismo en el autoconsumo

Parece como si, pese a los buenos tiempos que ahora empezamos a ver, pesasen más las penurias y estrecheces sufridas en los últimos años. Solo así se explica la estrategia “kamikaze” de algunas empresas, a las que lo único que les importa es el cierre de operaciones al precio que sea. Y justo sobre el precio de las instalaciones trata este artículo.

A día de hoy, la mayor parte de las empresas y, sobre todo, los supervivientes de la crisis, somos conscientes de la “guerra” salvaje de precios en la que hemos entrado. Una situación que, lejos de ser competencia sana, lo único que hace es debilitarnos como sector.

El producto de autoconsumo se está devaluando y los precios no reflejan la madurez, la consistencia de la tecnología, ni el buen hacer o el conocimiento especializado de los profesionales del sector.

La realidad es que no es extraño encontrarse con ofertas que incluyen bajadas temerarias en el precio. Y créanme que les hablo con conocimiento de causa. Diseñamos instalaciones y elaboramos semanalmente un elevado número de propuestas comerciales para bastantes empresas del sector que, muchas veces, nos piden defender su propuesta frente a las de la competencia, por lo que tenemos un buen termómetro de los precios y de la composición de los mismos.

Pues bien, hemos visto ofertas de menos de 100 kW a unos costes €/Wp instalados menores que los de una instalación de 1 MW de potencia. Esto, perdón por la franqueza, carece de cualquier sentido y va en contra de toda lógica económica y empresarial. En realidad es indicativo del hundimiento de los márgenes industriales, a favor del volumen adquirido.

Frente a otros sectores en los que no se trabaja con unos márgenes inferiores al 20%, aquí observamos que algunas empresas operan por debajo del 10%, y eso es insostenible. O bien, la mano de obra no está remunerada (cosa que dudo, dada la alta demanda de profesionales existente) o bien no se trabaja con margen, porque en los equipos principales tampoco existe mucha diferencia. Todo aquél que trabaje con marcas contratadas y a través de un distribuidor (algo crítico, a mi modo de ver en este sector) maneja unos precios que como mucho, y en términos generales, oscilan entre 0,3–0,4 €/Wp respecto del resto de ofertas. Es decir, o se trabaja sobre el margen o sobre el coste de personal. No puede ser de otra manera, salvo ofertas que tiren el precio inicial y luego lo recuperen por la vía del mantenimiento del activo, algo que al final no deja de ser hacer trampas al solitario.

Pero, ¿qué ocurre cuando se trabaja con estos márgenes? Por un lado, se echa del camino a mucha competencia y por otro no se garantiza la viabilidad de la empresa. El hecho de ajustar los precios a la realidad de los costes y las expectativas de beneficio de las empresas, permite a estas tener un colchón futuro para que, el día de mañana, cuando el campo no esté tan verde y florido, puedan tirar de los remanentes pasados y asegurar su continuidad. Es decir, en realidad el hecho de encarecer los precios, o más bien, ajustarlos al contexto y al tipo de trabajo técnico que se desempeña (ojo, no estamos hablando de consolas o lavadoras, sino de una instalación de producción de energía), lo que implica es la garantía de un servicio postventa al cliente a largo plazo.

Al cliente se le debe transmitir este hecho, hacerle ver que su producto estará en funcionamiento durante más de 30 años y que no es el precio el principal aspecto que debe valorar (aunque es importante), sino que al pagar un “surplus”, el instalador le está garantizando que le acompañará durante toda la vida de la instalación.

No hablamos de sacarle los ojos al autoconsumidor, sino simplemente de retribuir coherentemente una actividad en la que ganamos todos, tanto él como los profesionales del sector. En resumen, calidad frente a cantidad. Eso es por lo que debemos abogar.

El producto de autoconsumo se está devaluando y los precios no reflejan la madurez, la consistencia de la tecnología, ni el buen hacer o el conocimiento especializado de los profesionales del sector

Siemens Gamesa almacena electricidad en piedras volcánicas

La multinacional germano española ha inaugurado en la ciudad alemana de Hamburgo una instalación de almacenamiento térmico de energía eléctrica. La instalación, que cuenta con unas mil toneladas de piedra volcánica que almacenan la energía, se alimenta de energía eléctrica convertida en aire caliente a través de un calentador por resistencia y un insuflador de aire, que calienta las rocas hasta alcanzar los 750°C. Durante los picos de demanda, ETES emplea una turbina de vapor para la re-electrificación de la energía almacenada. De esta manera —explican desde la compañía—, la planta piloto ETES puede almacenar hasta 130 megavatios hora de energía térmica durante una semana. Además, la capacidad de almacenamiento del sistema se mantiene constante durante los ciclos de carga.

La compañía ha explicado que “este proyecto piloto quiere demostrar cómo se integra este sistema en la red de manera regular y probar el almacenamiento térmico a gran escala”. Siemens Gamesa ya ha anunciado que planea utilizar la tecnología de almacenamiento en proyectos comerciales y escalar la capacidad de almacenamiento y su potencia: “el objetivo —adelantan desde la empresa— es almacenar energía en el rango de varios gigavatios hora (GWh) en el futuro próximo” (un gigawatio hora es el equivalente al consumo diario de electricidad de unos 50.000 hogares).

El proyecto, financiado por el ministerio alemán de Economía y Energía, ha contado con el apoyo de científicos del Instituto de Dinámica de Termodinámicos de la Universidad Técnica de Hamburgo, que se han encargado de la investigación sobre los fundamentales termodinámicos, y del proveedor municipal de energía Hamburg Energie que, además de vender la energía almacenada ha desarrollado una plataforma informática a la que se conecta la instalación para garantizar el máximo beneficio posible mediante un uso optimizado del almacenamiento. Según Siemens Gamesa, “esta instalación reduce los costes de almacenamiento a una fracción del nivel habitual de almacenamiento en baterías”.

■ Más información:

→ www.siemensgamesa.com

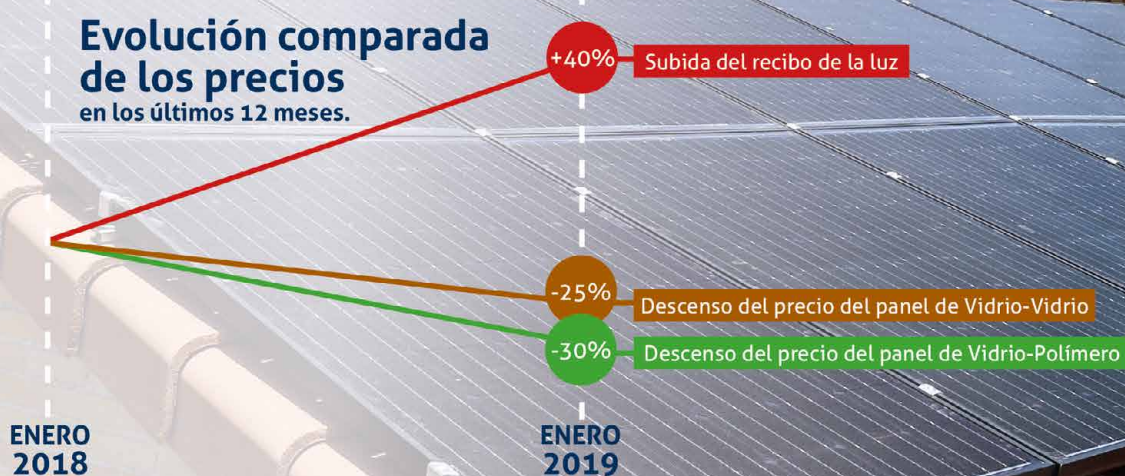


El precio de la electricidad en subida libre

¿TIENE TECHO EL RECIBO DE LA LUZ?

CON SOLARWATT, SE LO PUEDE PONER.

Evolución comparada de los precios en los últimos 12 meses.



CALIDAD ALEMANA CON LA MAYOR GARANTÍA DEL MUNDO

PRODUCTO	GARANTÍA
Módulo Doble Vidrio Vision 60M 280kWp	30 años de integridad física y garantizado del 87% de potencia al final del periodo. La mayor garantía del mundo
Módulo Vidrio Polímero	12 años
Batería MY Reserve	10 años sin límite de ciclos de carga-descarga
La instalación	Seguro a todo riesgo de 5 años ampliables que cubre todo tipo de daños y contingencias

Los costes de la luz en España siguen subiendo desbocados. En enero eran un 40% superiores a los de hace exactamente un año. Ocupamos el quinto puesto en el ranking de precio de la electricidad en la Unión Europea y el 1 de enero tuvimos la electricidad más cara de Europa.

La buena noticia es que en ese mismo año, nuestra tecnología de producción nos ha permitido reducir los precios de nuestros módulos standard en un 30% y los de Doble Vidrio, en un 25%.

Ahora que se han eliminado las barreras al autoconsumo, tiene la oportunidad de poner techo a sus gastos de electricidad.

Haga números y contacte con nosotros. Estaremos encantados de ayudarle a tomar una buena decisión. Con las máximas garantías.

Solarwatt Energy Solutions Spain

c/ Real, 12-B. Villanueva de la Cañada, 28691 Madrid

Tf.: 917 236 854 | info.spain@solarwatt.com

 **SOLARWATT®**
power to the people



Rafael Barrera
Director de Anpier
→ rafael.barrera@anpier.org

Previsión de infraestructuras y planes de contingencia frente al cambio climático

La evidencia del advenimiento de un escenario climático hostil para la vida –al menos tal y como la hemos conocido hasta ahora– como dramático legado de los desmanes energéticos cometidos durante la última centuria, ha calado en la hedonista sociedad occidental, que está articulando una respuesta local a través de objetivos porcentuales de descarbonización, que se celebran como grandes logros al plasmarse sobre el papel, porque se les atribuye optimistas conjeturas en el control del incremento de la temperatura y, en consecuencia, sobre unas proyecciones, virtuales, de la mejora de los indicadores de alarma.

A pesar de que la Europa contenida en la Unión Europea –una pequeña región del planeta– cumpla con sus loables objetivos y con la reducción del 40% de las emisiones de gases de efecto invernadero en 2030 y de un 80–95% en 2050, corremos el riesgo de que los indicadores climáticos no se comporten como se espera y, si la realidad desacredita las previsiones, situaremos a nuestra sociedad en un doloroso punto de no retorno y sin capacidad para afrontar los quebrantos a los que quedarán expuestos.

Esperar lo mejor y prepararse para lo peor no solo es compatible, sino necesario y responsable. Por eso hay que diseñar planes de contingencia que puedan implementarse si los presagios más agoreros se verifican en temperaturas medias de la Tierra de más de 5°C para finales del siglo.

Frente al previsible incremento de lluvias torrenciales e inundaciones, es preciso identificar y actuar sobre las zonas que mayor exposición puedan tener a estos fenómenos extremos, con actuaciones preventivas sobre cauces de los ríos, infraestructuras de comunicación y núcleos urbanos. Para poder afrontar los periodos de sequía, parece aconsejable el estudio de nuevas infraestructuras para el almacenamiento y el tratamiento de aguas, lo que nos permitiría garantizar los suministros para usos urbanos, agrarios e industriales. Con el objeto de combatir el muy probable aumento de los incendios forestales es urgente modernizar los sistemas de alerta temprana y extinción, así como medidas preventivas en el cuidado de nuestros montes.

El aumento del nivel del mar, causado por el deshielo de los polos y los glaciares, amenaza con transformar la tradicional geografía del viejo continente, la comunidad científica alerta del grave riesgo de inundación de ciudades costeras, lo que supondría una catástrofe sin precedentes, ya no sólo por pérdida del patrimonio natural y cultural, sino por el colapso económico y los enormes movimientos migratorios. Es también imprescindible monitorizar y tener previstas actuaciones de contención para proteger el territorio continental e insular, recurriendo, si fuera necesario, a grandes infraestructuras previstas y analizadas por la UE y considerar tanto sus impactos ambientales como su financiación.

En este sentido, los productores fotovoltaicos españoles fueron un buen ejemplo de visión de futuro y de cómo ordenar los escasos recursos económicos para realizar inversiones de largo plazo en soluciones éticas y tecnológicas en aras del bien común. Gracias a la contribución de 60.000 familias españolas, podemos disponer de una tecnología, la fotovoltaica, que nos permite generar energía limpia, inagotable y a precios impensables hace una década. Ellos nos dieron la llave que nos permite ahora abrir la transición energética y ecológica para frenar la evolución del cambio climático, y no habrá transición justa sin este reconocimiento. Pero esta transición ha de ir acompañada de planes de contingencia, que articulen acciones preventivas y nos doten de unos mecanismos de defensa si, a pesar de todos los esfuerzos, no fueran suficientes para evitar los estragos naturales a los que estamos expuestos, por una inesperada evolución en el comportamiento de la atmósfera y los océanos, o por un descontrol de las emisiones de gases de efecto invernadero en otras regiones del Planeta.

Esperar lo mejor y prepararse para lo peor, no solo es compatible sino necesario y responsable. Por eso hay que diseñar planes de contingencia que puedan implementarse si los presagios más agoreros se verifican

El magnetismo puede ser clave para impulsar la economía del hidrógeno

La necesidad de encontrar una alternativa sostenible a los combustibles que producen CO₂ es acuciante, y una de las opciones es recurrir al hidrógeno generado por la separación del agua, la reacción en la que el agua se descompone en oxígeno e hidrógeno. Ahora, investigadores del Institut de Recerca Química de Catalunya pueden haber encontrado la clave para acercarnos a esta economía del hidrógeno de una manera inesperada.

En un artículo publicado en *Nature Energy*, científicos del ICIQ describen cómo, por primera vez, se ha utilizado un imán para mejorar directamente la producción de hidrógeno en agua alcalina dividida por electrólisis. “La simplicidad del descubrimiento abre nuevas oportunidades para implementar la mejora magnética en la división del agua. Además, el bajo costo de la tecnología la hace apta para aplicaciones industriales”, explica Felipe A. Garcés-Pineda, primer autor del artículo.

La investigación muestra cómo la presencia de un campo magnético externo e inducido al acercar un imán de neodimio al electrolizador estimula la actividad electrocatalítica en el ánodo, en algunos casos, duplicando la producción de hidrógeno. Los científicos indican que el campo magnético afecta directamente a la vía de reacción al permitir la conservación del espín del catalizador activo, lo que a su vez favorece la alineación de espín paralelo de los átomos de oxígeno durante la reacción. Esta polarización de espín general, debido al campo magnético externo, mejora la eficiencia del proceso.

Los investigadores estudiaron una variedad de catalizadores en condiciones de trabajo idénticas y reportaron que la mejora de la actividad catalítica es proporcional a la naturaleza magnética de los catalizadores usados para conducir la reacción de división de agua. Así comprobaron que la ferrita altamente magnética NiZnFe₄Ox exhibía el mayor efecto de mejora cuando se presentaba con un campo magnético.

■ Más información:
→ www.iciq.org

Once millones de empleos en 2018

Once millones de personas trabajando en eólica, solar, bioenergía..., según el último estudio Energías Renovables y Empleo, de la Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena). Son un 7% más que los 10,3 millones de empleos registrados en 2017. Nunca antes las energías limpias habían dado tanto trabajo.

El estudio de Irena pone de manifiesto que la diversificación en la cadena de suministro de energías renovables está cambiando el ámbito geográfico del sector. Hasta muy recientemente las industrias renovables estaban relativamente concentradas en unos pocos mercados claves, como China, Estados Unidos y la Unión Europea. Sin embargo, cada vez más, los países del este y sudeste asiático han emergido, junto a China, como exportadores clave de paneles solares fotovoltaicos. Países como Malasia, Tailandia y Vietnam tuvieron un mayor crecimiento en el número de empleos el año pasado, lo que mantuvo a Asia con un 60% de los empleos en renovables a nivel mundial.

“Más allá de los objetivos climáticos, gobiernos alrededor del mundo están prio-

rizando las energías renovables como un motor para el crecimiento económico bajo en carbono al reconocer las numerosas oportunidades de empleo que ofrecen”, señala Francesco La Camera, director general de Irena. “Las renovables cumplen con todos los principios del desarrollo sostenible, a nivel ambiental, económico y social. A medida que la transformación energética global cobra impulso, su capacidad de generar empleos garantiza su sostenibilidad socioeconómica y proporciona una razón más para que los países se comprometan con las energías renovables”.

La energía solar fotovoltaica y la eólica siguen siendo las más dinámicas de todas. Con un tercio del trabajo total en renovables, la fotovoltaica se mantuvo en primer lugar en 2018, por encima de la hidroeléctrica, los biocombustibles líquidos y la eólica. Geográficamente, Asia alberga más de tres millones de empleos fotovoltaicos, casi el 90% del total mundial. En cuanto a la eólica, la mayor parte de la actividad todavía se da en tierra y



suma la mayor parte de los 1,2 millones de empleos del sector. Solo China representa el 44% del empleo eólico global, seguida de Alemania y Estados Unidos.

Los empleos en biocombustibles aumentarán un 6% hasta los 2,1 millones. Brasil, Colombia y el Sudeste Asiático tienen cadenas de suministro que exigen una gran cantidad de mano de obra y donde el empleo informal es abundante, mientras que las operaciones en los Estados Unidos y la Unión Europea están mucho más automatizadas. La hidroeléctrica tiene la mayor capacidad instalada de todas las renovables, pero su expansión es más lenta. El sector emplea a 2,1 millones de personas directamente, de las cuales tres cuartas partes trabajan en operación y mantenimiento.

■ Más información:

→ www.irena.org

España tiene un gran potencial en podas agrícolas para producir energía

UP_running, proyecto del programa europeo Horizonte 2020, liderado por el Centro de Investigación de Recursos y Consumos Energéticos (Circe) de la Universidad de Zaragoza, llega a su fin. Durante unas jornadas sus responsables dieron a conocer algunas conclusiones, como que de los 20 millones de toneladas de restos de podas de origen agrícola con potencial para producir energía térmica, cinco están en España. Sin embargo, en las mismas conclusiones se habla de múltiples barreras que impiden que se creen cadenas de valor rentables que propicien el aprovechamiento de dicho potencial.

Ángel Samper, secretario general de la Asociación Agraria de Jóvenes Agricultores (Asaja) de Huesca, que junto al Circe y otros nueve socios más de siete países europeos forman parte de uP-running, afirmó en las jornadas que “para el medio agrario y rural, el aprovechamiento de la madera de restos de poda de origen agrícola es una oportunidad para crear empleo y fijar población”. El responsable de Asaja-Huesca esbozó también las barreras que impiden un aprovechamiento rentable y óptimo: “la maquinaria acorde con la demanda aún no se ha puesto en marcha y a veces son los técnicos de la Administración los que trasladan el escepticismo a los agricultores”. “Hay que lograr un equilibrio

entre el sector productivo, las plataformas tecnológicas y la Administración y que no se tome como imposición ninguna medida asociada a cualquier estrategia de bioeconomía”, concluyó.

Daniel García, coordinador de uP_running en el Circe, también citó estas barreras, a las que añadió la “reticencia al cambio de gestión de podas agrícolas y renovación de plantaciones, su bajo valor económico, la falta de encuentro entre energía y agricultura, de medidas en torno a los agroresiduos y de incentivos en el mercado”.

Pero también se expusieron tanto las vías y medidas que ha desarrollado uP-running para romper esas barreras como los casos de éxito que lo demuestran. Entre los aspectos positivos que ese han encontrado, fuguran una “visión disruptiva del emprendedor, empeño, perseverancia, acuerdos para la transferencia del residuo y beneficios no meramente económicos: la sociedad tiene que ganar algo”. Solo así, indicó

García, “se estará en el buen camino de aprovechar el potencial de restos de podas agrícolas que han cuantificado en España para su uso posterior como energía térmica. En concreto, en la UE se generan anualmente 120 millones de toneladas de materia seca agrícola, principalmente paja, cañote de maíz y podas. De ellas, entre 20 y 25 millones corresponden a podas más de una cuarta parte, en torno a cinco millones, está en España.

■ Más información:

→ www.fcirce.es



1 ■ Especial Fotovoltaica: la revolución solar ha comenzado

Diversas estimaciones apuntan a que nuestro parque solar FV crece este año en más de 4.000 MW, lo que supone un incremento del 3.000% con respecto a 2017. La asociación europea, SolarPower Europe, está convencida de que en 2019 se superarán los 128 GW en todo el mundo. Lo que supone un crecimiento aproximado del 25%. La transición energética no es transición. Es revolución. Y es solar. Como el Sistema. [6 de junio].

2 ■ La termosolar ha generado electricidad durante las 24 horas de siete días consecutivos de mayo

El parque nacional termosolar (2.300 MW) ha batido su registro máximo histórico de generación eléctrica en el periodo enero-mayo, con 2.026 gigavatios hora, un 8% más que en el mismo periodo del año anterior, según datos de Red Eléctrica de España recogidos por Protermosolar. Supone un 2,04% del total de la generación en España, marcando también máximo histórico de aportación en este periodo. En febrero, marzo y mayo, la termosolar también ha batido sus máximos históricos de generación. [11 de junio].

3 ■ Entrevista a José Carlos Díez, economista, profesor e investigador de la Universidad de Alcalá

“Con las renovables y el autoconsumo, España tiene la oportunidad de diseñar una verdadera política industrial”. Es lo que piensa José Carlos Díez, una de las voces dentro del colectivo de economistas que más se ha significado con las energías renovables, y especialmente con el autoconsumo. José Carlos Díez (Palencia, 1971) considera que están dadas las condiciones para que España entre en una nueva fase industrial gracias al sol, y aporta las claves para un despegue económico del país. [27 de junio].

4 ■ Y la luz siguió subiendo

En un magnífico editorial, la revista *Energías Renovables*, ponía de manifiesto que hubo una época en la que las renovables eran como la peste. Citaba declaraciones concretas y sumamente críticas de dirigentes tan cualificados como Salvador Gabarró en 2009, presidente de la sazón de Gas Natural y Unión Fenosa, o Borja Prado en 2010, presidente entonces de Endesa o Ignacio Sánchez Galán en 2013, presidente de Iberdrola. Es un artículo de Alberto Cuartas, miembro de la Junta Directiva de Anpier, que se ha publicado hoy en El Diario Montañés. [14 de junio].

5 ■ Anpier: no habrá transición justa si no se reconoce la labor de 60.000 familias españolas

Naciones Unidas ha elegido como *leit motiv* del Día Mundial del Medio Ambiente la Contaminación del Aire. La Organización Mundial de la Salud estima que causa cada año alrededor de 7 millones de muertes prematuras (600.000 niños). Pues bien, contra esa contaminación, el Gobierno de España animó a 60.000 familias, hace ya diez años, a que invirtieran sus ahorros en pequeñas huertas solares, para generar electricidad limpia. Hoy vamos a contar la historia de esas 60.000 familias. [5 de junio].

6 ■ Marruecos construirá una pionera central termosolar-fotovoltaica de 800 MW

La Agencia Marroquí de Energía Solar ha anunciado que el consorcio internacional formado por la francesa EDF, Future Energy Company- Masdar, de Abhu Dabi, y Green of Africa, de Marruecos, es el adjudicatario del diseño, construcción, operación y mantenimiento de la central de energía solar con multitecnología Noor Midelt I. El innovador proyecto tendrá hasta 800 MW y estará operativo en tres años. [3 de junio].

7 ■ El nuevo marco regulatorio del autoconsumo impulsa la FP

Lo dice el Gobierno de Navarra, cuyo servicio público de empleo ha promovido en uno de sus centros, Cenifer, un total de 11 nuevas especialidades formativas “en respuesta al real decreto de desarrollo del autoconsumo eléctrico y otras energías renovables”. [5 de junio].

8 ■ El parque eólico marino más grande del mundo acaba de entrar en operación

El Reino Unido se está convirtiendo rápidamente en el epicentro de la industria eólica marina. Desde el lunes 3 de junio, ya está funcionando la primera fase del parque más grande y más alejado de tierra: Hornsea One, en el Mar del Norte, a unas 75 millas frente a las costas de Yorkshire. La energía que genera, aportada por cincuenta aerogeneradores Siemens Gamesa de 7 MW, es capaz de alimentar a 287.000 hogares. [5 de junio].

9 ■ Nace ‘Impulsa Madrid Solar’, para la compra colectiva de 100 instalaciones para autoconsumo



El proyecto, diseñado y promovido por la cooperativa de consumo de energía verde Som Energía, con el apoyo de Ecooo, consiste en la primera compra colectiva de 100 instalaciones fotovoltaicas de autoproducción “llave en mano” en la Comunidad de Madrid o provincias limítrofes: Guadalajara, Segovia, Toledo, Cuenca y Ávila. [21 de junio].

10 ■ ¿Por qué se pasa de la sensación de saturación a la de escasez en el mercado del pélet?

A medida que se acerca una nueva edición de la feria Expobiomasa (24 al 26 de septiembre en Valladolid) se conocen más detalles de algunas de sus múltiples actividades. Aparte del contenido de las visitas técnicas, el sello de certificación ENplus da a conocer algunos pormenores de la que será la Conferencia Internacional sobre el Mercado Doméstico de Pellets. Se abordará el porqué se pasa “de un extremo al otro en las sensaciones del mercado, de la saturación a la escasez”. Sensación esta última que se ha vivido recientemente. [24 de junio].

1 ■ Una nube en la que puedes guardar la energía solar que no consumes al instante para recuperarla cuando vuelves a casa

La comercializadora de electricidad y gas Holaluz anunció ayer el lanzamiento de su plataforma Holaluz Cloud, que funciona como cualquier servicio en la nube. La empresa compra la energía solar sobrante generada en las instalaciones fotovoltaicas de sus clientes, la guarda en la nube para que sea utilizada cuando se necesite y lo refleja en forma de ahorro en la factura de la luz mensual. [Publicado el 28 de junio].

2 ■ Espectacular vídeo del primer aerogenerador eólico marino español

La ingeniería española Esteyco ha desarrollado y patentado la tecnología Elisa, representada por el prototipo Elican, que fue instalado, hace ahora un año, en el banco de ensayos de la Plataforma Oceánica de Canarias, a 1,3 millas náuticas de la costa de Jinámar, al noreste de la isla de Gran Canaria. Esteyco acaba de publicar un espectacular vídeo en el que repasa las claves de este proyecto, único en el mundo. [7 de junio].

3 ■ El almacén de productos congelados que amortizará su instalación de autoconsumo solar en menos de cuatro años

Está en la Región de Murcia y pertenece a la empresa Alguazas Fish, cuya actividad principal es precisamente esa: almacenar productos refrigerados y congelados. La instalación solar fotovoltaica de autoconsumo, que se encuentra sobre la cubierta del almacén y ha sido puesta en marcha por la empresa Konery, tiene una potencia pico total de 266,76 kilovatios. [18 de junio].

4 ■ Siemens Gamesa almacena electricidad en piedras volcánicas

La multinacional germano española ha inaugurado hoy en la ciudad alemana de Hamburgo una instalación de almacenamiento térmico de energía eléctrica. Cuenta con unas mil toneladas de piedra volcánica que almacenan la energía, y se alimenta de energía eléctrica convertida en aire caliente a través de un calentador por resistencia y un insuflador de aire, que calienta las rocas hasta los 750°C. Durante los picos de demanda, ETES emplea una turbina de vapor para la re-electrificación de la energía almacenada. [12 de junio].

5 ■ Iberdrola en España, año 2019: 3.176 megavatios nucleares; 874 de carbón; cero de solar fotovoltaica

El frenesí fotovoltaico de Iberdrola está fuera de toda duda. La compañía que preside José Ignacio Sánchez Galán promueve ahora mismo dos enormes parques solares en Extremadura: más de mil megavatios de potencia (precisamente hoy ha comenzado a tramitar el de Francisco Pizarro, 590 MW). Pero lo cierto es que, más allá de los anuncios y de lo que está por venir, Iberdrola mantiene a cero su casillero fotovoltaico. [6 de junio].

6 ■ Sungrow presenta “el inversor *string* más potente del mundo”

La compañía Sungrow, proveedor de soluciones de inversores y tecnologías de almacenamiento, presentó en Intersolar 2019 el inversor string de 1.500 Vdc SG250HX, “el más potente del mundo”. Según Sungrow, este inversor de 250 kW ofrece “un rendimiento excepcional”. Estará disponible a partir del tercer trimestre, pero ya se puede reservar. [3 de junio].

7 ■ La cooperativa Biochamp instala 100 kW de autoconsumo fotovoltaico en Albacete

La cooperativa Biochamp, ubicada en Villamalea (Albacete), ha apostado por la fotovoltaica para conseguir reducir costes en la producción y reducir emisiones en la trazabilidad de sus productos. Biochamp está especializada en el cultivo de champiñón de alta calidad y su distribución a grandes superficies en nuestro país. [10 de junio].



8 ■ La tecnología solar sobre el agua Isifloating llega a Extremadura

Isifloating, el sistema flotante para aplicaciones fotovoltaicas puesto en marcha por Isigenere, permite desplegar en muy pocos días una instalación solar en balsas y embalses destinados al regadío; o en otros enclaves, como piscifactorías, hidroeléctricas o plantas de tratamiento de agua. De esta forma, se aprovechan las superficies de agua para generar energía limpia y se reduce el problema de la elevada evaporación habitual en estas instalaciones. [27 de junio].

9 ■ Michael Bloomberg dona 500 millones de dólares para acabar con las centrales de carbón

El empresario y ex alcalde de la ciudad de Nueva York entre 2002 y 2013, Michael Bloomberg, ha anunciado que donará 500 millones de dólares para una campaña que busca cerrar todas las centrales eléctricas de carbón en Estados Unidos y detener el crecimiento del gas natural, además de luchar contra las regresivas políticas de la Agencia de Protección del Medio Ambiente contra el cambio climático que promueve el presidente Donald Trump. [11 de junio].

10 ■ La mayor parte de los aerogeneradores pueden seguir su operación tras expirar su período de vida útil

Así lo creen los expertos de TÜV SÜD, que creen que España, el segundo país de la UE con más potencia eólica instalada, tiene un importante reto por delante con la extensión de vida de sus parques. España fue pionera en el aprovechamiento de la energía del viento, por lo que algunos de sus parques superarán en 2020 los 15 años de vida. [19 de junio].



P A N O R A M A

Directrices de la Fundación Renovables para Una transición energética “urgente e ineludible”

“Escenario, políticas y directrices para la transición energética”. Así se llama el documento de propuestas e ideología energética que acaba de presentar este think-tank y en el que expone las líneas maestras para culminar la transición con éxito y a tiempo, sobre la base de que la energía debe ser considerada como un bien de primera necesidad y no solo como un negocio. La Fundación pide un pacto de Estado para que el proceso responda a una hoja de ruta consensuada a largo plazo y la creación de una vicepresidencia de sostenibilidad.

Pepa Mosquera

“La transición energética es un proceso ineludible y urgente en nuestro país”, enfatizó Fernando Ferrando, presidente de Fundación Renovables, en el acto de presentación del informe, el pasado 19 de junio en Madrid. Este documento es continuación de la hoja de ruta que el organismo ya presentó el año pasado bajo el título “Hacia una transición energética sostenible”, y viene a completarlo. En él, insiste una vez más en que la transición hacia un modelo que cubra la demanda final al 100% con renovables para el año 2050 supone una oportunidad para transformar el modelo económico y el tejido productivo de nuestro país. Por ello, la fundación considera que se debe aumentar la estrategia climática presentada por el Gobierno y dar a la sostenibilidad el rango que se merece, creando una vicepresidencia que favorezca una visión más holística del trabajo político y de la necesaria conexión entre los diferentes departamentos ministeriales.

■ *Contrato social de la energía*

El informe está estructurado en tres partes: Escenario ante la transición energética, Políticas para la transición (donde la Fundación analiza las propuestas de partidos políticos y gobiernos), y Directrices. En la primera parte, la Fundación dibuja el escenario socioeconómico en el que nos encontramos, que no duda en calificar de emergencia climática. La situación, dicen los firmantes del documento, es especialmente grave en las ciudades, que aglutinan al 55% de la población mundial, reclaman el 75% de toda la energía producida y generan el 80% de toda la contaminación. “Hacer frente a esta situación requiere cambios rápidos, de amplio alcance y sin precedentes en todos los aspectos de la sociedad”. Lo que tenemos ante nosotros, subrayan, “es la necesidad de una gran transformación de nuestro sistema socioeconómico en su conjunto” y una “disminución, drástica pero ordenada, de la demanda total de energía”.

De acuerdo con la Fundación, de seguir la tendencia actual de demanda de energía y mayores emisiones de gases de efecto invernadero, se alcanzará con toda seguridad un colapso energético y ecológico. La única solución para prevenirlo es adoptar una estrategia de decrecimiento, “que implique un nuevo orden de ideas, valores y sensibilidades” y que acabe con las ideas de producción y crecimiento económico que caracterizan al actual sistema económico

y “que provocan deterioro ecológico y polarización social”.

En España, añaden, este cambio es especialmente urgente ya que el nuestro es uno de los países que se van a ver más afectados por la crisis climática. España consumió en 2017 un 55% más de energía de la que consumía en 1990, mientras que las emisiones de CO₂ se han incrementado en un 17,9%, a pesar del compromiso existente de reducirlas un 20% respecto a 1990. “La situación se agrava si consideramos que somos un país eminentemente urbano en el que más del 80% de la población vive en ciudades donde se pone de manifiesto, como un riesgo cierto, la concentración de emisiones y la mala calidad del aire”, añade Fernando Ferrando, e indica que la reducción del consumo de energía observada en España entre 2008 y 2014 se debe a los efectos de la crisis económica y no a la existencia de una política energética que haya favorecido el ahorro y la eficiencia.

De hecho, subrayan desde la Fundación, la recuperación económica a partir de 2015 está volviendo a reproducir el modelo intensivo que teníamos antes de la crisis. Mientras las emisiones GEI se redujeron en la UE un 21,9% entre 1990 y 2017, en España, en ese mismo periodo, aumentaron un 17,9%. “De no aplicar un paquete de medidas realmente ambicioso, las emisiones en 2040 serán prácticamente las mismas que en 1990, con lo que España no solo no cumpliría con sus compromisos europeos y con el Acuerdo de París sobre cambio climático, sino que además su economía será cada vez menos competitiva por la necesaria incorporación de externalidades hoy no computadas”.

■ *Algunas reglas básicas*

Esta consideración de una energía respetuosa con el medioambiente y con las generaciones futuras, y que permita cubrir las necesidades energéticas en términos de equidad y de justicia, debe guiarse por algunas reglas básicas y principios, que Fundación Renovables detalla en la tercera parte del documento (Directrices) y sintetiza en cuatro grandes líneas.

- **ENERGÍA Y SOCIEDAD.** La Fundación propone abrir un debate social y político para consensuar esa nueva forma de relacionarnos con la energía (relaciones sociales, productivas, de empleo, transporte, vivienda, ocio, etc.) que nos permita mantenernos dentro de los límites sostenibles del planeta de acuerdo con

un principio de prioridad de usos y estableciendo un calendario de sustitución de las energías no sostenibles por las que sí lo son.

Respecto a la demanda de energía, apuesta por actuar en una triple dirección: eficiencia, electrificación y renovables, promoviendo la gestión de la demanda de energía con el objetivo de que el consumidor asuma su corresponsabilidad y se convierta en un agente activo del sistema energético. Para avanzar en el acceso universal a la energía y solucionar el problema de la pobreza energética, plantea crear tarifas sociales adaptadas en función del nivel de renta, el desarrollo de un plan de rehabilitación de viviendas vulnerables y la consideración de la electricidad como servicio público.

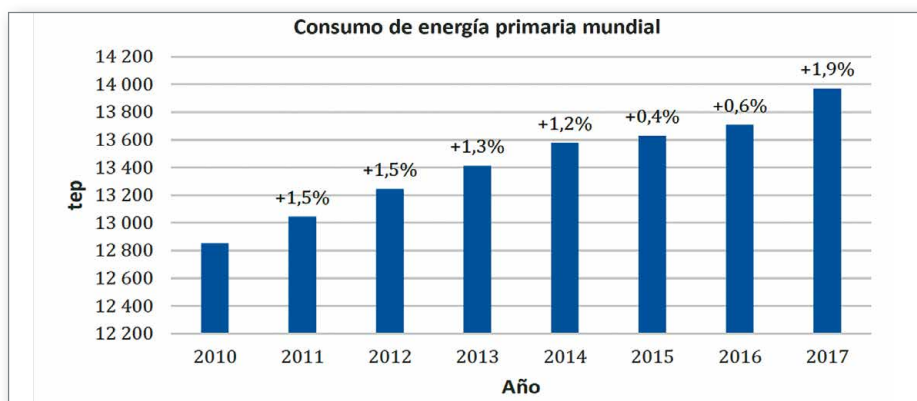
Las nuevas formas de organización energética, como el autoconsumo, son otro gran pilar del cambio. Para esta actividad, la Fundación propone la existencia de un objetivo específico del 10% de la energía eléctrica generada a 2030 y del 20% y el 30% para 2040 y 2050 respectivamente.

• **ENERGÍA Y TERRITORIO.** Su propuesta es orientar los desarrollos urbanos y los procesos de urbanización con criterios de sostenibilidad energética de manera que mejoren la cohesión social y la calidad de vida y del aire. “Hay que recobrar la dimensión humana de las ciudades y la idea y escala de barrio, poner en el centro a las personas y apostar por la recuperación del espacio público”, señala.

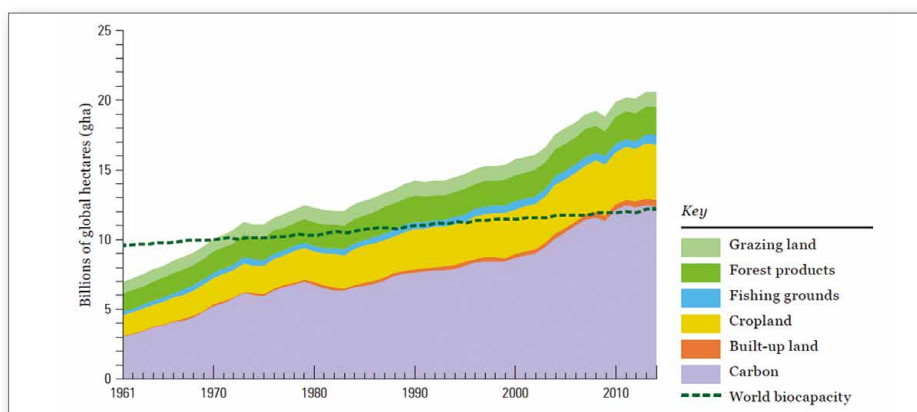
En cuanto al sector agrario y ganadero, el informe defiende la electrificación con renovables a través de diferentes posibilidades: autoconsumo y generación distribuida, comunidades energéticas, sociedades de promoción energética mixtas entre agricultores y administración; funcionamiento con energías renovables de todas las instalaciones de riego y ganaderas; sistemas de digestión para el tratamiento de residuos ganaderos en instalaciones extensivas y rehabilitación energética. Todo ello evitando cambios de uso del suelo que conduzcan al abandono de suelos fértiles por instalaciones de producción de electricidad.

Defiende, asimismo, una gestión forestal sostenible que emplee la biomasa como fuente local para fines energéticos en el medio rural. La Fundación reclama, además, una Ley de Silvicultura Sostenible que tenga un carácter finalista y visión estratégica. En cuanto a los ayuntamientos, dice que deben tener capacidad legal para desempeñar el papel que han asumido en todo este proceso. En consecuencia, la Fundación Renovables reclama modificar la Ley Reguladora de las Bases de Régimen Local, de modo que se aumente su capacidad de actuación.

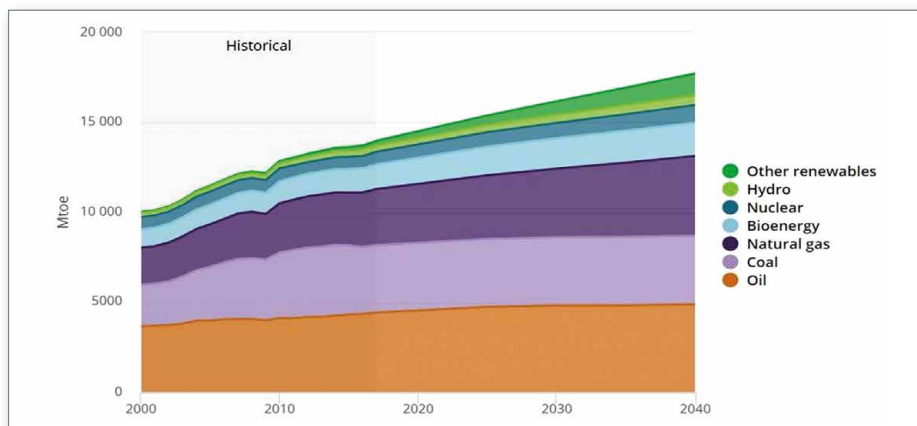
• **LA ENERGÍA COMO GENERADORA DE VALOR.** Respecto a la movilidad, la Fundación urge a generar un modelo bajo en carbono,



Evolución de la demanda de energía primaria a nivel mundial, 2010–2017. Fuente: AIE, 2018.



Evolución de la huella ecológica mundial. Fuente: World Wildlife Fund (2018).



Proyección de la demanda total de energía en el mundo. Fuente: AIE, 2018.

con cero emisiones de gases contaminantes, más inclusivo y económico, en el que se priorice la accesibilidad a los bienes y servicios frente a las necesidades de movilidad motorizada. En este modelo, la movilidad activa (peatones y bicicletas) y el transporte público colectivo son elementos esenciales, asegura. Asimismo, apuesta por la implantación de los vehículos eléctricos (VE), mayoritariamente para uso compartido y con capacidad de intercambio activo con la red de suministro.

En cuanto a la edificación y rehabilitación, propone un programa de actuaciones que contribuya a la rehabilitación energética y mejora de la habitabilidad del actual parque inmobiliario, muy intensivo en recursos materiales, agua y energía durante la fase constructiva. El documento “Escenario, políticas y directrices



P A N O R A M A

Una oportunidad para modernizar nuestra economía

El Ministerio para la Transición Ecológica (Miteco) ha presentado el Marco Estratégico de Energía y Clima: una oportunidad para la modernización de la economía española y la creación de empleo. Lo integran tres piezas clave: el Anteproyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética (APLCCyTE), el Borrador del PNIEC y el Borrador de la Estrategia de Transición Justa (ETJ). Fundación Renovables analiza estos documentos en la segunda parte de su informe. También analiza la legislación autonómica y europea, y las propuestas sobre sostenibilidad presentadas por los partidos políticos españoles en las pasadas elecciones generales.

Su valoración, tanto del APLCCyTE como el Borrador del PNIEC, es negativa: “han obviado cambiar el modelo de demanda, así como la baja apuesta por electrificar los consumos”, dicen desde la Fundación. “Además, no se define de una manera clara y decidida por el cierre de todas las centrales térmicas de carbón antes de 2025 y, sin embargo, propone ampliar el calendario de cierre nuclear entre 2025 y 2035, en un acuerdo alcanzado con tres grandes eléctricas de espaldas a la ciudadanía y en un claro ejercicio de falta de transparencia”, añade.

En suma, desde la Fundación Renovables consideran que los objetivos medioambientales planteados por el Miteco en el Marco Estratégico son poco exigentes a raíz del potencial de actuación y del déficit histórico que llevamos con respecto a los compromisos adquiridos y porque, además, supone aceptar que hemos perdido ya una década al asumir como objetivo para 2030 el que la UE tiene para 2020. Respecto a los partidos políticos, solo consideran adecuadas las propuestas de Unidas Podemos.

En cuanto a la legislación autonómica, la que mejor valora es la balear: “tiene objetivos ambiciosos de reducción de emisiones, la prohibición de que los vehículos diésel circulen por las islas a partir de 2025 y los de gasolina a partir de 2035 y un modelo de gestión de la demanda, algo que en la Fundación Renovables consideramos de gran importancia”. Con respecto a la legislación de los países de nuestro entorno, destacan las leyes de Reino Unido y Francia. “La legislación británica recoge una propuesta de presupuestos de carbono quinquenales, cada cual más exigente que el anterior, en tanto la ley francesa plantea objetivos de reducción ambiciosos y trata de reorientar sectores económicos claves para el país”, subrayan.

para la transición energética” incide, además, en el hecho de que la transición energética es una oportunidad para crear una industria de la eficiencia y la generación renovable. “Abre líneas de actividad tanto para la industria de bienes de equipo como para la prestación de servicios de gran valor económico en sectores como el de la eficiencia energética, la instalación de sistemas de generación centralizada renovable o el autoconsumo”, señala al respecto.

De acuerdo con la Fundación, la reducción de los costes de la fotovoltaica y de las baterías, junto con el internet de las cosas, son otros aspectos que ayudan a avanzar en la transición energética y actualizar el modelo industrial con un sistema que optimice el consumo de energía y materias primas según los principios de la economía circular, aumentando la eficiencia y reduciendo el impacto de los ciclos de materiales, agua y energía.

• **TRANSVERSALIDAD.** De acuerdo con el think-tank, “esta ineludible transformación de nuestro modelo productivo va a provocar importantes efectos sobre la economía, el empleo y, en definitiva, sobre toda la sociedad bajo unos principios básicos a preservar: que en sentido amplio, la transición energética sea justa intergeneracional, tecnológica, económica y socialmente y esté encaminada hacia una nueva cultura de la energía”. Así, indica que hay que mantener un criterio de justicia intergeneracional, principalmente en lo que respecta a la erradicación de los combustibles fósiles y las energías no sostenibles, que exige el cierre de las centrales de carbón y nucleares.

Otra de las grandes herramientas a favor del cambio debe ser la fiscalidad. El informe apuesta por una reforma fiscal en profundidad, que permita modificar —mediante señales adecuadas de precios— los hábitos de consumo de energía y, por tanto, la cobertura de nuestras necesidades energéticas. La política fiscal que defiende en materia energética debe ser activa y finalista en cuanto al gravamen de prácticas no deseables y fomento de las que sí lo son, según el principio de que “quien contamina paga”. Las líneas de actuación de esta propuesta de fiscalidad abarcan: combustibles, eficiencia energética, emisiones, actividades productivas y no productivas, tratamiento y gestión de residuos, usos de suelo, edificación, plusvalías y deducciones y cargas impositivas (IRPF, Sociedades, IVA, tasas...).

La gobernanza y la participación ciudadana deben regir este proceso de cambio. “Encarar la crisis climática requiere de diálogo social y de cooperación multiagente. Es necesario establecer mecanismos, órganos de gobierno e instrumentos que lo permitan, sin dejar a nadie atrás. La transformación de nuestro modelo de desarrollo para hacer frente al cambio climático es una ingente tarea que nos atañe a toda la ciudadanía”, concluye la Fundación.

Objetivos de mitigación en 2030 y 2050 de los textos analizados. (Año 1990 como base de cálculo, a menos que se indique otro año en las notas al pie)

Origen de la propuesta	Reducción emisiones		Eficiencia energética en 2030	Penetración de renovables en 2030		Penetración de renovables en 2050	
	2030	2050		Consumo final	Sist. eléctrico	Consumo final	Sist. eléctrico
Fundación Renovables	51%	100%	-	50%	80%	100%	100%
APLCCyTE	20%	90%	35%	35%	70%	-	100%
Borrador PNIEC	21%		39,6%	42%	74%		
PP	26% (a)	-	-	-	-	-	-
Unidos Podemos	35%	95%	40%	45%	80%	100%	100% (b)
Ley Catalana (c)	-	-	-	-	-	-	-
Ley Andaluza (d)	-	-	-	-	-	-	-
Ley Balear	40%	90%	-	-	-	-	-
Ley Británica	26% (e)	80%	-	-	-	-	-
Ley Francesa	40%	75%	-	32%	40%	-	-

(a) Con respecto a 2005 en lugar de 1990 y, sólo englobando emisiones de aquellos sectores no incluidos en el régimen de comercio de derechos de emisión. Si se compara con 1990 las emisiones aumentan un 9%.

(b) Antes de 2045. De hecho, se pretende que las fuentes de energía renovables supongan el 100% de la electricidad generada.

(c) El Gobierno autonómico deberá presentar los objetivos de mitigación al Parlamento regional para que éste los apruebe.

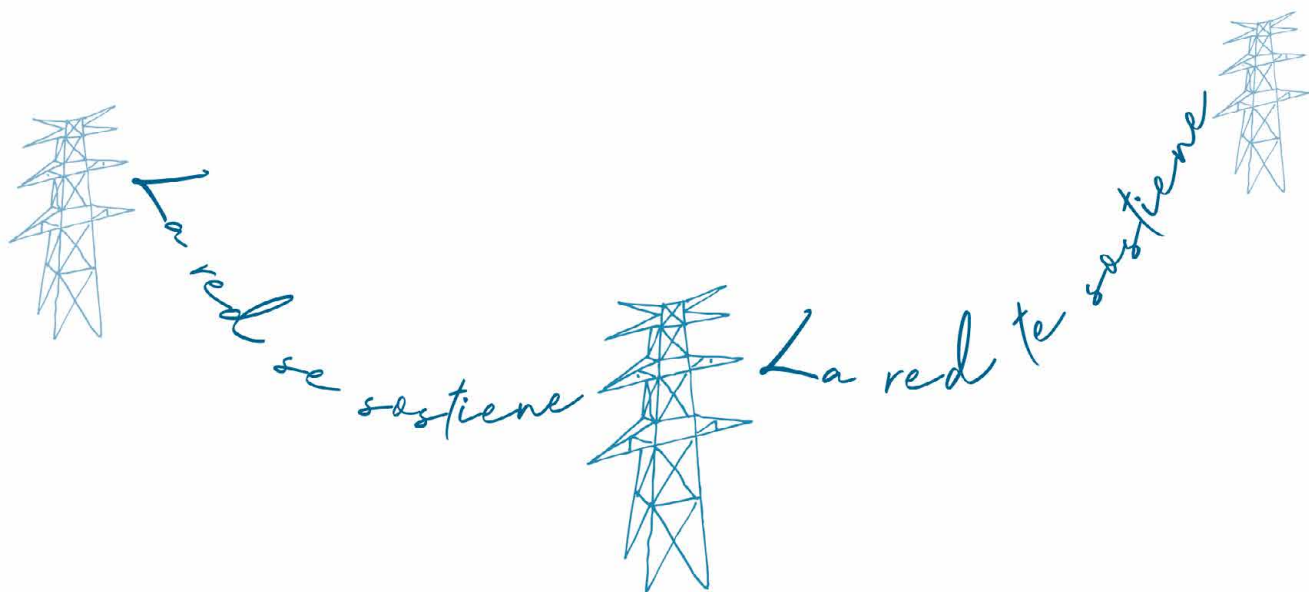
(d) Los objetivos de mitigación serán concretados en el PAAC.

(e) Objetivo de reducción en 2020, no en 2030.

Fuente: Fundación Renovables.

■ Más información:

→ <https://fundacionrenovables.org>



GRUPO  **RED**
ELÉCTRICA

Hacia una sociedad descarbonizada



P A N O R A M A

REData: datos, datos y más datos del sistema eléctrico

A finales de junio Red Eléctrica de España (REE) presentaba REData, un nuevo espacio web con infinidad de gráficos, tablas y magnitudes del sistema eléctrico español. Una potente herramienta, configurable en función de las necesidades de cada usuario, donde es posible encontrar datos estadísticos, series comparativas y datos históricos desde 1990, con nuevos formatos que facilitan su comprensión. Aquí van algunas pistas para navegar por este océano inmenso que, además, sigue creciendo.

Luis Merino

REData es un espacio interactivo pensado para que el usuario sea el protagonista. Porque permite la personalización de la búsqueda de información y la descarga de los datos en diferentes formatos para facilitar la tarea de análisis. La nueva herramienta de REE cuenta con una función de acceso y consulta a los datos, de forma guiada, para que cada visitante genere el gráfico que más se adapte a sus necesidades, además de ofrecer una aplicación (API) con acceso a todos los datos para los más avanzados en nuevas tecnologías.

En el espacio REData también se pueden “encontrar todas las publicaciones e informes técnicos y estadísticos que hacen de Red Eléctrica un referente de confianza en la transparencia y difusión de información sobre el sistema eléctrico español”, explican desde la propia compañía.

Para conocer mejor lo que ofrece REData hemos hablado con Ana Abril, jefa del Departamento de Acceso a la Información del Sistema Eléctrico, y con Elena Poza, técnica del Departamento de Mercados de Operación de REE, que nos han ayudado a navegar e interpretar sus páginas.

Desde la web de REE (www.ree.es) se puede acceder a REData, que se encuentra en las secciones superiores, a la derecha. Una vez dentro empezamos interesándonos por la sección de Demanda. Podemos seleccionar el sistema eléctrico que nos interesa: la Península o los sistemas insulares desglosados. Pinchamos en Península y nos aparece el gráfico de la página siguiente. La línea roja es la que está programada en el mercado, la verde es la demanda prevista por el operador del sistema, y la curva amarilla es la demanda real. “La función del operador del sistema, o sea, REE, es asegurar que la línea roja, la demanda programada, se ajusta a la línea amarilla, la demanda real”, explica Elena Poza.

A la derecha de este gráfico se ve la estructura de la generación. En el gráfico circular aparecen las distintas tecnologías por colores. Si se pincha sobre ellas se puede ver la aportación en megavatios y el porcentaje sobre el total de todas las fuentes de energía en cada momento. Y las emisiones de CO₂ asociadas. Si seleccionamos

Centro de Control Eléctrico (Cecoe) de REE, con el Centro de Control de Energías Renovables (Cecre) a la izquierda



una tecnología cualquiera, la eólica por ejemplo, y desplazamos la barra horaria que aparece sobre el gráfico grande de la demanda, se puede ir viendo cómo ha evolucionado la producción eólica en las últimas horas. Por otro lado, en el gráfico grande pueden verse dos iconos pequeños circulares con un parque eólico y una planta que emite humo. Pinchando sobre ellos aparece otro gráfico con la cobertura de la demanda que consiguen las renovables y el resto de tecnologías convencionales.

e-sios

“Desde REData se puede acceder también a e-sios, el Sistema de Información del Operador del Sistema (www.esios.ree.es/es), donde es posible encontrar mucha información, en algunos casos coincidente, pero que en general es más técnica. Tiene tres grandes áreas: generación y consumo, mercados y precios, y gestión de la demanda. Desde el pasado mes de mayo en e-sios se puede encontrar, por ejemplo, el precio diario con el que se compensará a los autoconsumidores que viertan a la red la energía excedentaria”, apunta Poza. En e-sios hay una web pública y otra de acceso privado. “Esta web privada se denomina web de sujetos, y es la forma en la que el operador del sistema comunica con los sujetos (productores) toda la información que es confidencial”. En e-sios (ver gráficos de página 26), además de consultar información, se pueden hacer análisis a partir de los datos que cada usuario quiera introducir.

Nos preguntamos si es normal que los operadores de sistemas eléctricos ofrezcan tanta información. “REE es uno de los operadores europeos que más información tiene a disposición, no solo de los agentes, sino de cualquier persona interesada. Hablo de información en tiempo real, información de evolución histórica (desde 1990), informes anuales...”, explica Ana Abril.

Volvemos a REData. “La información que recogemos en este nuevo espacio es la misma que venía compartiendo REE antes, pero mucho más flexible porque no es una información estática, cualquier usuario puede construir la información y hacer análisis en función de sus intereses”, señala Abril. Entre las secciones de la web encontramos Balance, que explica la estructura, es decir, las tecnologías con las que se está generando en cada momento. Diferenciando, como se ve en el primer gráfico de página 27, entre la generación renovable y el resto. Esta misma información se puede consultar también por sistema eléctrico: por el sistema nacional en su conjunto, por el peninsular o por los diferentes sistemas insulares

y de Ceuta y Melilla. Y también se puede buscar por comunidades autónomas. En lugar de hacer una búsqueda sobre el día de hoy se puede elegir cualquier otro día pasado, o buscar información histórica por semanas, meses o años. Todo resulta bastante intuitivo. Además, tiene un enlace API donde puedes programar, por ejemplo, para que todos los días a las 8 de la mañana te llegue la información solicitada.

Qué puede verse en cada sección

En la sección de Demanda, además de lo ya señalado, se pueden encontrar datos como el llamado Índice de Red Eléctrica (IRE), que es el índice de consumo eléctrico de grandes consumidores (empresas que tienen una potencia contratada superior a 450 kW), y que REE publica desde el año 2011.

Luego vienen secciones como Generación o Intercambios, con información sobre importaciones y exportaciones con Francia, Marruecos, Andorra y Portugal. También aquí se puede ver información de actualidad o seleccionar series históricas. La siguiente sección es la de Transporte, con información sobre la disponibilidad de la red, la energía no suministrada o el tiempo de interrupción. En esta sección es posible ver, por ejemplo, los kilómetros de la red de transporte eléctrico en función de su tensión. En España hay 21.730 kilómetros de redes de 400 kilovoltios (kV), 19.728 km de 220 kV, y 2.749 km de hasta 132 kV. Por último, en la sección de Mercados podemos encontrar datos de precios y de energía gestionada en los servicios de ajuste (gráfico final, página 27).

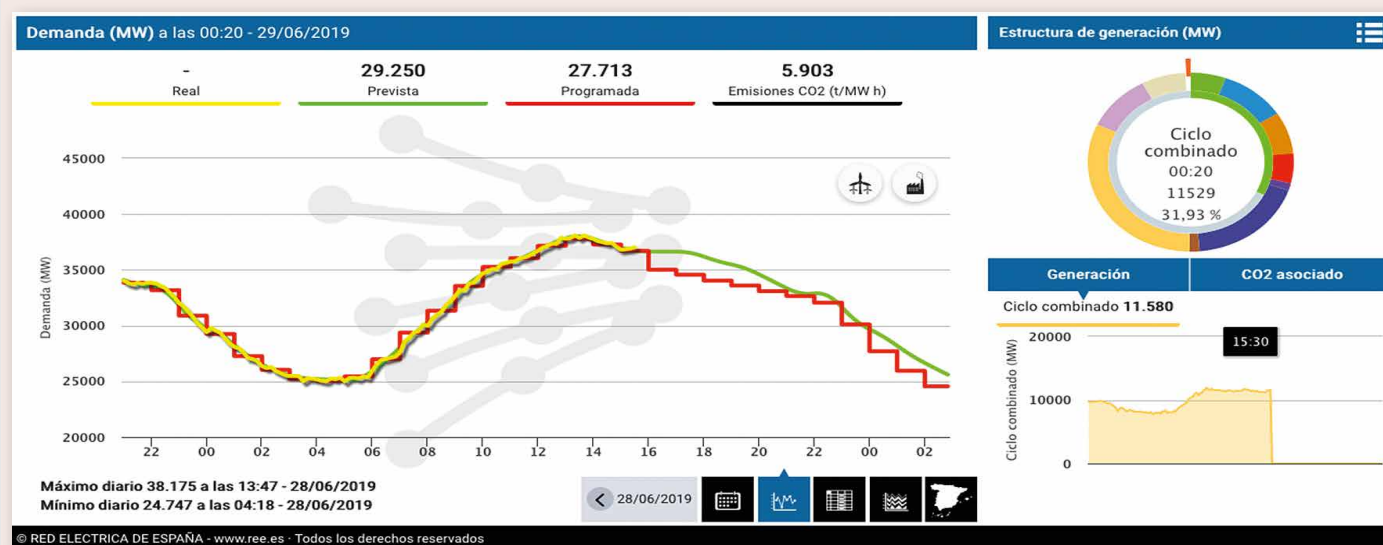
En Publicaciones se pueden encontrar los informes diarios de balance, el Índice de Red Eléctrica, los boletines mensuales, el informe de energías renovables (el de 2018 se hizo público el pasado 26 de junio), el informe del sistema eléctrico y las series estadísticas.

Ana Abril explica que, “en realidad, esto es solo el comienzo. REData mejora día a día. Y vendrán más cosas. El año pasado se hizo un piloto con el Data Hub, un sistema con el que podremos analizar los datos de medida de los consumos eléctricos”. Es la información de ida y vuelta del nuevo sistema eléctrico, un sistema que será cada día más descentralizado, más descarbonizado y más digitalizado. La información manda.

Más información:

→ www.ree.es → www.esios.ree.es

Seguimiento de la demanda de energía eléctrica (28-6-2019)





E N T R E V I S T A

Antonio Calvo Roy

Director de Relaciones Institucionales y Sostenibilidad del Grupo Red Eléctrica

“Necesitamos una red eléctrica muchísimo más lista”

En noviembre del año pasado el Grupo Red Eléctrica creó una Comisión de Sostenibilidad dentro del propio Consejo de Administración impulsada por su presidente, Jordi Sevilla. Era una manera de decir que la sostenibilidad es importante en esta compañía. Por eso hemos querido hablar con Antonio Calvo Roy (Madrid, 1960), periodista y escritor con una larguísima trayectoria en la información científica y ambiental. Desde 2004 a 2012 fue director de Comunicación de REE. Y el año pasado volvió para hacerse cargo de la Dirección de Relaciones Institucionales y Sostenibilidad. Una tarea clave en una empresa clave para la transición energética y ecológica que afronta España.

Luis Merino

■ No se ha acabado junio y ya está aquí la primera ola de calor, con temperaturas que superarán los 40 grados en muchos puntos de España. ¿Vamos tarde para atajar el cambio climático?

■ Pues probablemente. Lo que nos dicen los expertos es que a tiempo parece que no vamos, y desde luego, pronto, de ninguna manera. Tratar de limitar a 1,5°C la subida media de las temperaturas parece

complicado viendo cómo está el mundo en su conjunto. En Europa probablemente estamos haciendo más cosas que los demás, pero este es un problema global. En todo caso, una cosa es que vayamos tarde y otra que no haya que hacerlo, porque no sabemos cuánto de tarde y cada medio grado cuenta y será significativo para lo que pueda pasar. El otro día leí algo que me pareció muy interesante y que podría ser una respuesta estupenda para quien decía aquello de cómo vamos a saber lo que va a pasar dentro de 15 años si no somos capaces de prever lo que va a pasar dentro de 15 días [en referencia a las declaraciones de Mariano Rajoy, que en octubre de 2007 dijo que le había comentado su primo, catedrático de Física Teórica de la Universidad de Sevilla: “si diez de los más importantes científicos del mundo no pueden garantizar el tiempo que va a hacer mañana en Sevilla, ¿cómo alguien puede decir lo que va a pasar en el mundo dentro de 300 años?”]. Alguien explicaba que si pones una olla al fuego y conoces el tamaño de la olla, el volumen del agua y el fuego que tiene debajo, sabes perfectamente el tiempo que va a tardar en romper a hervir. Pese a eso, eres incapaz de predecir dónde va a aparecer la siguiente burbuja dentro del agua. Eso es el tiempo que hará mañana, pero que va a hervir, seguro.

■ REE habla de cuatro prioridades de sostenibilidad. ¿Cuáles son?

■ El Compromiso de Sostenibilidad 2030 se diseñó en 2016, es decir, hace unos años. La primera prioridad es la descarbonización de la economía, porque solo somos capaces de utilizar las energías renovables en grandes cantidades a través de la electricidad. Usamos el viento en los coches a través de la electricidad y lo hacemos sin poner en riesgo la garantía de suministro. La segunda prioridad es la cadena de valor responsable, porque somos una empresa que compra mucho y si te limitas a hacer tú las cosas bien pero no tratas de que tus proveedores también lo hagan, pues estás haciendo solo la mitad. La tercera es la contribución al desarrollo del entorno: somos una empresa que está en el campo, en ese entorno, y por tanto, no podemos conformarnos con poner unas torres, tirar unas líneas y marcharnos. Pensando en este aspecto hemos creado precisamente un departamento de Innovación Social. La cuarta prioridad, que en cierta manera la envuelve a todas, es la anticipación y la acción para el cambio, que supone innovación, es flexibilidad, estar atentos a lo que pasa en las otras tres. Y, desde luego, la idea es ponerlo todo bajo la mirada de la sostenibilidad.

■ En el vídeo que presenta esos compromisos, REE dice que “todos hablan de sostenibilidad, de ecología, de cambio climático...” ¿Qué hace REE para que la sostenibilidad no sea solo una palabra?

■ Lo que hacemos, fundamentalmente, es garantizar que la máxima cantidad de renovables entra en el sistema eléctrico sin perder la seguridad y la calidad de suministro. Esa es nuestra gran aportación y a ello dedicamos muchas horas y mucho ingenio. Haríamos un flaco favor a la transición energética si volvemos a la gente en contra de las renovables porque su alta penetración supusiera peor calidad de suministro, no podemos permitirnoslo. Por ejemplo, trabajamos en un proyecto en la isla de Gran Canaria para hacer una central hidroeléctrica de bombeo de 200 MW (lo que supone el 45% de la punta de demanda



en la isla), porque los sistemas eléctricos son más seguros cuanto más grandes son, y los sistemas insulares, por definición, son más pequeños y más complicados de gestionar, es más complejo introducir en ellos renovables en grandes dosis. Imaginemos lo que puede suponer en una isla con mucha energía solar el paso de una nube grande en un momento determinado. Si no eres capaz de modular y de tener otra energía que llene esa laguna, se pueden generar perturbaciones en la red. Por eso estamos construyendo la central de bombeo Chira-Soria, que tiene unas especificaciones técnicas únicas en el mundo: la presa pueda pasar de bombear, por tanto, de consumir 200 MW, a turbinar, o sea, generar 200 MW. Son 400 MW de rango en un continuo absoluto, una potentísima herramienta de operación que va a permitir en Gran Canaria integrar gran cantidad de renovables de forma segura. El diseño de este bombeo cuenta con un sistema denominado “cortocircuito hidráulico”, que permite no solo que la presa esté turbinando o bombeando sino que, en un momento determinado, puede hacer las dos cosas a la vez, lo que ante posibles perturbaciones ofrece una flexibilidad a la operación muy notable. En estos momentos se está terminando el proceso de evaluación ambiental del proyecto.

■ **La llegada de las renovables complicó la vida a REE, que tuvo que incorporar muchos puntos de generación eólica y solar que, además, producían energía de forma intermitente. Tras dos décadas de implantación de renovables en España, ¿está todo aprendido? ¿Cuáles serán los siguientes pasos hacia un modelo descarbonizado?**

■ Como todas, esta fue una decisión política. En un momento determinado, en España pasó lo que no había pasado en ningún otro lugar del mundo: a principios de siglo, había una notable penetración de eólica (en el año 2000 había 2.339 MW; en 2002 había 5.000 MW; en 2005 se llegó a los 10.000 MW), y teníamos —como hoy— un sistema

“Si las carreteras se tuvieran que construir con la lógica con la que se construye el sistema eléctrico, las autopistas de entrada a Madrid tendrían 14 carriles para evitar atascos, porque en el sistema eléctrico no puede haber atascos”

muy aislado, que es el punto clave. La unión de esas dos cosas no había pasado en ningún otro sitio. En Dinamarca había mucha eólica, pero allí tienen una capacidad de interconexión con Alemania, Suecia y Noruega en torno al 65% de su punta, mientras que nosotros estamos en el 3%. Había riesgos reales de perturbaciones, de muchos vertidos y de no ser capaces de mantener el sistema con muchas renovables y con la suficiente garantía de seguridad. En Red Eléctrica se dijo: esto no es un problema, es una oportunidad. El resultado fue la creación del Centro de Control de Energías Renovables (Cecre) en 2006. Por eso tenemos avales a la hora de decir “vamos a ser capaces de hacerle frente a la transición energética”, porque ya lo hemos hecho. Nos convertimos en un país pionero en el mundo, hicimos de la necesidad virtud. Durante este tiempo hemos aprendido muchas cosas, nosotros y el sector en su conjunto. Por ejemplo, todos hemos aprendido a predecir mucho mejor el viento. A corto plazo, a 6–8 horas somos bastante buenos, nosotros y el sector eólico, lo hacemos mucho mejor que en 2006. En fotovoltaica también hemos aprendido, y en termosolar tenemos margen de mejora, pero tenemos que aprender todavía mucho más. En aquel mo-

GARANTÍAS DE ORIGEN: RENTABILIZA TU ENERGÍA

con Factor

Factor
Ideas for change



- Sin volumen mínimo
- Sin compromiso
- Sin riesgo

Desde Factor te asesoramos para que obtengas **el mejor precio en España y en Europa.**

Contáctanos sin compromiso:

☎ (+34) 944 24 05 63

✉ trading@wearefactor.com

www.wearefactor.com/es/gdo



“Cada año sigue siendo año santo para nosotros. Seguimos teniendo peregrinos de todas partes del mundo que quieren saber cómo integrar con seguridad renovables en el sistema eléctrico”

mento había bastantes aerogeneradores que no soportaban los huecos de tensión, oscilaciones en la red debidas a perturbaciones más o menos acusadas, porque en su momento se había decidido así pensando que el contingente de generación eólica sería siempre pequeño. El trabajo de Red Eléctrica, junto al sector, consistió en adecuar esos aerogeneradores para que soportaran los huecos de tensión. Y cada vez prestarán más servicios. Por ejemplo, en algunos momentos les puede compensar estar al 85% y cambiar el paso de pala para producir más o menos, y por tanto, prestar servicios a la operación y obtener la remuneración adecuada por ello, como otras tecnologías. Es un cambio muy notable.

Pero aquella inteligencia con la que se dotó a la red en 2006 ha de incrementarse mucho, porque pasamos de un sistema con una demanda caprichosa y una oferta mayoritariamente firme, a un sistema en el que la demanda sigue siendo caprichosa y la oferta más variable. Pero es que, además, esa demanda se va a convertir en oferta de vez en cuando, porque habrá gente que tenga paneles en su casa con los que podrá autoconsumir, pero puede que otros ratos vierta energía a la red. Por tanto, necesitamos una red muchísimo más lista, y ese es ahora el mayor reto. Porque si no, no llegaremos a un modelo descarbonizado, sabiendo que descarbonizar la economía supone electrificar, lo que dota a Red Eléctrica de una notable centralidad.

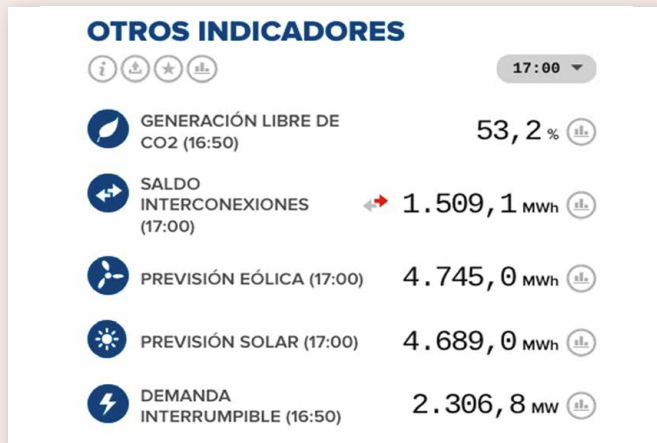
■ En 2010 el entonces presidente de REE, Luis Atienza, decía que el Centro de Control Eléctrico (Cecoe) de REE se había convertido en una peregrinación obligatoria para quienes pretendían saber cómo integrar renovables en el sistema eléctrico. ¿Siguen estando en la vanguardia?

■ Cada año sigue siendo año santo para nosotros, seguimos teniendo peregrinos de todas partes. Hace poco estuvo en España Hiroshige Seko un superministro japonés de Economía, Comercio e Industria, y una de las visitas que hizo fue al Cecoe, un lugar que vamos mejorando constantemente, en el que se van afinando los modelos, los algoritmos son cada vez más precisos. Uno de los primeros que vino a ver el Cecoe fue el que era primer ministro cuando sucedió el accidente de Fukushima, Naoto Kan, que se convirtió en adalid de las renovables, y vino

e-sios (28-6-2019)



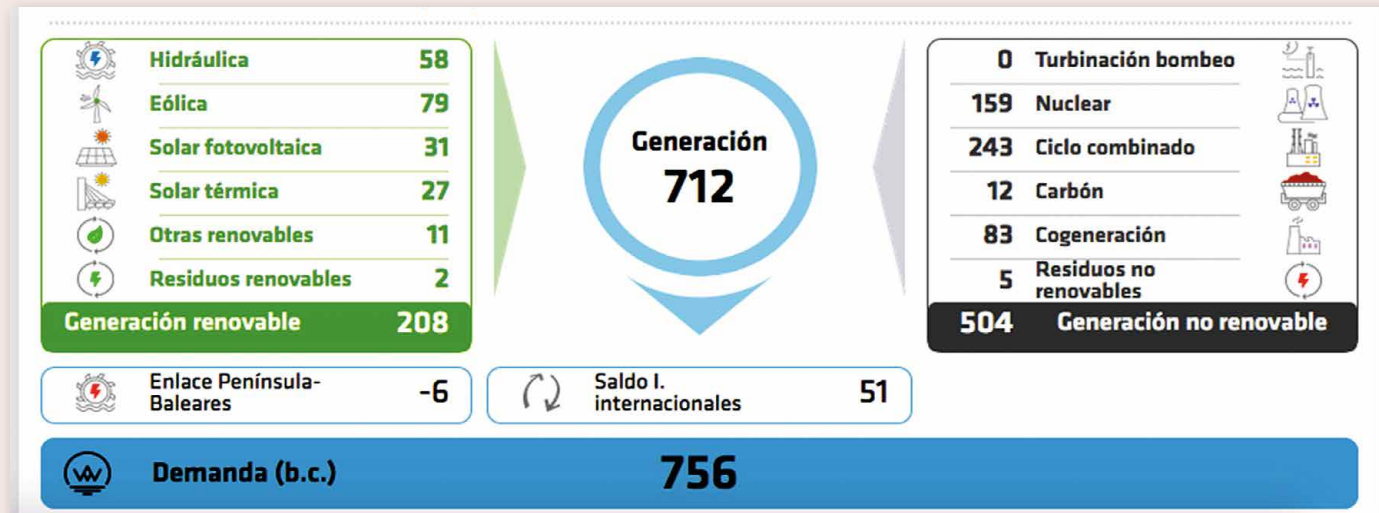
e-sios (28-6-2019)



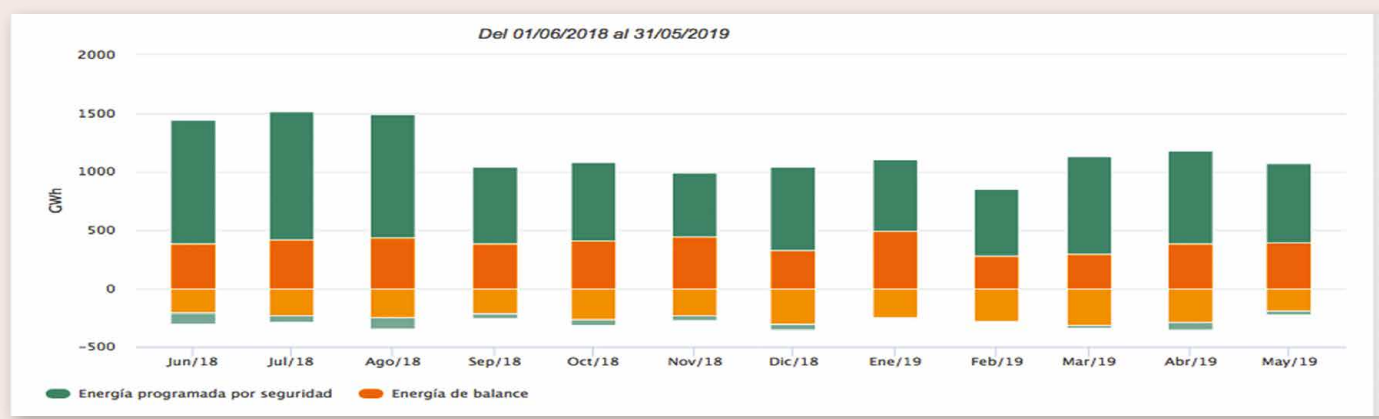
a ver cómo lo hacíamos aquí, porque tenemos problemas parecidos de interconexión eléctrica. De hecho, Inglaterra tiene más capacidad de interconexión eléctrica con el continente que la Península Ibérica, el Canal de la Mancha es menos frontera que los Pirineos. Así, aunque avancemos en otros campos, no seremos capaces de integrar todo lo que podríamos integrar si no incrementamos las conexiones con Europa, entre otras cosas porque el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) nos dice que vamos a tener 50.000 MW de eólica en el año 2030. Dado que nuestro punto de mínima demanda cada día está en torno a 22.000 MW, en noches con mucho viento podríamos tener mucha producción eólica que no tendría salida, así que creo que incrementar la capacidad de las interconexiones es clave.

■ Atienza también decía que “necesitamos hacer más cosas si queremos alcanzar el 40% de electricidad renovable en 2020”. Y hablada de cuatro puntos: interconexiones, almacenamiento, inversiones en la red de transporte y más gestión de la demanda. Lo cierto es que el año pasado alcanzamos un 41% de electricidad renovable. ¿Qué hay que hacer hoy para avanzar en la transición energética?

Balance eléctrico peninsular (GWh) 26/06/2019 a las 7:47



Energía gestionada en los servicios de ajuste (GWh). Sistema eléctrico peninsular



El número para 2030 es 74% de electricidad con renovables. Hemos llegado al 41% y lo hemos hecho en condiciones de seguridad, cumpliendo antes de tiempo porque el sector en su conjunto hizo una apuesta ganadora. Sobre las interconexiones, contamos con una más que entonces, porque se puso en funcionamiento la interconexión de Santa Llogaia (Girona) a Perpignan, que supuso un notable incremento de la capacidad de intercambio. Ahora estamos trabajando junto a Réseau de Transport d'Électricité (RTE), la empresa francesa equivalente a Red Eléctrica, en el proyecto de la interconexión marina desde Bilbao a Burdeos.

En almacenamiento no hemos avanzado tanto, creo que esta nos la deben aún los ingenieros, porque todavía los bombeos hidráulicos son el único almacenamiento importante que tenemos. Las baterías aún no son capaces de competir en prestaciones con el bombeo, ni por calidad ni por cantidad, pero hay que seguir investigando y desarrollando en este campo, que con seguridad mejorará mucho.

Y hay que seguir haciendo inversiones en la red, para que sea mucho más lista, para que acepte bien esos flujos de ida y vuelta hacia los que vamos. Ahora estamos recibiendo cada 12 segundos 240.000 datos, que nos dicen cómo está el sistema y nos permiten mandar instrucciones a los generadores para subir y bajar la producción y mantener el equilibrio, así que la red ya es bastante lista, pero tenemos que meter mucha más inteligencia para que sea capaz de tomar las decisiones en los plazos en los que este negocio exige tomarlas, que son de milisegundos. Aquí un segundo es una eternidad.

Por último, creo que la gestión de la demanda es la gran mina energética. Por una parte, si se dan las señales adecuadas el vehículo eléctrico puede ser fantástico para el sistema, porque puede rellenar el valle y puedes estar metiendo casi directamente viento en los depósitos de los coches, y eso sería muy bueno. Pero si en vez de cargar en valle se cargan en punta, eso exigirá que el sistema eléctrico esté más dotado todavía, porque siempre tiene que dar el dolo de pecho. Si las carreteras se tuvieran que construir con la misma lógica con la que se construye el sistema eléctrico, las autopistas de entrada a Madrid tendrían 14 carriles para que el puente de la Constitución no hubiera atascos, porque en la electricidad no puede haber atascos. Las puntas de consumo también se podrían bajar con gestión de la demanda, porque si se ofrece la posibilidad de bajar el precio de la electricidad a cambio de disminuir el consumo en un momento dado, eso ayudaría al conjunto del sistema.

¿Teme REE el crecimiento del autoconsumo?

No, ni el autoconsumo ni el coche eléctrico. Nuestra obsesión es saber lo que está pasando en todo momento, porque la única manera de operar el sistema en condiciones de seguridad es observarlo todo. Según nuestros cálculos, cada millón de coches eléctricos incrementará un 1% la demanda, lo que, si se hace bien, no tendrá un gran impacto. Con las señales adecuadas, no tendrá ningún impacto negativo, más bien al contrario. ■

La ola que viene

El Consejo Global de la Energía Eólica (Global Wind Energy Council, GWEC) acaba de publicar en Londres la primera edición de su Reporte Mundial de Eólica Marina (Global Offshore Wind Report), un informe que radiografía en tiempo presente a este sector, analiza las perspectivas del mercado eólico marino a escala global e incluye previsiones a escala regional. Destacan dos ítems: (1) por primera vez en la historia, China instaló en un año –2018– más potencia eólica mar adentro que ninguna otra nación del mundo; y (2) el más conservador de los escenarios manejados por GWEC estima que el sector instalará en los próximos diez años 165.000 megavatios de potencia frente a las costas de todo el mundo: 100.000, en los mares de Asia (hoy hay poco más de 23.000 megas en el agua, es decir, que el parque eólico marino global crecerá un 700% en los próximos diez años).

Antonio Barrero F.

El mercado global de la eólica marina ha crecido a una media del 21% desde el año 2013. Ahora mismo, hay en todo el mundo algo más de 23.000 megavatios (MW) de potencia eólica mar adentro. Tanto en 2017 como en 2018, el parque eólico marino global creció en el entorno de los 4.500 megas/año. Así, los mares han acogido hasta el 8% de toda la potencia eólica instalada durante ese bienio. Por primera vez, China ha instalado frente a sus costas en un año más potencia que ningún otro país del mundo, lo cual marca un punto de inflexión, pues, hasta ahora, el sector ha-

bía estado operando casi exclusivamente en aguas europeas.

Así, y según Karin Ohlenforst, directora de GWEC Market Intelligence (departamento responsable de este informe), estamos “en la antesala de una verdadera industria eólica marina global. Si nos basamos en los objetivos gubernamentales, los resultados salidos de las subastas y la cartera de proyectos, las previsiones señalan que de aquí a 2030 instalaremos 190.000 MW de potencia eólica marina”. Pero eso no es todo, según Ohlenforst, porque “muchos países están preparándose para unirse a la revolución eólica marina” y,

sobre todo, porque el desarrollo tecnológico de las soluciones flotantes va a cambiar las reglas del juego “y puede añadir incluso más potencia en el mar en los próximos años”.

El jefe del Grupo de Trabajo de Eólica Marina Global de GWEC, Alastair Dutton, también es optimista: “la industria del sector está dando pasos significativos en la mejora de los costes, que son cada vez más competitivos, hasta el punto de que el coste nivelado de la electricidad eólica marina ya está muy cerca de los cincuenta dólares el megavatio hora. Este logro incrementa el atractivo de la eólica marina en los mercados maduros, donde un cierto número de gobiernos que están discutiendo ya sus objetivos climáticos de largo plazo deben considerar ya seriamente la contribución que esta tecnología puede hacer en la ruta hacia esas metas”.

Más aún: “si la industria y los gobiernos trabajan juntos, tal y como estamos viendo ya en el caso de Taiwán –añade Dutton–, podremos construir a una mayor velocidad los marcos políticos necesarios para asegurar que ese crecimiento llega más pronto que tarde”.

El primer Reporte Mundial GWEC de Eólica Marina (*Global Offshore Wind Report*) trabaja con dos escenarios. El primero (*business-as-usual*, BAU) no incorpora los futuros desarrollos tecnológicos y mejoras





Hornsea, el parque eólico marino más grande del mundo

Medio centenar de aerogeneradores de siete megavatios producen ya electricidad en Hornsea Uno, el parque eólico marino más grande del mundo (arriba, en la foto). La noticia fue hecha pública a principios de junio. El parque, que se encuentra a 75 millas (120 kilómetros) de las costas de Reino Unido, está todavía en fase de construcción (la instalación está previsto concluya en el primer trimestre de 2020). Desarrollado por una sociedad conjunta integrada por la compañía danesa Ørsted y la multinacional Global Infrastructure Partners, Hornsea tendrá entonces una potencia de 1.218 megavatios (más que cualquiera de las centrales nucleares de España). Esos 1.200 megas los tendrá distribuidos en 174 turbinas de siete megavatios de la marca Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE).

Pero ese es solo el principio. Porque Ørsted ya está promoviendo, a 89 kilómetros de la costa este británica, Hornsea Dos: 1.386 megavatios (más potencia todavía), 165 máquinas Siemens Gamesa de ocho megavatios (modelo SG 8.0-167), con rotor de 167 metros de diámetro y palas de 81,5 metros de longitud (más grandes todavía). Máquinas que ofertan –informa Siemens– un área de barrido un 18% más amplia y un 20% más de producción anual que su predecesora de siete megas, la SWT-7.0-154. Según el fabricante, “una sola turbina de ocho megavatios es capaz de generar suficiente electricidad para más de 8.000 hogares europeos”. Una vez entre en servicio a principios de 2022, Hornsea Dos proporcionará energía limpia a aproximadamente 1,3 millones de hogares británicos, según SGRE.

técnicas y tampoco las ventanas de oportunidad que todos ellos van a abrir para la eólica marina. El segundo de los escenarios sí considera esas variables. El escenario BAU prevé un crecimiento de doble dígito para la eólica marina. Lo hace teniendo en cuenta los marcos políticos actuales y las subastas y concursos previstos.

Pues bien, habida cuenta de todo ello, el informe de GWEC Market Intelligence prevé entre 15.000 y 20.000 megavatios cada año de nueva potencia *offshore* a partir de 2025, crecimiento impulsado fuertemente por China y otros mercados asiáticos. Esa actividad frenética sumará de aquí al año 2030 unos 165.000 megas marinos al parque *offshore* global, es decir, que, en el año horizonte (2030) podría haber en el agua alrededor de 190.000 megas (190 gigavatios).

El segundo de los escenarios recoge la futurible mejora de las soluciones flotantes,

la también previsible caída de los costes (que conllevaría una consiguiente mejora de la competitividad) y la presumible traslación de todo ello a (1) los mercados más maduros y (2) nuevos mercados. Pues bien, habida cuenta de todos esos factores, el informe GWEC estima que es “posible” que el mundo instale de aquí a 2030 más de 200.000 nuevos megavatios mar adentro, lo que permitiría al parque marino global rebasar holgadamente el listón de los doscientos gigas.

■ Por regiones

• EUROPA: en el corto plazo, el mercado eólico marino del Viejo Continente se establecerá, con pocos proyectos, que comenzarán a eclosionar en 2020. En todo caso, la competitividad de la tecnología europea continuará siendo una de las claves del desarrollo de todo el sector. GWEC prevé estabilidad en el corto plazo en el Reino Unido y quizá una cierta

ralentización en Alemania. El escenario BAU para Europa arroja como resultado la cifra de 78.000 megavatios instalados en 2030 (ahora mismo hay unos 18.500).

• ASIA: el continente amarillo (China incluida) liderará la carrera eólica global en la década de los 20, que casi ya está aquí. Según GWEC, y aparte de China (donde ahora mismo hay instalados ya más de 4.500 megas en el mar), los mercados clave van a ser Taiwán, Vietnam, Japón, India y Corea del Sur. El escenario BAU para Asia arroja como resultado la cifra de 100.000 megavatios instalados en 2030 (ahora mismo no hay ni 5.000 en todo el continente).

• ESTADOS UNIDOS: el informe señala que los primeros proyectos de gran escala que están siendo impulsados en el país (proyectos que se prevé comiencen a eclosionar entre 2021 y 2023) comenzarán a generar kilovatios hora en el año 2025. En esa fecha, GWEC estima habrá frente a las costas de los Estados Unidos unos 2.000 megavatios de potencia eólica operativa y un potencial (2025–2030) de otros 8.000 megas más que se beneficiarán de la experiencia y madurez adquiridas por la cadena de suministro local.

El informe incluye análisis de costes, de riesgos, sobre procedimientos en materia de seguridad y salud, financiación, planificación y regulación, desarrollo de cadena de suministro e innovaciones tecnológicas. El Global Wind Energy Council (Consejo Global de la Energía Eólica) es una entidad que representa los intereses del sector eólico. Declara una membresía de “1.500 compañías, organizaciones e instituciones de más de ochenta países, incluyendo fabricantes, promotores, proveedores de componentes, institutos de

Sigue en página 31...



En aguas territoriales españolas

Tres iniciativas eólicas marinas han saltado a la actualidad mediática nacional en este mes de junio. El día 4 el Gobierno de Canarias anuncia que la empresa pública noruega Equinor invertirá 860 millones de euros “en los próximos años” en el que está llamado a convertirse en el primer parque eólico marino de España. Según el comunicado que difunde ese día el Ejecutivo regional, la empresa escandinava ya ha sido autorizada a instalarse en la Zona Especial Canaria (ZEC).

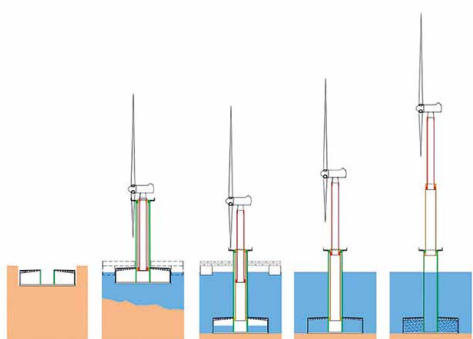
El interés de la multinacional noruega por las islas –informa el Gobierno canario– surgió a raíz de los contactos que el presidente de la comunidad, Fernando Clavijo, y el consejero de Economía, Industria, Comercio y Conocimiento, Pedro Ortega, mantuvieron en diciembre de 2017 con empresas del sector eólico marino que desarrollan su actividad tanto en el mercado nacional como en el europeo. Desde ese momento –explican desde el Ejecutivo canario–, los representantes de Equinor han mantenido múltiples encuentros de trabajo con el Gobierno de Canarias para concretar trámites y demás aspectos necesarios para la puesta en marcha del proyecto.

El parque marino que proyecta Equinor, flotante, tendrá doscientos megavatios de potencia (200 MW). Según reza el comunicado difundido por el Gobierno canario, “en el caso de iniciar los trámites para su construcción este mismo año 2019, tal y como tiene previsto la empresa, su puesta en marcha podría tener lugar en 2024 y generaría entre 120 y 200 empleos durante los 20 años de vida del parque, además de los puestos de trabajo de naturaleza temporal y limitada que conllevaría la fase previa de tramitación y construcción”.

Para ello, el Gobierno explica que es necesario delimitar “cuanto antes” las zonas eólicas marinas en Canarias, sin que esa delimitación –matizan desde el Ejecutivo– vaya en menoscabo del desarrollo de otras actividades marinas complementarias.

La segunda iniciativa *offshore made in Spain* es el prototipo Elican (arriba en la foto), también denominado Ingeniero MLRT (en memoria del ingeniero grancanario Mario Luis Romero Torrent), prototipo que, en junio, ha cumplido su primer año en fase de pruebas en el banco de ensayos de la Plataforma Oceánica de Canarias (Plo-can), que se encuentra a 1,3 millas náuticas de la isla (el prototipo fue construido en tierra firme –como se ve– y remolcado, flotando, hasta la zona de ensayos). El proyecto lo lidera la ingeniería grancanaria Esteyco, que ha desarrollado una solución de (1) fabricación en tierra de las torres de los aerogeneradores, que son de hormigón, y autoelevables (véase infografía); (2) transporte mar adentro de la torre con la turbina eólica ya instalada en su cima (transporte mediante naves convencionales); y (3) instalación y fondeo del aerogenerador en su ubicación final (sin necesidad de empleo para ello de grandes grúas marinas), todo lo cual representa –aseguran desde la empresa– un ahorro del entorno del 30% en comparación con las soluciones convencionales. La turbina tiene una potencia de cinco megavatios.

Y, por fin, la tercera iniciativa *offshore made in Spain* es W2Power (a la izquierda en la foto), un prototipo que es fruto del trabajo desarrollado por el consorcio WIP10+, que está integrado por las empresas españolas EnerOcean, Ghenova e Ingeteam y la británica Tension Technology International, y que acaba de ser instalado a 1,3 millas náuticas de la Punta de la Garita (isla de Gran Canaria), en las mismas aguas del banco de ensayos Plocan (Plataforma Oceánica de Canarias). La singularidad de este prototipo es que es la primera plataforma flotante eólica con dos turbinas del mundo. El prototipo ha sido construido en el astillero Astican, en Las Palmas, por el consorcio WIP10+ (que está liderado por EnerOcean), tiene un peso de 40 toneladas y consta efectivamente de dos turbinas de 100 kW en torres de inclinación lateral. Según Ingeteam, “a gran escala, la plataforma puede ser instalada en profundidades de 35 a 300 metros”. La ingeniería vasca explicaba a mediados de junio que este no es sino “un paso más en nuestro posicionamiento en el sector *offshore*”. Ingeteam acaba de introducir en su catálogo una nueva gama de convertidores *offshore* de 5 a 15 megavatios (MW) que ha desarrollado “para alcanzar los hitos de reducción de costos que el sector eólico *offshore* requiere”.



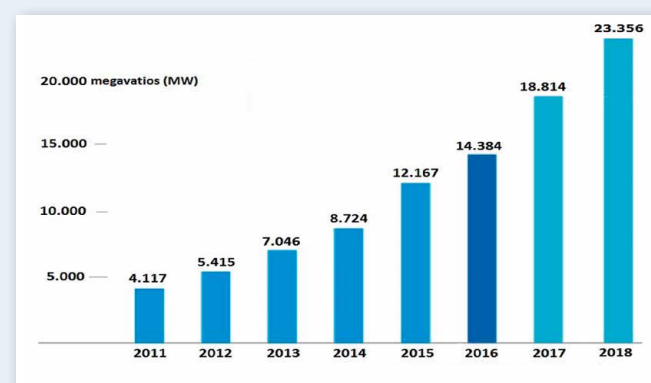
Energía eólica marina

CAP (MW)	2014	2015	2016	2017	2018
World	8 492	11 717	14 342	18 891	23 356
Asia	516	722	1 680	3 006	4 806
China	440	559	1 480	2 788	4 588
Chinese Taipei				8	8
Japan	50	53	60	65	65
Korea Rep	11	11	41	46	46
Viet Nam	16	99	99	99	99
Europe	7 976	10 996	12 633	15 856	18 521
Belgium	708	712	712	877	1 178
Denmark	1 271	1 271	1 271	1 297	1 358
Finland	26	32	32	73	73
France				2	2
Germany	994	3 283	4 132	5 427	6 410
Ireland	25	25	25	25	25
Netherlands	228	357	957	957	957
Norway	2	2	2	2	2
Portugal	2	2			
Spain	5	5	5	5	10
Sweden	213	213	203	203	206
UK	4 501	5 093	5 293	6 988	8 300
European Union	7 974	10 994	12 631	15 854	18 519
N America	0	0	29	29	29
USA	0	0	29	29	29

Fuente: International Renewable Energy Agency



Potencia eólica marina acumulada 2011–2018



Fuente: Global Wind Energy Council

...Viene de página 29

investigación, asociaciones eólicas nacionales, asociaciones de empresas de energías renovables, distribuidoras de electricidad, financieras y compañías aseguradoras”.

Pero en junio no solo GWEC ha hecho público su informe de previsiones. Un buen puñado de actores del sector ha anunciado estos días operaciones formidables. Varias de ellas tienen como escenario precisamente Asia, Eldorado de la eólica *offshore*, según GWEC. Quizá la más ambiciosa es la que lidera la danesa Ørsted en Taiwán, donde proyecta un megaparque marino de novecientos megavatios. La compañía escandinava ha elegido aerogeneradores Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) para su proyecto, concretamente máquinas de ocho megas a instalar en Greater Changhua 1 & 2a, en aguas territoriales taiwanesas. SGRE fabricará, suministrará, instalará y se encargará del mantenimiento de los 900 megas de Greater Changhua (más de cien aerogeneradores del modelo SG 8.0–167 DD). La compañía germano española se ha comprometido además, en el marco de ese acuerdo, a establecer un centro de ensamblaje de góndolas próximo al puerto de Taichung que estará listo “en 2021, antes de la fecha límite para cumplir con los requisitos de localización establecidos por el gobierno taiwanés”. La promotora de esta

formidable instalación es la danesa Ørsted. Siemens Gamesa prevé comenzar las obras de este parque eólico marino en 2021.

La misma SGRE ha anunciado, también en junio, otra operación multimegavatio en Taiwán; en concreto, un “pedido condicional” para el suministro de 376 megas al parque marino Formosa 2 (extensión del pionero Formosa). El contrato, que incluye también las tareas de operación y mantenimiento durante 20 años, está sujeto –informa la empresa– a la decisión final de inversión del consorcio propietario del parque, que está formado por el fondo de inversión Macquarie Capital y el promotor Swancor Renewable Energy (el gobierno taiwanés quiere alcanzar los 5.500 MW de potencia eólica marina en el año 2025).

Pero el fabricante hispano alemán no solo está arrasando en Taiwán. En el Japón, el promotor local Obayashi Corporation le ha designado –el anuncio también se ha hecho público en junio– “suministrador preferente” del que además va a ser el primer proyecto eólico marino de SGRE en el país del Sol naciente. Según Siemens Gamesa, el acuerdo, que aún está “sujeto a la decisión final de inversión de la ingeniería japonesa”, incluye la instalación de “hasta 455 MW” en Northern Akita, en aguas de la región de Tohoku, “así como los servicios de operación y mantenimiento a largo plazo”.

Vietnam (con un centenar de megavatios en el mar), Corea del Sur (con 46 megas, 9.000 en diferentes fases de proyecto y 13.000 como objetivo 2030), Japón (con 65 megas instalados y un gobierno que está estudiando la cuestión) y la India (que se ha fijado como objetivo la instalación de treinta gigavatios en el mar de aquí al año 2030) son los otros cuatro destinos asiáticos preferidos por el negocio eólico marino internacional. Así, no es de extrañar que el escenario BAU para Asia del Consejo Global arroje como resultado la cifra de 100.000 megavatios instalados en 2030.

La última de las grandes operaciones marinas anunciadas en junio ha tenido sin embargo otro escenario: Francia, donde se ha resuelto su última subasta con la adjudicación, por debajo de los cincuenta euros el megavatio hora, de seiscientos megavatios de potencia eólica marina frente a las costas de Dunquerque. El adjudicatario ha sido un consorcio formado por las empresas EDF Renewables, Innogy y Enbridge. El Gobierno de la República de Francia se ha fijado como Objetivo 2023 los 2.400 megavatios y alrededor de 5.000 para el Horizonte 2028. El Ejecutivo galo no obstante ya ha anunciado su intención de licitar mil megavatios eólicos marinos por año de aquí a esa última fecha.

Es, en fin, la última hora de la eólica marina: la ola que viene, un crecimiento del 700% en los próximos diez años. ■



EÓLICA

E Mikel Garay Garayoa

Director de desarrollo de proyectos para España del Grupo Nordex

“Queremos que el laboratorio del Grupo Nordex esté localizado en España”

Antonio Barrero F.

El Grupo Nordex, que adquirió hace apenas tres años el 100% de Acciona WindPower, desarrolla y fabrica aerogeneradores desde mediados de los años ochenta, cotiza en la bolsa alemana, tiene casi 6.000 empleados en todo el mundo (1.500 en España) y se ha fijado un horizonte muy concreto al sur de Pirineos: (1) ser socio tecnológico y financiero de los promotores e inversores que están llamados a ampliar el parque eólico nacional en la próxima década y (2) montar un gran banco de ensayos para aerogeneradores en Navarra, un gran laboratorio para certificar sus máquinas y “con el que dar continuidad a todo el grupo de ingenieros que están en nuestro país”. Para todo ello, han contratado a Mikel Garay, ex de EHN o el eslabón que explica la historia de la eólica navarra.

■ ¿Quién es Mikel Garay?

■ Yo soy un profesional del sector eólico con casi veinte años de experiencia. Empecé trabajando en EHN, que fue la empresa pionera de las energías renovables en Navarra, e incluso –diría yo– en España; una empresa que, con el paso del tiempo, se convertiría en Acciona Energía. Allí estuve durante más de ocho años, trabajando como Country Manager de Alemania y Polonia (siempre promoción de negocio). Luego me incorporé a Taiga Mistral, que es una gestora de fondos de inversión. Y allí he estado más de once años, período durante el cual he llevado su fondo principal, un fondo compuesto por varios bancos y *family offices* pensado para invertir en eólica en Polonia. El caso es que, tras esos once años, hace unos ocho meses, me reincorporé al Grupo Nordex, que es el cuarto fabricante de aerogeneradores del mundo, en lo que es una especie de vuelta a los orígenes, ya que es un grupo en el que Acciona tiene el 29%.

■ O sea, que Garay puede presumir de pionero.

■ Bueno, EHN, Energía Hidroeléctrica de Navarra –liderada por Esteban Morrás y donde estuvieron Sodena, que es una sociedad pública del Gobierno foral, Caja Navarra, Iberdrola y Portland– fue la que impulsó el desarrollo eólico en Navarra en los años noventa, la que trajo aquí todo el escarapate renovable nacional. Habiendo cuatro mil megavatios instalados en todo el mundo, se planteó desarrollar mil solo en Navarra. Y sí, yo tuve la suerte de empezar trabajando allí.

La verdad es que era una maravillosa locura... Recuerdo cuando se instalaron los primeros parques... Era aventura total. Otro mundo.

■ Otro mundo, sí. Porque ahora la tecnología eólica ya no es promesa de futuro. Es presente incontestable. Vamos a Nordex. El Grupo para el que ahora trabaja Mikel Garay vende producto (tecnología propia) y servicios de mantenimiento (entiendo que para los parques dotados de tecnología Nordex y, así mismo, para parques con máquinas de otros fabricantes). ¿Es así?

■ Cierto, aunque básicamente para parques de nuestra tecnología.

■ De acuerdo. España, 2019. Nordex es un fabricante de aerogeneradores –me cuentan– que ahora se propone ser, además, socio tecnológico y financiero de promotores e inversores en este país. ¿Qué significa eso exactamente? Y, ¿por qué ahora y por qué España?

■ El Grupo Nordex está cotizando en la Bolsa alemana. Es, como he comentado, el cuarto grupo del mundo. Adquirió Acciona WindPower hace unos pocos años. Y, así como nuestros competidores tienen sus ramas promotoras... Nordex también ha tenido la suya. Y muy exitosa, además. Trabajando por ejemplo en Francia: allí somos líderes en promoción eólica. El caso es que, al adquirir Acciona WindPower, pensaron que hacía falta promover también en países donde estábamos vendiendo máquinas, como España. Promover es algo así como dar un paso atrás:



es tratar de ser socio tecnológico de los promotores, echarles un cable en sus necesidades, asesorarles con nuestro conocimiento técnico, con el diseño, con la selección de la tecnología idónea... Y luego obviamente ayudarles en los estudios que haya que realizar para tramitar y promover esos proyectos que tienen entre manos, y ayudarles –si fuera necesario y ellos lo quisieran– en sus necesidades financieras. Pongo un ejemplo: imagine un promotor que tiene varias promociones, digamos un promotor mediano; imagine que tiene por ejemplo cuatro parques de cincuenta megavatios [50 MW] en promoción. Pues bien, una promoción de unos cuatro o cinco años tiene que hacer muchos estudios de toda índole, tiene que firmar compromisos, tiene que hacer solicitudes. Una solicitud de conexión, por ejemplo, supone 40.000 euros el megavatio: 40.000 euros, el aval, un aval que tiene un coste. Pues bien, lo que hacemos nosotros es ofrecernos a dar apoyo a esos promotores. Y si les interesa que nosotros entremos en sus proyectos... pues encantados de aportar.

■ Vuelvo atrás: ¿y por qué ahora y por qué España?

■ Bueno, no solo España. También estamos en México, estamos en Argentina, estamos en Chile, en Honduras, en Polonia, en Suecia, en Suráfrica, en Francia –como decía antes–, en Alemania, en la India, estamos en muchísimos países. ¿La diferencia? Pues que “equipo de promoción eólica”, en España, el Grupo Nordex no tenía.

■ Y lo está montando y va a dirigirlo un economista de Pamplona, ex de EHN. ¿Es así?

■ Sí, me han contratado para montarlo, y para impulsar la promoción. Ahora mismo tenemos tres plantas de fabricación en España, una en Valencia y dos en Navarra. El Grupo Nordex tiene más de mil quinientas personas trabajando en este país. Tenemos pues una presencia industrial evidente; lo que no teníamos era una presencia en lo que

se refiere a promoción de proyectos. Por eso el Grupo se ha embarcado en esta operación, con la idea –obviamente– de facilitar aún más la salida de nuestra tecnología, desde nuestras plantas, y para seguir creciendo en España. Porque es que además tenemos muy buen producto. Y es cierto que aquí ya tenemos una presencia importante en lo que se refiere a máquinas, más de 2.000 megavatios, el 10% de toda la potencia eólica instalada en España, pero también es cierto que queremos que esa presencia sea mayor. Queremos ser más que el cuarto grupo dentro del país. Porque queremos que nuestras plantas de producción continúen aquí durante muchos años, y porque nos gustaría abrir nuevas plantas, obviamente.

■ ¿De cuántos megavatios –y de qué horizonte– estamos hablando?

■ Estamos en ello. No voy a dar ahora un número concreto de megavatios, pero lo que tenemos muy claro es que queremos ser un actor importante en el país. Eso lo tenemos muy claro. Solo adelantaré que tenemos un objetivo “ambicioso” [recalca ese término]. Para que se haga una idea, Nordex es una compañía que tiene instalados más de 26.000 megavatios en el mundo. El año pasado facturamos 3.700 millones de euros. Somos casi 6.000 trabajadores. Y donde tenemos presencia, y es el caso, debemos tener también objetivos “ambiciosos”. Sí, el plan de promoción que está emprendiendo ahora Nordex en España es un plan “ambicioso”. Eso es lo que le puedo decir ahora mismo.

■ ¿Debo entender que, aparte de promover, la compañía también está interesada en adquirir proyectos?

■ Ciertamente; estamos incluso dispuestos a comprar proyectos para ser los promotores de los mismos, y para luego venderlos.

■ Entiendo pues que (1) Nordex quiere fábricas produciendo aquí; y (2) quiere máquinas operando aquí. Pero, ¿y la I+D?

■ También. Queremos que nuestro laboratorio, el laboratorio del Grupo Nordex, esté localizado en España y, más concretamente, en Navarra. Y estamos haciendo los esfuerzos necesarios para que así sea. Estamos trabajando para tener aquí una docena de prototipos en los próximos dos años: una docena de prototipos de producto nuevo que se certificará, y con los que se harán pruebas, todo lo cual va a dar continuidad a todo el grupo de ingenieros que están en nuestro país. El objetivo es tenerlos en Navarra, cerca de nuestras oficinas.

■ ¿Un laboratorio de I+D?

■ Sí. Estamos hablando con el Gobierno de

Navarra, estamos hablando con la Administración, con Industria, con Medio Ambiente, para ver cómo llevar a cabo, cómo materializar, esos mini parques de turbinas individuales, con productos diferentes, que queremos ir instalando en función de las necesidades que vayamos teniendo con los nuevos productos que van saliendo.

■ ¿Tiene, en algún otro lugar del mundo, algún otro laboratorio similar Nordex?

■ Lo que ha hecho el Grupo hasta ahora es ir certificando máquinas en parques de Alemania... alguno hay en España... Pero hasta ahora no se había puesto el foco en crear un laboratorio y un proyecto grande de varias máquinas que tenga como único fin ese. En determinados proyectos lo que hemos hecho es vender un determinado prototipo a un tercero y hacer con él, en su parque, las pruebas necesarias de certificación y demás. Pero no hay un proyecto de laboratorio como este del que estoy hablando. Esa es una de las tareas importantes que me han encomendado y ese es un objetivo que tenemos muy claro. Lo tenemos muy claro... a pesar de que la regulación española en materia de prototipos es, tristemente... un desierto.

■ ¿Un desierto?

■ Sí. En España no hay facilidades para la implantación de una turbina prototipo de I+D. Y digo que no hay facilidades porque el tratamiento que le da la Administración a ese aerogenerador es exactamente igual al que le da a una turbina comercial, lo cual no facilita la I+D.

■ No entiendo.

■ Mire, el desarrollador de una turbina prototipo, una turbina que está sin certificar, va a encontrar más dificultades a la hora de la financiación. Porque, a la hora de financiar, las garantías son diferentes, y las condiciones para el inversor son más duras. En otros países –en Alemania, en Dinamarca–, hay unas tarifas mínimas, garantizadas para este tipo de producto, que dan más visibilidad y más robustez a algo que obviamente es diferente: un producto cuyo objetivo es certificar algo para luego producirlo en serie. En países como Alemania o Dinamarca –insisto– incluso hay emplazamientos que se subastan para que los fabricantes coloquen allí sus prototipos; y hay unas regulaciones específicas que dan cierto confort, algo que aquí no tenemos. En ese sentido, hay una diferencia enorme entre España y esos países.

■ Una diferencia que no nos deja en buen lugar, deduzco.

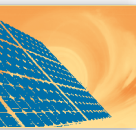
■ Claro. En aquellos países es más fácil, económicamente más viable, y más rápido,

y más sencillo, invertir, e instalar estos prototipos, este tipo de productos de I+D, que en España. Por eso, ahora estamos tratando de que el Gobierno empiece a tener en consideración todo esto. Y, en ese sentido, hemos enviado al Ejecutivo –vía Asociación Empresarial Eólica– nuestras inquietudes. En todo caso, hay muchísima ilusión en este proyecto, que está constituyendo para nosotros un reto apasionante: el de querer retener en nuestra comunidad, que ya es todo un escaparate de todas las energías renovables, el laboratorio de nuestro grupo, el banco de ensayos en el que trataremos de instalar los futuros prototipos que vayamos a producir aquí. Sí, la verdad es que hay mucha ilusión.

■ Da la sensación de que Nordex ve muy claro el futuro eólico español. Hay sin embargo voces en el sector que parecen en cierta medida preocupadas por la saturación de las redes, la falta de puntos de conexión suficientes como para encajar la presumible avalancha de megavatios que viene.

■ Es cierto que las redes están saturadas, y también es cierto que hay limitaciones de muchos otros tipos, obviamente, como debe ser: medioambientales, urbanísticas, de infraestructuras, aeronáuticas. Pero también es cierto que ahora mismo Red Eléctrica de España está terminando de perfilar un ambicioso plan de desarrollo de infraestructura eléctrica 2020–2026, y que nosotros estamos convencidos de que dará mucho, mucho aire fresco a nuestro sector. Porque ese plan va a dar salida a muchísimos de los proyectos que ahora mismo estamos arrancando los promotores, muchos de los proyectos en los que ya estamos trabajando todos nosotros.

También es cierto que hay expertos, y técnicos, que empiezan a plantear que quizá convendría revisar los criterios que llevan a considerar que una red está más o menos saturada, porque vienen a decir –esos expertos– que esos criterios están basados en teorías ya pasadas y que se está demostrando que hay más capacidad de la que parece que hay. ¿Una línea que está al equis por ciento de su capacidad está saturada? ¿Es ese equis por ciento el idóneo? ¿No es quizá algo conservador ese criterio a la luz de los nuevos hallazgos? Vaya por delante que yo no soy técnico, pero parece ser que están revisando la forma de valorar el ratio de seguridad de saturación de las líneas de transporte y distribución, y parece ser que va a haber una revisión, por lo que –quizá– habrá nuevos huecos en el corto o medio plazo. En todo caso, vuelvo al principio, esperamos que el plan de desarrollo de infraestructura eléctrica 2020–2026 de Red Eléctrica de España nos dará mucho aire fresco y renovable. ■



SOLAR FOTOVOLTAICA

Como nunca antes

Fabricantes, instaladores, economistas, profesores de FP del Ciclo de Grado Superior de Energías Renovables, abogados, comercializadoras, grandes clientes... Todo el mundo ha querido acudir al I Congreso Nacional de Autoconsumo. El foro lo ha organizado la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) con el fin de “dinamizar el sector de cara al incremento de actividad que se espera para los próximos años” y ha servido para, entre otras muchas cosas, radiografiar la nueva normativa, “que acercará, como nunca antes –apuntan desde APPA–, las energías renovables a los consumidores finales”.

Antonio Barrero F.

De almacenamiento, de hibridación, de vehículo eléctrico, del nuevo marco regulatorio (que ha terminado con las trabas burocráticas que durante años han ralentizado el desarrollo del autoconsumo), del necesario desarrollo normativo que queda por venir (el detalle), de los casos de éxito que el sector ha ido materializando a lo largo de los últimos años (antes incluso de que el Gobierno Sánchez acabara con el impuesto al Sol), de la compensación de excedentes, de los retos... De todo eso y de muchos otros asuntos aledaños ha tratado el I Congreso Nacional de Autoconsumo, foro que ha impulsado APPA Renovables, en colaboración –ojo al dato– con la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso del Vehículo Eléctrico, la Asociación Empresarial de Pilas, Baterías y Almacenamiento Energético y la Agrupación de Empresas Innovadoras Solartys.

El éxito de la convocatoria ha sido incontestable. El espacio contratado para alojar el Congreso (con aforo para 350 profesionales) se ha quedado pequeño. Todo el mundo lo vislumbraba, pero había que verlo. Y se ha visto. Para empezar, el Congreso ha contado con una fuerte presencia institucional: Ministerio para la Transición Ecológica, Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, IDAE, Red Eléctrica de España, operador del mercado eléctrico ibérico (OMIE). En

fin: dos jornadas, 52 ponentes, 16 empresas patrocinadoras, ocho mesas de debate...

¿En el horizonte? Un mercado –el del autoconsumo– que podría alcanzar los entre 450 y 600 megavatios de potencia instalada cada año (esa es la estimación que hacía la Unión Española Fotovoltaica hace apenas unas semanas), o un volumen de negocio que seguramente superará los mil millones de euros al año, según algunas otras estimaciones.

Los números que maneja el primer Observatorio Español del Autoconsumo Fotovoltaico Residencial, informe elaborado por el instituto Análisis e Investigación (Grupo AiE) a instancias de la empresa Solarwatt –y que ha presentado en el Congreso el director general de Solarwatt España, Ernesto Macías–, van por ahí: 1.500 megavatios de autoconsumos residenciales a instalar en los próximos tres años, distribuidos en unas 328.000 viviendas unifamiliares, obra que va a mover en ese trienio unos 3.000 millones de euros y que demandaría “alrededor de 8.000 nuevos puestos de trabajo especializados: ingenierías, electricistas, instaladores, industria auxiliar, personal de mantenimiento o comerciales, entre otros” (y ojo al detalle: la estimación del Observatorio es solo referida a vivienda residencial).

Las buenas expectativas han sido la moneda de cambio: “el nuevo marco regulatorio permite un nuevo escenario que acercará,

como nunca antes, las energías renovables a los consumidores finales”, apuntaban desde APPA. “En pocas ocasiones, el sector energético se acerca tanto a los consumidores como en los proyectos de autoconsumo”, ha dejado dicho Jorge González Cortés, presidente de la Sección Fotovoltaica (FV) de APPA. Cortés ha alertado, no obstante: “el autoconsumo otorga a los consumidores el derecho a convertirse en generador, pero también conlleva una serie de obligaciones, relacionadas con la seguridad y la calidad, que las empresas deben tener presentes para garantizar instalaciones eficientes y limpias que, aunque se amorticen en siete u ocho años, puedan superar fácilmente las tres décadas de vida útil”.

El responsable de la Sección FV de la Asociación, que ha sido el encargado de clausurar el Congreso, ha dejado otro par de perlas: (1) “el potencial del autoconsumo colectivo va mucho más allá [ojo al detalle] de las comunidades de vecinos”; y (2) “la gran ventaja del autoconsumo colectivo es que hay más posibilidades de que se use la totalidad de la energía generada por la instalación, mejorando el plazo de amortización de la misma”.

El presidente de la Fundación Renovables, Fernando Ferrando, ha puesto sobre la mesa así mismo un discurso ambicioso: “el autoconsumo –ha dicho– es un pilar de la transición ecológica y una pieza fundamental del futuro modelo energético. La Fundación que represento propone un 10% de autoconsumo en 2030 de toda la generación eléctrica”.

Así ha sonado el presente en este Congreso, y, así, el futuro. Ahora, vamos a repasar (que no nos reescriban la historia) cómo hemos llegado aquí.



Que no gane la desmemoria

ER ha seguido la historia del autoconsumo –difícil, retorcida, a veces atrabiliaria– desde el minuto cero. He aquí una selección de noticias (con sus fechas de publicación) que deja claro cómo la hemos contado y cómo hemos llegado al I Congreso Nacional de Autoconsumo

■ 22 de febrero de 2012

El IDAE afirma que es “totalmente legal” el autoconsumo de energía

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) no tiene dudas de que el actual marco normativo faculta el autoconsumo. Así lo establece en una “Nota informativa” titulada «Referencias sobre autoconsumo de energía eléctrica en la normativa vigente», a la que ha tenido acceso Energías Renovables.

La nota, que se ha elaborado por el Departamento Solar del IDAE y está fechada el 3 de febrero, explica que el interés suscitado por el autoconsumo de energía eléctrica ha provocado un “debate, en ocasiones poco documentado, que ha dado lugar a diferentes opiniones sobre la legalidad o no de autoconsumir producción propia de energía eléctrica”. Para aclarar la situación, el texto recopila –como su propio título indica– las referencias que existen en la normativa vigente sobre el consumo propio de energía eléctrica para establecer una conclusión inequívoca: “el marco normativo actual –dice literalmente– permite realizar instalaciones destinadas a producción para autoconsumo total o parcial de la energía, de forma totalmente legal, existiendo numerosas referencias en toda la normativa de aplicación, incluida la Ley 54/1997 del sector eléctrico”.

Según la “Nota informativa” del IDAE, hay referencias explícitas al autoconsumo parcial o total en el registro de instalaciones de producción de energía eléctrica en régimen especial (Ripre), en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y en el Código Técnico de la Edificación. Del mismo modo, las menciones a este asunto salpican la normativa de conexión a red en los dos reales decretos (RD) que legislan las instalaciones de régimen especial u ordinario con potencias inferior o superior a los 100 kW. La nota del IDAE recuerda que la disposición adicional segunda del RD 1699/2011 dice textualmente que “el Ministro de Industria, Turismo y Comercio, en el plazo de cuatro meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, elevará al Gobierno una propuesta de real decreto cuyo objeto sea la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas del consumo de la energía eléctrica producida en el interior de la red de un consumidor para su propio consumo”.

■ 24 de mayo de 2012

El precio de los módulos FV ha caído casi un 75% en 36 meses

El informe “Reconsiderando las claves económicas de la energía fotovoltaica” –que la consultora Bloomberg acaba de hacer público en Londres y Nueva York– pretende ser “una mirada a las implicaciones que

se derivan de las bruscas caídas que han experimentado en los últimos tiempos los costes de la tecnología fotovoltaica”. Según esta consultora, el precio de los módulos FV ha caído casi un 75% en los últimos 36 meses, hasta el punto de que, a día de hoy, la electricidad solar puede competir en horario diurno con los precios de la electricidad convencional en un considerable número de países.

■ 16 de octubre de 2012

Un restaurante de Mataró comenzará a ahorrar dinero con una instalación de autoconsumo

Conergy instalará en el restaurante La Sal Varador en la playa de Mataró (Barcelona) una planta solar de 8 kW, sobre una cubierta de 126 metros cuadrados. Entrará en funcionamiento en noviembre, reducirá en un 20% la dependencia energética del establecimiento y permitirá un ahorro de un 30% en facturas de electricidad. “Con la moratoria renovable en España, Conergy ha trabajado en este proyecto piloto junto con dos de sus socios, ECO 100 y SolarTradex, para demostrar nuevas oportunidades de negocio en el mercado español compitiendo con otras fuentes de generación tradicional”, explica la empresa en un comunicado.

■ 07 de marzo de 2013

Las gasolineras de Pontevedra, al sol

Cuarenta kilovatios (40 kW). Veinte por gasolinera. El proyecto de autoconsumo desarrollado en Cambados, Pontevedra, ha requerido un suministro total de 180 paneles IBC PolySol 235W y cuatro inversores Fronius IG Plus120, que, con una producción de 24.720 kWh anuales, servirá para abastecer de electricidad a las dos gasolineras (20 kW instalados en cada una de ellas). Lo dice IBC Solar, que asegura que las instalaciones ahorrarán a su propietario hasta un 30% en la factura eléctrica. ¿Amortización? “Unos seis años”, según IBC.

■ 25 de julio de 2013

¿Quién le ha escrito a Nadal el real decreto de autoconsumo?

La reforma del sector eléctrico que está ejecutando el gobierno conlleva –en lo que se refiere al autoconsumo– dos novedades clave. Por una parte, el Ejecutivo le ha subido al consumidor doméstico más de un 125% el término de potencia de la factura. Por otra, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo ha propuesto crear un impuesto nuevo, al que ha denominado “peaje de respaldo”. Las propuestas del tandem Soria-Nadal se parecen muy mucho, sospechosamente, a las que ha venido defendiendo Iberdrola desde hace ya año y medio. Aquí lo conta-

mos. [Y efectivamente, ese 25 de julio –año 2013– repasamos el documento de Iberdrola titulado «Análisis del autoconsumo en el marco del sector eléctrico español», documento –fechado en abril de 2012– en el que la compañía que preside José Ignacio Sánchez Galán proponía un fuerte incremento del término fijo de los costes de acceso (o sea, de la potencia) y, asimismo, la creación de lo que denominaba peaje de respaldo para el autoconsumo. El documento había sido presentado en la feria Genera de 2012 por el director de Prospectiva Regulatoria de Iberdrola, y había causado un gran revuelo en aquel foro, pero solo cobraría su verdadera dimensión leído en julio de 2013, cuando el secretario de Estado de Energía, Alberto Nadal, aplica desde el Ministerio las mismas recetas que Iberdrola anunciara en ese documento un año antes. Por eso titulamos así aquella información: ¿Quién le ha escrito a Nadal el real decreto de autoconsumo?].

■ 12 de noviembre de 2013

Camping con autoconsumo solar, igual a 30% de ahorro

El Parque Vacaciones Serra de Prades, situado en el interior de la provincia de Tarragona, puso en funcionamiento el pasado mes de julio una instalación de autoconsumo de energía solar fotovoltaica de 10 kW. Desde entonces –y según informa Sofos, la empresa que ejecutó el proyecto–, “el camping ha conseguido ahorrar un 30% en la factura eléctrica”. Sofos estima que el ahorro anual podría rondar los 3.000 euros. La instalación, suministrada por la empresa leridana Sofos Energía, ha sido ejecutada sobre cubierta “para optimizar la integración arquitectónica”, y consta de 40 paneles de 250 vatios pico (Wp) de la marca alemana Schüco y de un inversor Solarmax de 10 kW.

■ 01 de noviembre de 2014

En el museo de los bomberos y en la biblioteca

Los descubrimos hace ya casi un año (cuando nos enteramos de que habían puesto una instalación de autoconsumo en el Museo de Bomberos de Alcoy) y, desde entonces, les seguimos los pasos. Autovoltaje (Autoconsumo y eficiencia energética SL) nació en noviembre de 2012 de la mano de Roberto Romero y Ferran Ferre, dos ingenieros radicados en Alicante que están animando el mercado de su tierra con el discurso claro y las propuestas muy concretas. ¿Por ejemplo? La cubierta fotovoltaica (FV) de la biblioteca de Sant Joan d'Alacant, un ayuntamiento que ha apostado por ahorrarse unos dineros con una instalación de autoconsumo de diez kilovatios (kW). Ferre nos cuenta que esperan generar unos 15.000 kilovatios hora

al año, lo que se traducirá en un ahorro aproximado del 25% (con respecto a lo que ahora consume ese edificio, que demanda sobre todo aire acondicionado).

■ 26 de febrero de 2015

La policía local de San Agustín de Guadalix lleva dos años sin pagar peaje

Yingli, el gran fabricante asiático de productos solares, inauguró en San Agustín de Guadalix, en octubre del año 2011, su Centro Fotovoltaico de Investigación, Desarrollo y Post Venta. Un año y medio después, en marzo de 2013, donó a la Policía Local de ese municipio una instalación solar FV para autoconsumo, una instalación que lleva casi dos años ahorrándole energía –y dineros– al ayuntamiento... Una instalación que lleva casi dos años... sin pagar peaje de respaldo, ese impuesto –al Sol– con el que el Gobierno Rajoy lleva años amenazando.

■ 07 de abril de 2015

El autoconsumo ya está aquí

Si yo estoy conectado a la red, ¿puedo instalar placas solares para autoconsumo? Sí. ¿Puede tener esa instalación una potencia superior a los cien kilovatios? Sí. ¿Y a los 240? Sí. ¿Y a los 300, por ejemplo? Sí. ¿Puedo intercalar baterías? Sí. Insisto: ¿puedo intercalarlas aunque yo esté conectado a la red? Sí. ¿Hay ya alguna instalación de esas características en España? No. ¿No...? No, no hay alguna... Hay muchas... En España hay ya, a día de hoy, instalaciones para autoconsumo que no vierten un solo kilovatio a la red (inyección cero), instalaciones para autoconsumo que inyectan sus excedentes a la red, instalaciones para autoconsumo de tres kilovatios, de treinta, de trescientos, en Gerona, en Almería, en Toledo, sobre cubiertas de naves industriales, agropecuarias, de oficinas, domésticas... El autoconsumo es posible y es rentable. Por eso es. En España. Hoy. Aquí están los ejemplos.

■ 25 de junio de 2015

Una solución de ahorro legal y rentable

El autoconsumo es legal y es rentable, y por eso cada vez son más los que están apos-

tando por esta vía de ahorro. Además, las instalaciones de autoconsumo no tienen por qué inyectar a la red sus excedentes. Pueden acumularlos en baterías. Sí, es posible. Hoy. En tiempo presente. En toda España. Llevamos muchos meses contándolo, trayendo aquí instalaciones de autoconsumo que llevan muchos meses funcionando... en gasolineras, en granjas, en viviendas unifamiliares, hasta en una comisaría. Autoconsumos que nos ahorran hasta el 90% de la factura. Contra el miedo, ese que ha vuelto a reavivar el Ministerio con su segundo proyecto de real decreto de regulación del autoconsumo... periodismo.

■ 10 de octubre de 2015

RD 900/2015... *born to die*

Sí, nacido para morir. El Real Decreto de Autoconsumo que acaba de aprobar el Ministerio de Industria, Energía y Turismo (RD 900/2015) parece condenado de antemano. Porque el arco parlamentario todo ha dicho que lo deroga sin falta no más salgan por la puerta el señor Soria (ministro del ramo) y su secretario Alberto (Nadal, responsable directo del departamento de Energía). Born to die... porque hasta 18 partidos políticos (Podemos y Ciudadanos incluidos) han dicho alto y claro –Manifiesto mediante– que no quieren ponerle impuestos al sol y que si hoy se los ponen los señores susodichos, mañana ellos se los quitarán. [Acertamos: born to die. Pero es cierto que costó más de lo previsto, debido a que Ciudadanos finalmente se apeó del grupo de los 18 partidos y decidió que montaría una mesa bilateral de negociación con el PP para eliminar el impuesto al Sol. Sin embargo, ¿qué ocurrió? Pues que de la mesa nunca más se supo y el impuesto siguió vigente hasta el final de los días del Gobierno Rajoy].

■ 15 de diciembre de 2015

Funciona

Un club náutico, un matadero, una fábrica de piensos, un almacén de congelados, un ayuntamiento de Alicante, una familia de Lleida, una casa rural en Navarra... El autoconsumo existe, como Teruel y Zamora,

como Nadal y Soria. Porque es completamente legal y porque es, además, rentable. Y, por eso, desde hace años, hay instalaciones solares fotovoltaicas de autoconsumo funcionando en toda España, ahorrándole a sus propietarios miles y miles de euros. Estos son los ejemplos. Las pruebas de que, efectivamente, funciona.

■ 05 de agosto de 2016

Las mil maneras del autoconsumo

Autoconsumos aislados y conectados. Instalaciones de tres y de 13 kilovatios; de 47, 107 y de 297. En Gijón y en Málaga. En Lugo y en Granada. En Castellón y Gerona. En Madrid, en Huesca, en Coruña, en Cádiz, en Navalmoral de la Mata, en Álava. Autoconsumos con baterías en Navarra y en Alacant, en Almería y en Toledo, en Lleida y en Salamanca. El autoconsumo solar fotovoltaico es perfectamente legal, es rentable, puede incluir (o no) baterías, no paga impuesto al sol alguno (en ningún caso) y ya está en todas partes: en el norte y en el sur, en Corvera de Asturias y en Jaén, en Valladolid y en Palma de Mallorca. En tiempo presente. Hoy. En todas las provincias que hemos citado ahí arriba hay instalaciones de autoconsumo. Todos los ejemplos citados –ubicación y potencia– los hemos extraído del mismo sitio: el registro público de instalaciones de autoconsumo que ha habilitado el Ministerio de Industria.

■ 04 de enero de 2017

Cinco años sin impuesto al sol

El impuesto susodicho no existe sino en un papel (Real Decreto, RD, 900/2015) que aprobó el Ejecutivo Rajoy en octubre del año pasado, un RD que, más de un año después de aprobado, sigue sin surtir efecto alguno. Porque el Ejecutivo no ha tenido valor (ni fuerza) para aprobar el reglamento que debe concretar cómo se cobra ese impuesto, de modo que nadie está cobrando, y nadie está pagando, el gravamen susodicho (y eso que hay más de 16 megavatios de autoconsumos solares fotovoltaicos inscritos en el registro oficial del Ministerio de Energía)...

Y el resto es historia

El fantasma del impuesto al Sol, que aún hoy sigue en cierta medida presente en el imaginario colectivo, comienza a perder poco a poco (en torno a 2017) su perfil disuasorio. Y lo va perdiendo, entre otras cosas, porque el Gobierno Rajoy jamás tendrá el valor –ni la fuerza– para desarrollar el reglamento que debe concretar las condiciones de pago de ese impuesto. Durante ese año 17, y durante los que luego vendrán, nosotros seguiremos contando todos los ejemplos de autoconsumo que van surgiendo en todas partes: en fundiciones, en empresas madereras, en bodegas.

2017, sí, marcará el punto de inflexión: la Unión Española Fotovoltaica registra en su balance anual 135 MW fotovoltaicos instalados ese año en España, alrededor de 130, autoconsumos, “tanto en plantas conectadas a red como instalaciones aisladas, destinadas principalmente a uso agrícola y electrificación rural”. En 2018, la potencia instalada –la fuente también es UNEF– alcanza los 261,7 MW, “debido mayoritariamente al incremento de las instalaciones de autoconsumo, que suponen un 90% del total”.

A mediados de 2018, una moción de censura desahucia a Rajoy de La Moncloa y, en octubre, el nuevo gobierno deroga el real decreto del impuesto al Sol y abre la puerta al balance neto y al autoconsumo compartido. Nueve meses después, en junio de 2019, APPA monta el primer Congreso Nacional de Autoconsumo. No cabe un alfiler. Fabricantes, grandes clientes, comercializadoras. Valga esta memoria como reconocimiento a todos los pioneros –instaladoras, ingenierías, pymes y autónomos– que lograron atravesar el desierto y, también, para recordar quién estuvo dónde en cada episodio de esta historia. Pd. La segunda edición del Congreso ya tiene fecha: días 4 y 5 de junio de 2020.

Transformamos la energía en **liderazgo.**

Soltec es líder europeo en fabricación y suministro de seguidores solares a un eje. Contamos con un equipo de más de 750 personas en todo el mundo dedicadas a transformar la energía del sol en liderazgo, innovación, respeto y empleo.

Estamos comprometidos con el medio ambiente y convencidos de nuestra capacidad para liderar el futuro de la energía fotovoltaica a través de la innovación en seguimiento solar.





TERMOSOLAR

La renovable que puede almacenarse

Más de quinientos megavatios de potencia termosolar (500 MW) han visto la luz en 2018, según la Agencia Internacional de la Energía. La más española de las tecnologías renovables –pionera fue a finales de los 70 la Plataforma Solar de Almería– llega ya a todos los continentes. Lo hace además de la mano de empresas asturianas, madrileñas, andaluzas y vascas, que están llevando la mejor Marca España a Chile, Suráfrica, Marruecos o Dubai; a Estados Unidos, China, México y Australia. Curiosamente, aquí, en España, la termosolar lleva un quinquenio congelada por un marco regulatorio que no entiende su singularidad y por un Ministerio que no es capaz de convocar una subasta que reconozca el valor de la gestionabilidad.

Hannah Zsolosz

GlobalData, empresa especializada en el análisis e interpretación de datos, presentó hace unas semanas el informe «Almacenamiento de energía: una determinante clave para el futuro del mercado de la energía solar concentrada». La tesis que sostiene ese documento es que la tecnología termosolar, que integra en sus centrales de generación de electricidad tanques de almacenamiento de energía, está llamada a sustituir como respaldo a aquellas otras

soluciones –carbón, gas, nuclear– que ahora desempeñan ese papel (producen electricidad cuando no sopla el viento y no brilla el Sol). Sí, la termosolar también puede ser respaldo: porque puede almacenar el calor del día en sus tanques de sales térmicas y liberarlo por la noche para generar con él la electricidad que necesitamos entonces.

En Dubai también lo saben. Desde hace tiempo. “Allí –nos contaba el año pasado el presidente de Protermosolar, Luis Crespo–, la

administración se preguntó: ‘¿quién me ofrece generación desde las cinco de la tarde hasta las cinco de la mañana?’. Y ahí entró la termosolar, compitió con el ciclo combinado [gas natural] y ganó, porque ofreció un precio más bajo que el ciclo. Y aquí pasará lo mismo... Si España saca un concurso, una subasta, de esas características, una subasta que tenga en cuenta qué tecnología es capaz de suministrarme electricidad desde las cinco de la tarde hasta las cinco de la mañana... pues está claro que los primeros en competir seríamos la biomasa y la termosolar”.

Además, el futuro es tozudo y va por donde va. Según Kumar Vyakaranam, analista de energía en GlobalData, la curva de los precios salidos de las subastas celebradas en los últimos años muestra un evidente perfil a la baja, señal inequívoca del abaratamiento del coste de generación que está experimentando la termosolar con almacenamiento: “el bienio 2017–2018 –apunta así Vyakaranam– ha sido revolucionario para la termosolar en términos de reducción de costes”.

Así las cosas, y, según el informe de GlobalData, a finales del año pasado, 2018, la capacidad instalada global para la termosolar era de aproximadamente 5,5 gigavatios (GW), de los cuales solo 2,6 GW (o sea, menos de la mitad) eran con almacenamiento de energía.

En contraste, de entre todos los proyectos termosolares que el sector está desarrollando a día de hoy, el 95,8 % de la capacidad futu-



ra tiene almacenamiento. La mayoría de los proyectos termosolares activos con almacenamiento –continúa GlobalData– tienen una capacidad de almacenamiento térmico en el rango de 6 a 10 horas.

En el caso de la capacidad de termosolar en desarrollo, el 62,8 % tiene un almacenamiento de 10 a 13 horas y el 14 % tiene más de 13 horas de almacenamiento. Esto demuestra –apuntan los expertos de esta consultora– la importancia creciente que los desarrolladores y propietarios de proyectos termosolares le dan al almacenamiento no solo para proporcionar energía estable las 24 horas del día, los 7 días de la semana, sino también para reducir el coste de la generación de electricidad.

La misma consultora aventuraba en otro de sus informes, hace solo unas semanas, que el mundo alcanzará los 22,4 GW de capacidad termosolar instalada en el año 2030, es decir, que el parque global de generación termosolar cuadruplicará su potencia en la próxima década. Lo hará “tras una importante adición de capacidad por parte de China, Chile y países de la región de Medio Oriente y Norte de África”.

Sigue en página 41...

Capacidad de generación (expresada en megavatios, MW)

África

CAP (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Africa	65	165	325	425	525	975
Algeria	25	25	25	25	25	25
Egypt	20	20	20	20	20	20
Morocco	20	20	180	180	180	530
South Africa		100	100	200	300	400

América y Oceanía

CAP (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
N America	1 286	1 667	1 758	1 758	1 758	1 772
Mexico						14
USA	1 286	1 667	1 758	1 758	1 758	1 758
Australia	3	3	3	3	6	6

Asia

CAP (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Asia	73	248	248	248	248	247
China	14	14	14	14	14	14
India	54	229	229	229	229	229
Korea Rep	0	0	0	0	0	0
Thailand	5	5	5	5	5	5

Nuevo presidente de Estela

La Asamblea General de la European Solar Thermal Electricity Association (Estela) es la asociación de la industria termosolar más importante del mundo, y acaba de nombrar nuevo presidente, por unanimidad, a José Luis Martínez Dalmau (en la foto), que sustituye en el cargo a Luis Crespo. La Asociación ha designado así mismo un nuevo Comité Ejecutivo, que está integrado por tres vicepresidentes (José Alfonso Nebreira, de la española ACS Cobra; J. Sandhu, de la francesa Engie; y C. Prieto, de la sevillana Abengoa) y seis Miembros: E. Absil (de CMI Solar); Raúl García (de Protermosolar); R. Pitz-Paal (de Deutsche CSP, la asociación de la industria termosolar alemana, homóloga de Protermosolar); G. Casubolo (de SQM); J. van Schijndel (de la asturiana Rioglass) y M. Di Prima (de Eastman). Según Estela, desde los principales promotores hasta los fabricantes de componentes, el nuevo Comité Ejecutivo refleja toda la cadena de valor de la industria termosolar.

En la Asamblea, Martínez Dalmau subrayó que el rápido desarrollo en curso de la termosolar en Marruecos, Emiratos Árabes Unidos, otros países del norte de África y Oriente Próximo, Chile, Suráfrica, Australia e incluso China ha conllevado una drástica reducción de costes de la termosolar en los últimos años. “Simplemente, no hay razón por la que Europa deba quedarse atrás de países no pertenecientes a la UE y vacilar aún más en reconocer el valor de la termosolar, tanto para el sistema eléctrico como para la economía europea”, ha dicho. Dalmau también ha señalado que el nivel de precios actual de la termosolar ya es competitivo en comparación con cualquier tecnología renovable.



Estela centrará ahora su acción en las siguientes líneas de trabajo:

- Un apoyo continuo a la industria en Europa a través de un diálogo con los responsables políticos nacionales y europeos (en su tarea esencial de impulsar estrategias de política energética a largo plazo). El objetivo –apuntan desde Estela– es motivar a algunos Estados miembros a ajustar sus prácticas de licitación para la adquisición de nueva capacidad de energías renovables. Para ello, la asociación considera debe ponerse énfasis en el valor de dicha capacidad agregada para el sistema eléctrico europeo y la economía del continente en lugar de mantener un enfoque de coste nacional puro que, en última instancia, pondría en peligro los ambiciosos objetivos de Europa para luchar contra el cambio climático.
- Apoyar la implantación de la iniciativa de un plan termosolar para mantener el liderazgo tecnológico global para la termosolar en Europa. Ese plan debe incluir, además de las acciones de I+D, la finalización de proyectos comerciales “primeros en su tipo” en Europa.
- Extender el apoyo de la Asociación a sus miembros para promover su presencia en los mercados más activos (Marruecos, Norte de África y Oriente Próximo, Suráfrica, Chile, Australia, etcétera) siempre atendiendo los intereses mutuos de los respectivos socios.
- Buscar sinergias y alianzas con otros sectores de las energías renovables donde las ventajas competitivas de la industria europea se pueden obtener mediante la combinación de tecnologías complementarias como la mejor respuesta a las necesidades específicas.



Ejemplo práctico de ocultamiento

Fecha de publicación: abril de 2019. Título del documento informativo: «El apoyo de la UE al almacenamiento de energía». Firma el Tribunal de Cuentas Europeo (UE). 51 páginas. El presente documento –explican sus autores– “ha tenido en cuenta la evolución del sector del almacenamiento de energía de la UE hasta finales de enero de 2019”. Estupendo, muy actualizado. Los autores del documento informativo precisan las muchas fuentes de las que han bebido para elaborar su obra:

“los hechos presentados en este documento informativo proceden de: (1) exámenes documentales y entrevistas a ocho Direcciones Generales de la Comisión Europea y a otros cinco organismos de la UE; (2) el examen de 452 proyectos de investigación pertinentes de Horizonte 2020, incluido un análisis en profundidad de una muestra de 57 proyectos; (3) visitas a diecisiete proyectos de investigación de almacenamiento de energía: trece cofinanciados por subvenciones en virtud de Horizonte 2020, dos con el apoyo de créditos del European Investment Bank y dos proyectos financiados con fondos nacionales o privados; (4) entrevistas a cuarenta partes interesadas activas, como centros de investigación, organizaciones internacionales, asociaciones del ámbito de la energía, reguladores de la energía y empresas del sector energético, automovilístico y de las baterías. Veintiocho de estas partes interesadas también contestaron a un cuestionario. Catorce partes interesadas habían participado en proyectos de investigación para almacenamiento de energía financiados por la UE; (5) fiscalizaciones y exámenes anteriores del Tribunal; (6) un examen y consulta de la documentación con un experto en tecnologías y mercados de almacenamiento de energía”.

¿Resultado de todo ello?

La palabra batería aparece en 107 ocasiones en el documento en cuestión. La expresión “energía solar concentrada” aparece en una ocasión (1), concretamente en la página 46.

Las centrales termosolares –que concentran la energía solar para generar electricidad– pueden acumular el calor del Sol en grandes tanques de sales (que funcionan como una pila que absorbe ese calor durante el día) y liberarlo por la noche para generar con él la energía eléctrica que entonces necesitamos, es decir, que la termosolar es capaz de almacenar energía.

Pero, volvamos al documento. La ex-

presión “energía solar concentrada” aparece solo una vez en 51 páginas, y lo hace, concretamente, en el Anexo II (y último) del documento informativo, más concretamente en el penúltimo párrafo del documento en cuestión, justo antes del Glosario final.

El Anexo II lleva por título el siguiente: Síntesis de las principales tecnologías de almacenamiento de energía. Y es efectivamente una síntesis de las tecnologías que los autores han ido presentando a lo largo de su obra. La Síntesis las va recogiendo todas en este Anexo II y último. Las recoge en este orden: (1) almacenamiento de energía hidráulica por bombeo; (2) baterías de plomo-ácido; (3) baterías de ion-litio; (4) baterías de flujo redox; (5) baterías de sodio-azufre; (6) súpercondensador; (7) batería inercial; (8) pila de combustible/electrolizador; (9) aire comprimido; (10) aire líquido; (11) almacenamiento de calor (calentadores eléctricos de agua de los hogares); y (12) batería de sal fundida.

Llegados a este punto de la Síntesis, llegados a la última de las “principales tecnologías de almacenamiento de energía”, la 12ª, la que los autores denominan batería de sal fundida, el documento informativo dice lo siguiente (en los dos últimos párrafos, justo antes del Glosario):

“En esta forma de almacenamiento térmico se usa electricidad o energía solar para calentar un contenedor lleno de sal fundida. Este medio de almacenamiento llega a calentarse lo suficiente como para crear vapor, con lo que se pueden usar turbinas de vapor para generar electricidad a partir del calor almacenado. En combinación con la energía solar concentrada, proporciona un método para el almacenamiento diario de la electricidad solar. El almacenamiento en sal fundida representa actualmente el 75% de la capacidad mundial de almacenamiento térmico”.

Y, ahora, repetimos: “El almacenamiento en sal fundida representa actualmente el 75% de la capacidad mundial de almacenamiento térmico”.

La Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (Protermosolar) analizó hace unos meses los datos recopilados en el Global Energy Storage Database del DOE (Department of Energy, Departamento de Energía de Estados Unidos). Según el DOE, España es a día de hoy Top 1 del mundo en almacenamiento de energía mediante nuevas tecnologías. Y lo es gracias a la termosolar, que, tras la gran hidráulica, es “la tecnología líder en almacenamiento para generación eléctrica renovable”. Protermosolar recordaba entonces que (1) los costes de inversión en sistemas de baterías están 10 veces

por encima del precio del almacenamiento en centrales termosolares y (2) España cuenta con una gran fortaleza, pues tiene el mayor parque nacional termosolar del mundo: 2.300 megavatios de potencia y 6.850 megavatios hora de capacidad de almacenamiento eléctrico.

El almacenamiento en centrales termosolares –explican desde Protermosolar– tiene unos costes de inversión “de unos cuarenta euros el kilovatio hora (40€/kWh) de capacidad eléctrica equivalente instalada, mientras que los sistemas de baterías, teniendo en cuenta el *battery pack* y el *balance of system*, están 10 veces por encima en precio”.

¿No se han enterado en el Tribunal de Cuentas?

Después de exámenes documentales y entrevistas a 8 Direcciones Generales de la Comisión Europea y a otros 5 organismos de la UE; después de examinar 452 proyectos de investigación, “incluido un análisis en profundidad de una muestra de 57 proyectos”; después de visitar 17 proyectos de investigación de almacenamiento de energía: 13 cofinanciados por subvenciones en virtud de Horizonte 2020, dos con el apoyo de créditos del European Investment Bank y dos proyectos financiados con fondos nacionales o privados; y después de entrevistar a 40 partes interesadas activas, como centros de investigación, organizaciones internacionales, asociaciones del ámbito de la energía, reguladores de la energía y empresas del sector energético, etcétera, etcétera... después de todo eso, la termosolar... ¿solo merece un par de párrafos al final del Anexo II?

¿Dos párrafos para una tecnología probada y comprobada que almacena la energía en sales fundidas y que representa actualmente, según reconoce el propio “documento informativo”, el 75% de la capacidad mundial de almacenamiento térmico? ¿Dos párrafos justo antes del Glosario final para la que es, tras la gran hidráulica, “la tecnología líder en almacenamiento para generación eléctrica renovable”? Protermosolar explicaba en abril de 2018, cuando publicó su análisis de los datos del DOE, que “los costes de inversión en sistemas de baterías están 10 veces por encima del precio del almacenamiento en centrales termosolares”. Diez veces. A los autores del “documento informativo” que aquí nos ocupa, a los señores del Tribunal de... Cuentas, a esos que explican en la introducción que el presente documento “ha tenido en cuenta la evolución del sector del almacenamiento de energía de la UE hasta finales de enero de 2019”, les ha dado tiempo a ver y leer al DOE o a Protermosolar. ¿Información de ese calado solo merece dos párrafos?

Luis Crespo, el presidente de la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (Protermosolar), publicó el mes pasado en estas mismas páginas (ER 182, de junio de 2019) un artículo de título explícito: Lo que no se conoce (o no se quiere conocer) sobre el almacenamiento eléctrico en nuestro país. En esa joya informativa, Crespo cuenta que en España hay en operación 18 centrales termosolares con almacenamiento, 17 de las cuales son de 50 megavatios y disponen de una capacidad de almacenamiento de 7,5 horas a potencia nominal; otra, de 20 megavatios, tiene un almacenamiento de 15 horas. En total, la capacidad de almacenamiento eléctrico equivalente es de 6.675 megavatios hora (MWh) con una potencia de entrega de 870 megavatios. Pues bien –añade Crespo–, dichas instalaciones llevan entre 7 y 10 años cargando y descargando diariamente sus tanques “con total fiabilidad y sin señales de degradación”.

¿Y qué sugiere el presidente de Protermosolar?

Pues el doctor Crespo sugiere que hagamos una suma. Ahora mismo ya tenemos 6.675 MWh de capacidad de almacenamiento, capacidad que en estos momentos está exclusivamente ligada a la operación rutinaria de las centrales. Por otro lado, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, ese que tan buena acogida ha tenido en Bruselas, plantea un Horizonte 2030 en el que debe haber en España 5.000 megavatios de nueva potencia termosolar, a los que quedarían asociados 60.000 MWh adicionales de capacidad de almacenamiento (porque las termosolares que ahora se están construyendo todas llevan ya tanques de sales fundidas para almacenar la energía). Pues bien, lo que sugiere Crespo es que aprovechemos esos 66.675 MWh para “ofrecer servicios de extraordinario valor a nuestro sistema eléctrico a lo largo de la próxima década”. Por ejemplo –propone Crespo–, esos tanques podrían almacenar la generación eólica (cuando sopla mucho viento y no hay demanda) y, para ello, “tan solo necesitarían añadir un simple calentador eléctrico para pasar las sales fundidas del tanque frío al tanque caliente”. Pues bien –concluye el presidente de Protermosolar–, si quisiéramos tener en baterías esa misma capacidad –66.675 MWh– serían precisas “inversiones superiores a los 35.000 millones de euros”. ¿De verdad que la solución de almacenamiento de la termosolar solo merece un par de párrafos en un “documento informativo” de 51 páginas centrado en el almacenamiento? O, ¿por qué solo le ha merecido un par de páginas al Tribunal de Cuentas?

Capacidad de generación (expresada en megavatios, MW)

Europa

CAP (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Europe	2 311	2 312	2 312	2 312	2 312	2 312
Germany	2	2	2	2	2	2
Italy	5	6	6	6	6	6
Romania					0	0
Spain	2 304	2 304	2 304	2 304	2 304	2 304
European Union	2 311	2 312	2 312	2 312	2 312	2 312

Oriente Medio y Turquía

CAP (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Middle East	106	106	106	106	106	156
Israel	6	6	6	6	6	6
Saudi Arabia						50
United Arab Em	100	100	100	100	100	100
Turkey	1	1	1	1	1	1

Mundo

CAP (MW)	2013	2014	2015	2016	2017	2018
World	3 845	4 502	4 753	4 853	4 956	5 469
Africa	65	165	325	425	525	975
Asia	73	248	248	248	248	247
Eurasia Turkey	1	1	1	1	1	1
Europe	2 311	2 312	2 312	2 312	2 312	2 312
Middle East	106	106	106	106	106	156
N America	1 286	1 667	1 758	1 758	1 758	1 772
Oceania	3	3	3	3	6	6

...Viene de página 39

Este otro informe, de entretenido título –«Mercado de energía solar concentrada (CSP), Actualización 2019–Tamaño del mercado global, segmentación del mercado, panorama competitivo y análisis de países clave para 2030»–, califica de muy positivas las perspectivas del mercado mundial de la termosolar, debido a las mejoras en eficiencia y almacenamiento de energía y al desarrollo de sistemas híbridos fotovoltaico–termosolares.

Y el almacenamiento vuelve a ser una de las claves. Lo apunta Vyakaranam: “Marruecos tiene establecido un plan para obtener 2 GW de energía solar para 2020. El país planea desarrollar e implantar centrales termosolares para cubrir el 42 % de las necesidades eléctricas de Marruecos para 2020 y reducir la brecha de la oferta durante las horas pico de la noche a través del almacenamiento térmico” (Marruecos conectó el año pasado más potencia que ningún otro país del mundo, según el balance anual de la Agencia Internacional de las Energías Renovables). Más aún: la Agencia Marroquí de Energía Solar (Masen) anunció hace solo unos días

que el consorcio internacional formado por la francesa EDF (a través de su filial EDF Renewables), Future Energy Company– Masdar (de Abhu Dabi) y Green of Africa (de Marruecos) es el adjudicatario del diseño, construcción, operación y mantenimiento de la central de energía solar con multitecnología Noor Midelt I. Este innovador proyecto tendrá hasta 800 MW de potencia instalada y estará operativo en tres años.

Más allá de Marruecos, que podría pasar por la Meca de la Termosolar a día de hoy, la Agencia Internacional de las Energías Renovables augura un incremento de la potencia del parque termosolar global del 87% (ó 4,3 gigavatios) para el sexenio 2018– 2023. La estimación aparece en su informe «Renovables 2018» y representa un crecimiento de un 32% respecto al sexenio anterior: 2012–2017. El Escenario a 2023 vista incluye 1,9 gigavatios de nueva capacidad en China; un giga en Marruecos y Suráfrica; otro en Oriente Próximo; y el resto, en Australia y Chile. Además, un segundo escenario –menos conservador– incluye 0,6 GW de capacidad adicional de termosolar en China, 0,6 GW en Sudáfrica, 0,4 GW en Marruecos, 0,3 GW en Chile y 0,3 GW en Emiratos Árabes Unidos (EAU). ■

El país donde el Sol de mayo alumbró 24 horas

Durante siete días del mes de mayo, la termosolar, gracias a esos tanques de sales donde almacena el calor, generó electricidad por el día y por la noche. A todas horas. 24 de 24. El dato lo hemos conocido en junio, cuando el operador del sistema eléctrico nacional, Red Eléctrica de España (REE), ha podido hacer balance a mes cumplido. La más española de las tecnologías renovables, esa en la que comenzó a ahondar la Plataforma Solar de Almería hace ya más de 40 años, sigue haciendo historia. Mayúscula.

Hannah Zsolosz

Un récord, y otro, y otro, y otro. El parque nacional termosolar (2.300 megavatios de potencia en total) ha batido su máximo histórico de generación eléctrica en el periodo enero-mayo, con 2.026 gigavatios hora, un 8% más que en el mismo periodo del año anterior, según los datos de Red Eléctrica de España, datos que ha recogido Protermosolar, la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, en su último boletín. Los más de 2.000 gigas hora generados suponen un 2,04% del total de la generación del periodo en España, y marcan también máximo histórico de aportación en ese lapso. En febrero, marzo y mayo, la termosolar también ha superado el listón que tenía, en los tres meses: máximo mensual de generación en febrero (no ha habido ningún febrero en el que la termosolar haya generado tanta energía eléctrica como en el febrero de este año), máximo histórico mensual también en marzo y máximo mensual así mismo en mayo, con unas producciones de 262, 478 y 741 gigavatios hora, respectivamente. Todos esos nuevos registros máximos se producen a pesar de que el parque nacional de generación termosolar no ha crecido un ápice siquiera desde 2013 (en ese año ya estaban conectados los 2.300 megavatios de potencia). Es decir, que, con la misma potencia, los operadores termosolares generan cada vez más electricidad, lo que denota la importancia de la experiencia.

Protermosolar, la patronal del sector, también destaca en esta horquilla –enero a mayo– otros dos guarismos: la generación continua por encima de cien megavatios (100 MW) en mayo durante siete días consecutivos (durante

siete días –día y noche– ha habido cien megavatios de potencia termosolar generando constantemente electricidad, día y noche), y el récord de contribución a la generación de este mes, con un 3,81%. Desde la Asociación empresarial, insisten en que “estas cifras se logran con la misma potencia instalada que en el año 2013, demostrando la fiabilidad de la tecnología y el mantenimiento de la eficiencia a pesar de que varias centrales han superado ya los 10 años de operación”.

■ En Badajoz, Lleida, Alicante

La última de las centrales termosolares españolas en ser conectada a la red lo fue en el año 2013, hace pues más de un quinquenio. Desde entonces, el parque de 50 centrales termosolares *made in Spain* (Badajoz, Lleida, Ciudad Real, Granada, Alicante, Sevilla) está formado en una tercera parte por centrales con almacenamiento, “que cargan y descargan sus tanques más de 250 días al año –informa Protermosolar–, manteniendo su capacidad de operación sin degradación y permitiendo generar electricidad tras la puesta del Sol”.

Según la Asociación, “estos datos ponen de manifiesto la confianza que debe tenerse en esta tecnología y lo acertado de plantear un mayor despliegue, como el previsto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima” (que plantea 5.000 megavatios termosolares adicionales para 2030).

En ese sentido, la asociación considera que (1) implantar sistemas de almacenamiento en aquellas centrales que actualmente no disponen de él y (2) desarrollar nuevos proyectos termosolares que generen de manera comple-

mentaria a las instalaciones fotovoltaicas “facilitarían la integración de energía renovable en el sistema, optimizando las infraestructuras de transmisión existentes y futuras y contribuyendo a la estabilidad de la red”.

Protermosolar explica que “las nuevas centrales termosolares, provistas de grandes sistemas de almacenamiento y despachando la electricidad a partir del atardecer, aliviarían las rampas que provocarían diariamente la caída de producción de la fotovoltaica por la tarde y evitarían, en gran medida, las emisiones que, de otra forma, irían asociadas a la combustión de gas en los ciclos combinados”. Pero, además –añaden desde la asociación–, los tanques de almacenamiento de las centrales termosolares “podrían utilizarse para captar los vertidos de las tecnologías eólica y fotovoltaica (...) y podrían actuar incluso de reserva estratégica a disposición del operador del sistema para los momentos de máxima demanda al poder mantener una parte importante de su capacidad durante días, semanas o meses, para cuando el sistema la necesitase”.

El Plan Nacional Integrado (PNI) de Energía y Clima 2021–2030 prevé la instalación en España de 2.500 megavatios de nueva potencia termosolar de aquí a 2025, y de otros 2.500 durante el quinquenio siguiente (Horizonte 2030). Además, prevé la puesta en marcha de 32.000 megas de fotovoltaica (FV) y la conexión de 28.000 de eólica, tecnologías renovables que ahora mismo no pueden ofrecer soluciones de almacenamiento (no pueden almacenar la electricidad que generan), a diferencia que la termosolar, que puede generar kilovatios hora eléctricos durante el día o almacenar el calor en sus tanques de sales para



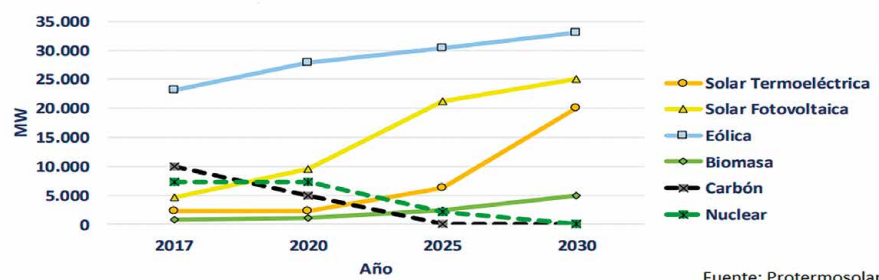
producir con él durante la noche. La termosolar se postula además para almacenar electricidad FV o eólica en sus tanques. Por ejemplo, si sopla mucho el viento durante la noche de un martes de febrero y la demanda es escasa porque todo el mundo duerme, la termosolar podría aprovechar esa electricidad para calentar resistencias eléctricas (como las que tiene cualquier pequeña estufa eléctrica), calentar con ellas las sales y almacenar así, en forma de calor, la energía FV o eólica.

Protermosolar va más allá. El año pasado presentó un informe en el que aseguraba que, si emprendemos ya la transición energética—si empezamos ya a sustituir el carbón y la nuclear por centrales termosolares—, en el año 2030 podremos tener un *mix* eléctrico mucho más limpio y, además, una factura más barata. Ese informe planteaba un Horizonte 2030 con 10.000 megavatios más de eólica (o sea, con 33.000), 20.000 más de FV (o sea, con 25.000 en ese año) y 17.700 más de termosolar. Con ese mix, la Asociación aseguraba que los 20.000 megavatios de termosolar (los 17.700 nuevos y los 2.300 que ya están instalados hoy) pueden desempeñar en 2030 la función de respaldo que hoy compete casi en exclusiva al carbón (cada vez menos), el gas y la nuclear. Según Protermosolar, solo harían falta 15.300 megas de ciclos combinados de gas (10.000 menos que los que hay ahora) para cubrir todas las necesidades de la demanda. Es decir, que estaríamos ante un “verdadero escenario de transición”, pues habríamos desenchufado 10.000 megas de carbón, 7.000 de nuclear y otros 10.000 de gas en estos diez años.

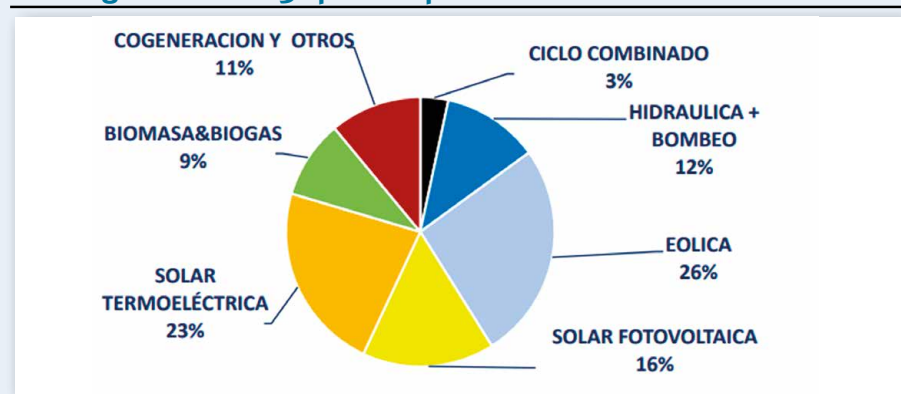
■ Actualizado

La Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar actualizó el pasado mes de febrero su informe, un informe que no propone simulaciones teóricas, sino que proyecta datos horarios de generación en años reales. A saber: Protermosolar ha repasado todas y cada una de las horas (24) de todos y cada uno de los días (365) de los últimos diez años para saber qué tecnología produjo qué porcentaje (cuánta electricidad) en cada una de esas franjas horarias. O sea, para saber, entre otras muchas cosas, cuánto gas, cuánto carbón, y cuánta nuclear—respaldo—hicieron falta para que todos tuviésemos electricidad incluso cuando no soplaban el viento y no brillaba el Sol. Y, a continuación, y a la luz de la experiencia que ha acumulado en sus centrales a lo largo de los últimos diez años, se ha planteado la siguiente cuestión: si por ejemplo el día 4 de abril de 2014, día en que la demanda ya sabemos que fue equis, yo no hubiese dispuesto de 10.000 megas de carbón, ni de 10.000 de gas, ni de 7.000 de nuclear, y hubiese tenido en cambio 17.700 megas más de los que ahora tengo de termosolar, ¿hubiese

Potencia de evolución de potencia instalada. Protermosolar



Mix de generación 2030 previsto por Protermosolar



podido atender la demanda que ya sabemos cuál fue? Y la respuesta es sí.

Por eso el presidente de la Asociación, Luis Crespo, siempre insiste: “los resultados de este informe no corresponden a simulaciones teóricas, sino a la proyección de datos horarios de generación en años reales”. Y otro dato, espectacular, que extraemos de la actualización de ese informe, que fue presentada como dijimos el pasado mes de febrero: la generación anual con ciclos combinados (gas natural) no llegaría al 3%.

Crespo lo tiene claro: “no será posible la Transición Energética sin una contribución significativa de las centrales termosolares”.

Porque programar para el año 2030 mucha fotovoltaica y mucha eólica, tecnologías que no son capaces de almacenar la energía, puede acabar derivando en el “paren máquinas que no hay demanda”. ¿Qué hacemos a las cuatro de la mañana si sopla mucho el viento pero el país está durmiendo y no necesita tanto kilovatio en ese momento? Pues que hay que parar.

La termosolar se postula así como solución al problema de la variabilidad de las renovables. O a los dos problemas: ahora resulta que no sopla y yo necesito energía (y ahí está el tanque de sales); ahora sopla demasiado y tengo que parar (no pares, que ya lo almaceno yo).

“No hay sistemas de baterías —explica Crespo— con la potencia de centrales comer-

ciales que ofrezcan 12 horas de servicio. Y los expertos no prevén que los haya en la próxima década”. Más aún, continúa: “las centrales termosolares, con ese perfil de despacho, proporcionarían generación síncrona, con firmeza absoluta y sin desviaciones respecto a su programación al contar con la energía previamente almacenada en sus tanques”.

Los valores añadidos de un Horizonte 2030 con 20.000 megavatios termosolares en operación (que esa es la propuesta Protermosolar) son varios, además: empleo, inversión, recaudación fiscal por motivos varios (impuesto de sociedades, IRPF, IVA, tasas locales). La Asociación estima que para montar los 17.700 megas que faltan para alcanzar los 20.000 el sector habrá de invertir 62.000 millones de euros (3,5 millones por megavatio en la fase de construcción), y 5.000 más en la fase de operación (a razón de 0,25 millones de euros por mega). Durante la fase de construcción, y para llegar al horizonte 20.000 habría que instalar 1.770 megavatios por año, lo que se traduciría en 88.500 empleos año: “teniendo en cuenta los empleos permanentes en operación y mantenimiento asociados a los 2.300 MW instalados, a partir de 2030 habría —estima Protermosolar— 25.000 empleos permanentes para la operación durante todo el resto de la vida estimada de las centrales termosolares (40 años)”. ■



TERMOSOLAR

Queroseno solar, ¿el futuro combustible de los aviones?

El centro de investigación español IMDEA Energía, junto con la empresa Abengoa y socios europeos de Alemania, Holanda y Suiza, han logrado producir combustible líquido para los aviones a partir de energía solar, agua y CO₂. El proyecto se está desarrollando en las instalaciones que tiene IMDEA Energía en la localidad madrileña de Móstoles, donde se ha instalado una novedosa planta termosolar que consigue temperaturas del orden de los 1.500°C –todo un hito–, aportando la energía necesaria para lograr un queroseno sintético capaz de reducir las emisiones del sector de la aviación en un 90 por ciento.

Pepa Mosquera

A lo largo de la costa de Sudáfrica, aún se pueden ver gasolineras de petróleo sintético, producido a partir del abundante carbón que hay en el país. El *Apartheid* tiene mucho que ver con ello. Los abusos cometidos por el régimen racista llevaron a la comunidad internacional a imponer el pasado siglo un fuerte embargo económico sobre el país, que incluía el corte de suministro energético, y el gobierno sudafricano se las tuvo que ingeniar para buscar alternativas al preciado oro negro. Esta situación les llevó a invertir grandes esfuerzos en el desarrollo de tecnologías de licuefacción del carbón, para lo cual tomaron como referencia la Alemania nazi durante la Segunda Guerra Mundial, que fueron los primeros en recurrir a este método para producir petróleo de síntesis. Se estima que en los años 80 la capacidad de producción en Sudáfrica del petróleo sintético superaba los 400.000 ba-

rriles al día, lo que permitió al régimen del Apartheid esquivar los esfuerzos internacionales por arruinar económicamente al país y hacer caer así al gobierno.

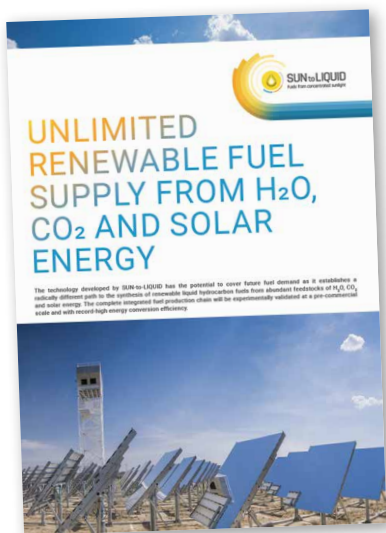
Hace ya muchos años que el país del arco iris dejó atrás el régimen racista, pero no así el petróleo sintético. Todavía en 2016, más del 25% de la gasolina, del diésel y del queroseno utilizado en Sudáfrica seguía proviniendo de estas tecnologías. Pero no pueden prolongarse más tiempo. La crisis climática nos obliga a echar mano de la inteligencia para encontrar rápidamente alternativas limpias al petróleo y al carbón. Y eso es justo lo que han hecho los protagonistas del proyecto Sun-to-Liquid: producir queroseno sintético, utilizando como referencia los métodos de los químicos alemanes, pero esta vez a partir del sol y el CO₂ capturado de la atmósfera.

El objetivo final del proyecto es fabricar este combustible a gran escala y alimentar con él los millares de aviones y barcos

que recorren a diario el planeta, para reducir las altas emisiones que se dan en estos dos sectores. La aviación, en concreto, se ha comprometido a emitir un 50% menos de CO₂ para el año 2050, lo que supone todo un reto ya que los aviones no se pueden electrificar como los coches ni usar baterías para moverlos (al menos por ahora). Por eso este proyecto está muy orientado hacia el sector de la aviación.

■ Desde el laboratorio al campo solar

Sun-to-Liquid, que recibe financiación de la UE y de Suiza, acaba de demostrar con éxito la primera síntesis de queroseno solar. Lo ha hecho en las instalaciones de IMDEA Energía en la localidad madrileña de Móstoles, donde se ha instalado una novedosa planta termosolar de torre, de 250 kW aportados por 169 heliostatos con una superficie reflectante unitaria de 3 m², que genera la energía necesaria para producir el combustible. Manuel Romero, director adjunto de IMDEA Energía, explica que los heliostatos (espejos que siguen en todo momento la posición del sol) consiguen concentrar 2.500 veces la radiación solar; esto es, tres veces



Sigue en la página 46...



Fotos de Abel Valdeñebro © ARTTIC 2019

Los socios del proyecto

En el consorcio Sun-to-Liquid se congregan centros de investigación y empresas europeas en el ámbito de la producción termoquímica de combustibles solares, tales como ETH Zúrich, IMDEA Energía, DLR, Abengoa Energía y HyGear Technology & Services B.V. El coordinador del proyecto, Bauhaus Luftfahrt e.V., es también responsable de análisis tecno-económico de la tecnología. ARTTIC apoya al consorcio de investigación en las labores de gestión y comunicación.

- **BAUHAUS LUFTFAHRT** (coordinador del Proyecto) es una institución de investigación interdisciplinar financiada por cuatro compañías aeronáuticas –Airbus Group, Industrieanlagen-Betriebsgesellschaft (IABG), Liebherr-Aerospace y MTU Aero Engines– y por ayudas del Ministerio de Asuntos Económicos, Comunicación, Energía y Tecnología de Baviera. Se trata de una asociación sin ánimo de lucro orientada a actuar como un think-tank internacional. ➔ www.bauhaus-luftfahrt.net

- **DEUTSCHES ZENTRUM FÜR LUFT- UND RAUMFAHRT (DLR)** es el centro de investigación en aeronáutica y espacial de Alemania. Su extenso trabajo de investigación en aeronáutica, espacio, energía, transporte, seguridad y digitalización se integra en iniciativas de colaboración nacional e internacional. Además de llevar a cabo su programa propio de investigación, DLR tiene la responsabilidad de planear y ejecutar el programa aeroespacial alemán. DLR es también el paraguas que coordina una de las agencias nacionales de gestión de proyectos. ➔ www.DLR.de

- **LA UNIVERSIDAD DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA ETH ZURICH** (Swiss Federal Institute of Technology, Zurich) se creó en el año 1855, cuando los fundadores de la Suiza moderna lo concibieron como un centro de innovación y conocimiento. Los resultados e innovaciones de ETH se canalizan hacia algunos de los sectores de alta tecnología de Suiza como la informática, micro y nanotecnología o la medicina puntera. Cada año ETH registra 100 nuevas patentes y 200 invenciones de promedio. ➔ www.ethz.ch

- **INSTITUTO IMDEA ENERGÍA.** La Fundación IMDEA Energía fue creada en noviembre de 2006 por el Gobierno de la Comunidad de Madrid, con el fin de promover investigación e innovación en el

ámbito de las tecnologías energéticas. Las líneas de investigación del centro se focalizan hacia el desarrollo de las energías renovables y de las tecnológicas energéticas limpias. En la actualidad son temas prioritarios de investigación la producción de combustibles limpios; la energía solar; el almacenamiento de energía; la gestión inteligente de la demanda de electricidad; la eficiencia energética y la valorización de las emisiones de CO₂. ➔ www.energia.imdea.org

- **ABENGOA.** Esta compañía española dispone de su propia tecnología solar termoelectrica y ha devenido en un líder mundial en la construcción de centrales termosolares, con un 34% de la potencia instalada en el mundo. La empresa sigue involucrada en proyectos de I+D que permiten mejorar la eficiencia de sus productos y servicios actuales. Hasta 2018, la inversión acumulada en I+D ha alcanzado los 800 M€ y ha dado lugar a la obtención de 342 patentes. ➔ www.abengoa.es

- **HYGEAR TECHNOLOGY & SERVICES B.V.** es una pyme ubicada en Arnhem, Países Bajos, que se dedica al desarrollo y fabricación de pequeñas plantas de procesamiento y purificación de gases. La empresa ha desarrollado tecnología propietaria de generadores de hidrógeno in-situ (Hy.GEN), y sistemas de purificación de gas (Hy.REC) para aplicaciones industriales. ➔ www.hygear.com

- **ARTTIC.** Creado en 1987, es un suministrador europeo independiente de servicios de gestión, especialmente en el área de grandes proyectos internacionales de I+D. Cuenta con oficinas en Francia, Bélgica, Alemania e Israel y proporciona soporte práctico en todos los aspectos de gestión de proyectos internacionales de I+D. ➔ www.arttic.eu



Fotos de Abel Valdenebro © ARTIC 2019

El pasado 12 de junio, representantes de los participantes en el proyecto visitaron las instalaciones de Imdea Energía en Móstoles, para conocer cómo avanza Sun-to-Liquid

...viene de la página 44

más que el flujo radiante que se alcanza en las torres solares comerciales habitualmente utilizadas para producir electricidad. “Este flujo tan intenso de energía solar, que ha sido

verificado por el sistema de medida de flujo desarrollado para este proyecto por el Centro Aeroespacial Alemán (DLR), permite que se alcancen temperaturas de más de 1.500 °C en el interior del reactor solar que se ubica en la parte superior de la torre y en el que se produce el gas de síntesis”.

El reactor solar, que ha sido desarrollado por otro de los socios del proyecto, el ETH de Zúrich, utiliza esa intensa energía calorífica para impulsar de manera cíclica el proceso endotérmico de reducción y posterior oxidación de un material poroso formado por óxido de cerio. Durante la etapa de reducción el óxido de cerio pierde oxígeno que recupera durante la etapa de oxidación sustrayéndolo del agua y del CO₂, lo que genera una mezcla de hidrógeno y monóxido de carbono en forma de gas de alta calidad (syngas). A continuación, este gas se transforma in-situ en queroseno mediante una planta química de transformación de gas a líquido, en su caso desarrollada por la empresa holandesa Hygear. Toda esta tecnología ha sido validada en condiciones reales de operación para su desarrollo industrial gracias al proyecto Sun-to-Liquid, señala Aldo Steinfeld, del ETH de Zúrich. “Ahora estamos un poco más cerca de vivir en un sistema basado en la generación energética renovable en vez

El impacto de la aviación en el calentamiento global

Hay más de treinta millones de vuelos al año en todo el mundo, más de cien mil diarios. De media, según datos de la Agencia Europea del Medio Ambiente, cada uno de estos vuelos emite alrededor de 285 gramos de CO₂ por pasajero y kilómetro, frente a los 104 del coche. También emite óxidos de nitrógeno (NOx), y forma en ciertas condiciones estelas de condensación y cirros, que provocan indirectamente el calentamiento global. Se estima que los vuelos comerciales son responsables actualmente de cerca del 2,5% de las emisiones globales de carbono, pero se cree que ese porcentaje aumentará considerablemente debido a la expansión de aeropuertos y a los vuelos baratos.

El compromiso internacional, suscrito por la Unión Europea, es que estas emisiones sean un 50% inferiores en el año 2050 en comparación con los niveles de 2005. Para ello, se está investigando con combustibles alternativos para alimentarlos, como los biocarburantes, y con otras alternativas, como el queroseno solar. Reducir el peso de los aviones—si son más ligeros necesitan menos combustible—es otro de los principales objetivos del sector. Dentro de Europa, también se trabaja en el establecimiento del “Cielo Único Europeo” (de momento bloqueado), para reformar el fragmentado espacio aéreo comunitario de manera que los vuelos sean más directos y, de esta forma, más cortos y menos contaminantes.

El futuro puede traer también aviones eléctricos que no contaminen, capaces de transportar cientos de pasajeros recorriendo largas distancias a grandes velocidades. Pero para llegar a ello faltan muchos años de I+D. De momento, en lo que trabajan algunas startups y compañías como Airbus o Rolls Royce, es en el desarrollo de baterías y motores para aviones de corto recorrido.



Manuel Romero, director adjunto de IMDEA Energía



de quemar nuestra herencia energética fósil. Esto es un paso necesario para proteger nuestro medio ambiente”, añade el coordinador del proyecto, Andreas Sizmann, de Bauhaus Luftfahrt.

El proyecto ha partido de otra iniciativa anterior, el proyecto europeo Solar-Jet, en el que se desarrolló la tecnología de base y se realizaron los primeros ensayos de producción de combustible de turbinas de aviación a escala de laboratorio. Ahora, Sun-to-Liquid ha llevado a cabo el cambio de escala de la tecnología para la realización de los

primeros ensayos con radiación solar real en una torre solar. “Solar Jet probó a una escala de 4kW un rendimiento del reactor solar del 2% (energía solar a gas de síntesis). Con Sun-to-Liquid hemos conseguido obtener gas y alimentar con ese gas el otro proceso y llegar al líquido. Hasta ahora, nadie lo había conseguido hacer”, señala Manuel Romero.

■ Sigüientes pasos

Sun-to-Liquid se ha estado desarrollando durante los últimos cuatro años y finalizará en diciembre de este año. A partir de

ese momento, se pasará, previsiblemente, a la siguiente fase de ensayos, ya a escala de megavatios, que se prolongará otros dos o tres años. “De momento, el rendimiento térmico del reactor solar actual es de un 6%, con la previsión de alcanzar el 10%. Con un cambio de escala a potencias de varios megavatios, se podría alcanzar un rendimiento térmico del 20%, a lo que se añadiría un 60% en la conversión posterior de gas a combustible líquido”, explica Romero.

También hace falta seguir investigando para abaratar su precio. “Para un campo de heliostatos ubicado en Marruecos que produjera 1.000 barriles por día de queroseno para turbinas de aviación y 850 barriles por día adicionales de nafta, se ha estimado un coste de producción de 2,37 euros/litro de queroseno, si asumimos un coste de 108 euros la tonelada de CO₂, capturado del aire. Este coste del CO₂ es determinante en el coste final. Pero se pueden mejorar varios parámetros, incluido el coste del CO₂, y lograr en el futuro un coste de producción de 1,6 euros/litro. Si se usa electricidad renovable y CO₂ tomado directamente del aire, el factor de impacto ambiental es muy importante y puede nivelar la diferencia con el coste del queroseno de origen fósil”, explica el director adjunto de Imdea Energía. Y añade: “el rendimiento térmico completo desde energía solar a combustible líquido, potencialmente 7–10% a escala comercial, sería de cuatro a cinco veces superior al proceso alternativo de producción de combustible sintético a partir de la gasificación de biomasa”.

En opinión de Manuel Romero, quedan, no obstante, unos diez años para que el queroseno solar pueda convertirse en un producto comercial y su producción se pueda hacer de forma habitual en todo el mundo. Si comparamos este combustible con el de origen fósil utilizado actualmente en la aviación, las emisiones netas de CO₂ a la atmósfera se pueden llegar a reducir en más de un 90%. “Además, dado que el proceso solarizado utiliza recursos abundantes y que no compiten con la producción de alimentos, se puede aplicar para cubrir la futura demanda mundial de combustible sin necesidad de reemplazar la actual infraestructura de distribución, almacenamiento y utilización del combustible líquido”, concluye Manuel Romero.

■ Más información:

→ <https://www.sun-to-liquid.eu/>



TERMOSOLAR

Termosolar en América

Con signos de estancamiento

La tecnología termosolar no ha experimentado apenas cambios en el último año, y no existen proyectos nuevos en construcción que se sumen a los ya conocidos en el continente americano. Sumando los ya operativos y los que están en fase de desarrollo casi no se llega a arañar los 3 GW de capacidad, menos del 30 % a nivel mundial. Estos son los tres países que pueden destacarse en la región.

Luis Ini



■ ESTADOS UNIDOS

El país tiene un evidente liderazgo continental en esta tecnología, con 1.740 MW de capacidad instalada, y poco menos de una veintena de proyectos operativos. Los más importantes son:

Ivanpah

Es la mayor planta solar térmica del mundo, en operaciones desde 2014, y con una capacidad total de 392 MW, repartidos en tres torres, una de 126 MW y dos de 133 MW cada una. Se ubica en el desierto de Mojave, estados de Nevada y California, 60 kilómetros al

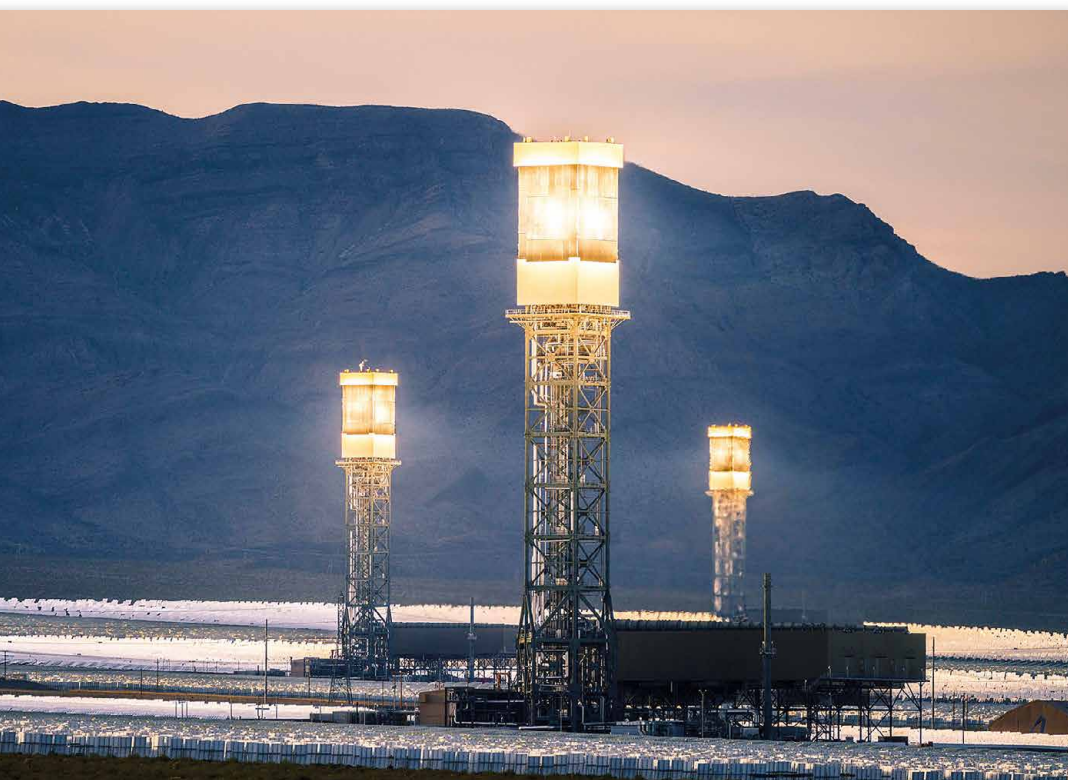
sur de Las Vegas. Ocupa una superficie de 13 kilómetros cuadrados. Su tecnología ha sido desarrollada por BrightSource Energy Inc., y está compuesta por 173.500 heliostatos, un *software* de integración del campo solar y un generador de vapor receptor solar. El proyecto es copropiedad de NRG—que opera la instalación—, BrightSource y Google Inc. La electricidad generada por Ivanpah Solar beneficia a más de 140 mil hogares californianos.

Solana

Construida por la española Abengoa Solar, esta planta parabólica de colectores solares de 280 MW, y ubicada unos 70 kilómetros al suroeste de Phoenix, Arizona, entró en operaciones en 2013. La planta, que tiene un contrato de suministro de energía a 30 años con el Servicio Público de Arizona (APS, por sus siglas en inglés), la compañía eléctrica más grande del estado, genera energía suficiente para abastecer a 70.000 hogares. El sistema de almacenamiento de energía térmica proporciona hasta 6 horas de capacidad de generación después de la puesta del sol.

Genesis

Funciona desde hace cinco años en el desierto de Sonora, estado de California. Está compuesta por dos unidades de 125 MW con más de 500.000 espejos parabólicos ensamblados en filas situados en alrededor de 1.800 hectáreas. Operada por NextEra Energy Resources, tiene acuerdo de compra de energía por 25 años.





Arriba, Crescent Dunes II, en Tonopah, Nevada EE. UU. A la derecha, Solar Electric Generating, (SEGS), en Mojave, California

En la página anterior, Ivanpah, en el desierto de Mojave, estados de Nevada y California

Mojave

Ubicada a 90 km al noreste de Los Ángeles, en California, desarrolla tecnología cilindro parabólica para una capacidad neta de 250 MW. Puesta en marcha a finales de 2014, es capaz de abastecer la demanda de 91.000 hogares. Suministra electricidad a la Pacific Gas & Electric Company bajo un acuerdo de compra de energía de 25 años.

Solar Electric Generating

Llamado SEGS, es un complejo de nueve plantas –aunque dos están fuera de servicio– en el desierto de Mojave, California, que utiliza la tecnología cilindro–parabólica con una capacidad conjunta de 310 MW. La primera de sus plantas comenzó a operar en 1985, posiblemente de las más antiguas del mundo. Opera como productor de energía independiente, con un tipo especial de oferta estándar de compra de energía a Southern California Edison.

Martin Next Generation

Fue puesta en operaciones en 2010 en el estado de Florida y es la primera instalación híbrida en el mundo en conectar una instalación solar a una planta de ciclo combinado ya existente. A partir de 200.000 espejos proporciona 75



El caso de Canadá

Hasta mayo pasado el país norteamericano contaba en la ciudad de Medicine Hat, provincia de Alberta, con la que era la planta de concentración solar construida más al norte en el mundo –también la primera y única de su tipo en Canadá–, pero después de cinco años de funcionamiento, las autoridades locales han decidido cerrarla. Originalmente, se trató de un proyecto de 1 MW y una inversión de 9 millones de dólares, integrado con una planta de ciclo combinado de 203 MW a partir del sistema de cilindros parabólicos construido cerca de la central eléctrica municipal a gas natural expandida a 246 MW. Medicine Hat fue seleccionada porque es uno de los lugares más soleados de Canadá, con 330 días de sol al año. De hecho, cuando comenzó el proyecto, el precio del gas natural era mucho más alto que el de hoy y tratar de sustituirlo incluso con una pequeña porción de energía solar tenía más sentido. La ciudad ahora tiene que determinar qué hacer con la instalación. Una de las opciones que se barajan es establecer un futuro parque de innovación para las energías renovables en el sitio.



Arriba, Cerro Dominador, en el desierto de Atacama, Chile

Debajo, Agua prieta II en México

En la página siguiente, imagen del proyecto de Copiapó, en la región de Atacama, Chile



El MIT desarrolla almacenamiento en silicio fundido

Científicos del estadounidense Massachusetts Institute of Technology (MIT) están investigando la posibilidad de almacenar energía en silicio fundido y en utilizar células fotovoltaicas para convertir el brillo del silicio incandescente en electricidad. El principio de funcionamiento es similar al de las centrales termosolares convencionales, pero sustituyendo las sales fundidas por silicio y la turbina por células fotovoltaicas. El proyecto utiliza dos tanques con silicio líquido, uno a más temperatura que el otro, y el silicio debe fluir del tanque caliente al tanque frío pasando por un intercambiador de calor. El reto es que el silicio debe de estar líquido en todo momento.

En un trabajo previo, el mismo equipo del MIT ya demostró la posibilidad de bombear metales líquidos a temperaturas de entre 2.000 °C y 2.400 °C. Sin embargo, un reto muy serio al que deberán enfrentarse en el futuro será el de evitar que el silicio solidifique en las tuberías y las obstaculice. Este es un problema similar al que se enfrentan en las centrales termosolares convencionales al bombear sales fundidas. Por eso, en las centrales convencionales tratan de utilizar sales con el menor punto de fusión posible.

MW de energía. Desarrollada y operada por la empresa de servicios de electricidad Florida Power & Light Co., subsidiaria principal de NextEra Energy Inc.

Crescent Dunes

Construido en Tonopah, Nevada, con tecnología que utiliza heliostatos para enfocar la luz solar en un receptor montado en una torre. Desde 2016 alimenta en los períodos de pico de electricidad hasta 75.000 hogares merced a una capacidad de 110 MW. La española ACS

Cobra ha participado en su construcción como EPC. Tiene un sistema de almacenamiento térmico en sales fundidas, sin ningún sistema fósil de respaldo, operativo 10 horas de manera ininterrumpida en ausencia de luz solar.

Nevada Solar One

Desarrollada y operada por la española Acciona Energía, entró en funciones en 2007. Está situada en Boulder City, Nevada, y compuesta de un sistema de colectores cilindropara-

bólicos con una capacidad de producción nominal de 64 MW y una capacidad máxima de 70 MW. Puede abastecer a más de 14.000 hogares al año. Tiene un acuerdo de compra de energía por 20 años con la empresa de servicios públicos NV Energy.

Stillwater

El proyecto híbrido geotérmico solar Stillwater en Fallon, Nevada, es la primera planta de energía renovable de este tipo. Stillwater integra 33 MW de energía geotérmica con 26,4 MW de energía solar fotovoltaica y 2 MW de energía termosolar. Opera desde 2015 por Enel Green Power con una PPA a 20 años con NV Energy.



CHILE

Una vez que los cuatro proyectos CPS –en construcción o en desarrollo– estén funcionando, el país andino tendrá una capacidad instalada en esa tecnología superior a los 1,2 GW

Cerro Dominador

Adjudicado en un concurso internacional a Abengoa Solar, es el mayor proyecto CSP de América Latina. Ubicado en la localidad de María Elena, en el desierto de Atacama, región de Antofagasta, está en construcción y suministrará energía eléctrica al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), con una capacidad de generación de 110 MW. Cuando entre en operaciones conformará



un complejo con una capacidad total de 210 MW, ya que desde 2018 funciona una planta fotovoltaica aneja de 100 MW.

Copiapó

En construcción, se ubica a 65 km al noreste de la ciudad homónima, en la región de Atacama. Está siendo desarrollada por SolarReserve con almacenamiento de energía térmica de sal fundida. Contará con una potencia de 260 MW y un almacenamiento de 13 horas a plena carga. Su capacidad de producción

de electricidad está cifrada en más de 1.800 GWh al año, suficientes para suministrar energía a 560 mil hogares.

Tamarugal

Con entrada en funcionamiento prevista para 2021, las obras comenzaron el año pasado. El proyecto, impulsado por SolarReserve y localizado en la región de Tarapacá, contará una capacidad instalada de 450 MW y una torre capaz de brindar 13 horas de almacenamiento. Así, estará en condiciones de produ-

cir tanta electricidad como la demandada por 800.000 hogares a partir de una generación estimada de 2.600 GWh anuales.

Likana

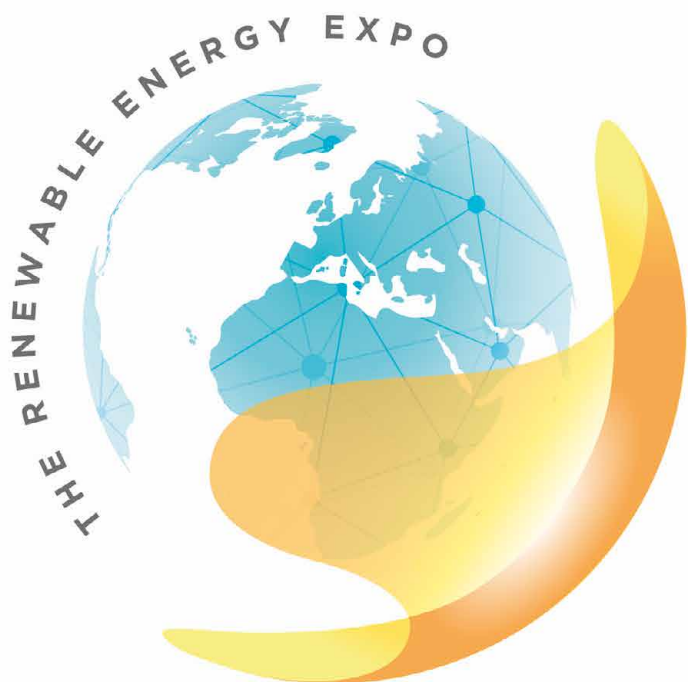
SolarReserve está también detrás de esta novedosa instalación actualmente en construcción y con previsión de entrada en operaciones en 2021. Se ubica en la región de Antofagasta, contará con una capacidad de 390 MW y un almacenamiento de 13 horas. La capacidad de generación se cifra en 2.800 GWh anuales. Una característica es que la torre estará provista de enfriamiento a través de aerocondensadores, lo cual representará una reducción significativa del uso del agua.



MÉXICO

Agua Prieta II

Es el único proyecto en su tipo que se está desarrollando en el país azteca. Se trata de una planta termosolar ubicada en el estado de Sonora con tecnología cilindro parabólica de 14 MW, sumada a una planta de ciclo combinado para una capacidad total de 478 MW. Es la primera planta híbrida solar-gas en Latinoamérica y está siendo desarrollada por la española Abengoa para la estatal Comisión Federal de Electricidad (CFE). ■



KEY ENERGY

Donde la energía
se encuentra
con el futuro.

f @ t v keyenergy.it

Para obtener información y solicitar tarjetas VIP gratuitas, póngase en contacto con:
DEKER - Consultores de Marketing
Javier Moreno Oto
Tel. +34 945 35 97 77
javier.moreno.oto@deker.es

5 - 8 DE NOVIEMBRE DE 2019 RECINTO FERIAL DE RÍMINI

en colaboración con
ITCA

Simultáneamente a
ECOMONDO

Organizado por
ITALIAN EXHIBITION GROUP
Providing the future

La climatización con energía solar vuelve a crecer en el mundo

Los costes cada vez más competitivos de los sistemas solares térmicos, el creciente interés de los clientes comerciales e industriales y las políticas de aire limpio están propiciando que la climatización con energía solar haya emprendido un cambio de tendencia y esté creciendo en buena parte del mundo, según el informe Solar Heat Worldwide 2019, publicado a principios de junio por el Programa de Calor y Frío Solar de la Agencia Internacional de la Energía (IEA SHC).

Pepa Mosquera

El informe pone de manifiesto que, con la excepción de China, los mayores mercados de solar térmica del mundo han experimentado un aumento de la demanda por primera vez desde 2015. En 2018, había en el mundo, en operación, 480 GWth (686 millones de metros cuadrados) de sistemas solares para climatización. En conjunto, ahorraron 43 millones de toneladas de petróleo equivalente y 138 millones de toneladas de emisiones de CO₂. Un aspecto destacado por Daniel Mugnier, presidente del Programa SHC de la AIE, ante “el importante impacto que tienen las tecnologías de calefacción y refrigeración solar en la protección del clima”.

China, en donde el mercado continuó contrayéndose en 2018, ha sido la excepción a la tendencia, ratificada por el claro

aumento de las ventas en 10 de los 20 mercados de solar térmica. Polonia batió todos los récords, con un aumento del 179% gracias –se destaca en el informe– a las políticas de apoyo al aire limpio en muchas ciudades. No obstante, el líder en calefacción urbana solar sigue siendo Dinamarca, con un aumento significativo de la capacidad instalada en 2018 (128%). India ocupó el tercer lugar, con una tasa de crecimiento del 17%. En España, creció un 2%. Si estas tendencias positivas continúan, IEA SHC pronostica que el crecimiento continuará en 2019.

También están creciendo las instalaciones de gran tamaño. El pasado año se pusieron en servicio al menos 37 nuevos sistemas a gran escala (>350 kWth) para proporcionar calor a las redes de distrito y a los grandes edificios, lo que supone un aumento significativo en comparación con los 17 sistemas del año anterior. En total, a finales de 2018 estaban en funcionamiento en el mundo al menos 339 grandes instalaciones solares térmicas con una poten-

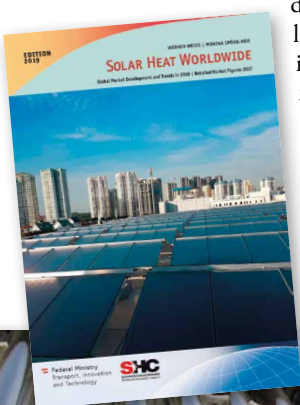
cia total de 1,35 GWth (1,93 millones de m², incluidos los sistemas de concentración).

Sin embargo, la solar térmica sigue careciendo del apoyo necesario, según el informe de IEA SHC. Debido a ello, desde 2014, las tasas de crecimiento anual de los sistemas de energía solar térmica han sido muy inferiores a las de la energía eólica y fotovoltaica, que son tecnologías apoyadas en muchos más países del mundo. “Es necesario un apoyo político centrado en esta tecnología para colmar esta laguna en los próximos años”, se indica en el informe.

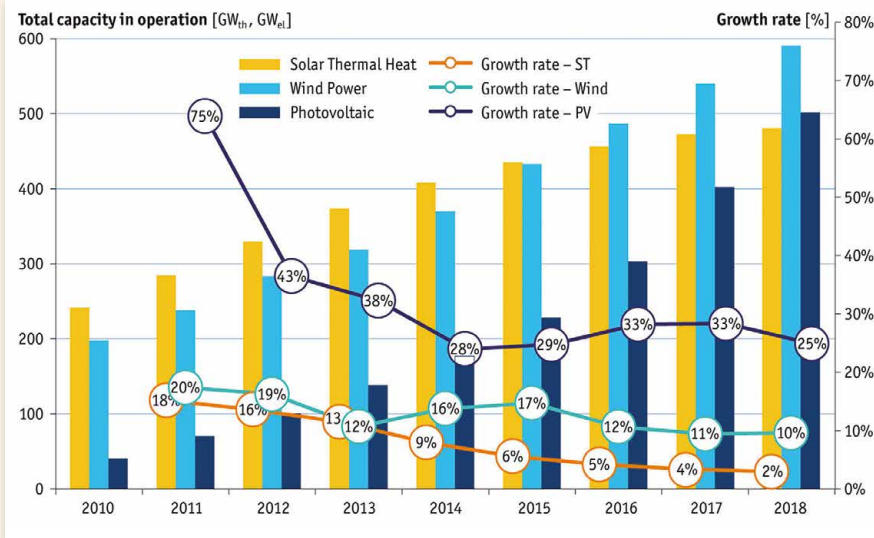
Otro dato que pone de relieve el informe es que la generación combinada de calor solar y electricidad solar a partir del mismo colector –llamado PV-Thermal, PVT, por sus siglas en inglés– se está volviendo cada vez más popular. Por primera vez, Solar Heat Worldwide incluye esta tecnología utilizando datos de 26 fabricantes de 11 países como punto de partida. Sus ventas sumaron más de 1 millón de m² de área de colectores de PVT. Francia lidera este segmento de mercado, seguida de Corea del Sur, China y Alemania. Los colectores de agua sin vidriar (57%) y los colectores de aire (41%) son las tecnologías de colectores híbridos dominantes en el mercado, según el informe.

■ Diferencias según la región del mundo

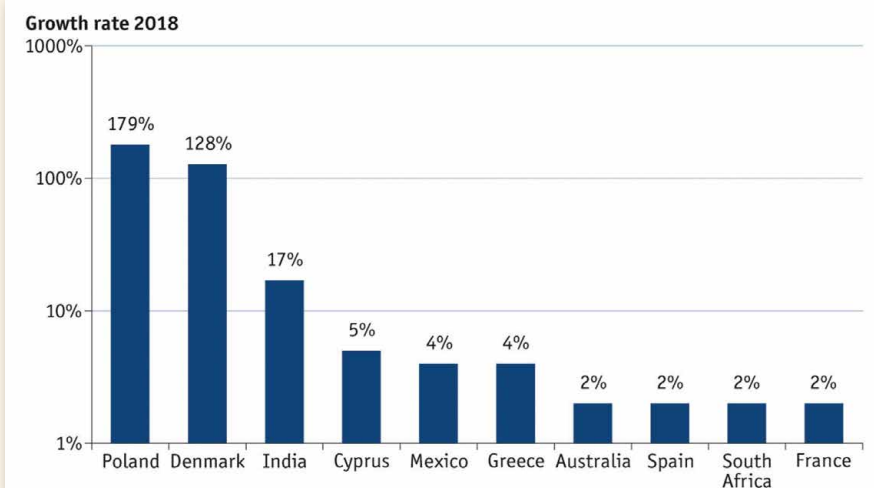
En general, el uso de los colectores solares varía enormemente de una región a otra y puede



Capacidad total en operación



Tasa de crecimiento en 2018



Solar térmica en procesos industriales

Una gran variedad de procesos industriales demanda grandes cantidades de energía térmica, lo que convierte al sector industrial en un mercado de enorme potencial para esta tecnología. Dependiendo de la temperatura que se requiera, se pueden utilizar diferentes tipos de colectores, desde colectores de aire y planos con tubos de vacío para alcanzar temperaturas hasta los 100 °C, a los discos Scheffler, los Fresnel y los sistemas parabólicos, que permiten llegar a los 4000 °C y más.

En los últimos dos años se han implementado una serie de prometedores proyectos de demostración, desde a pequeña escala a sistemas más grandes (del rango de los 100 MW). Según la consultora alemana Solricog, al menos se han puesto en marcha 741 plantas para procesos industriales desde 2017, y al final de 2018 había instalados en torno a 567 MW térmicos en la industria. Ese mismo año se encargaron un centenar más de sistemas, de acuerdo con la misma fuente.



distinguirse por el tamaño y tipo de sistema utilizado, la tecnología y la aplicación principal a que va destinado (calentamiento de piscinas, agua caliente sanitaria, calefacción de espacios, calentamiento en instalaciones industriales, calefacción de distrito, frío solar...). En todo el mundo, más de las tres cuartas partes de todos los sistemas instalados son por termosifón. En general, este es el sistema preferido en los climas cálidos, como los de África o Sudamérica, los países de la región MENA y los del sur de Europa. En todos estos lugares, los sistemas de termosifón suelen ir equipados con colectores solares planos, mientras que en China es más típico utilizar sistemas de tubos de vacío.

Se estima que el número aproximado de colectores solares en operación en el mundo a finales de 2017 alcanzaba la cifra de 118 millones de unidades, desglosado de esta forma: un 63% para ACS en viviendas unifamiliares, el 28% en sistemas de agua caliente en viviendas multifamiliares, hoteles, hospitales, escuelas, etc, y un 6% para el calentamiento de piscinas. Alrededor del 2% son utilizados tanto para suministrar agua caliente sanitaria como para la calefacción de espacios. El 1% restante corresponde a aplicaciones como calefacción de barrio, procesos industriales y aplicaciones para frío solar. En general, lo que más está creciendo son las aplicaciones para agua caliente sanitaria (51% de la nueva capacidad instalada).

Basándose en encuestas realizadas y datos recogidos de informes nacionales detallados, IEA SHC estima que el número de puestos de trabajo en las áreas de la producción, la instalación y el mantenimiento de sistemas solares térmicos ascendía a 672.000 en todo el mundo en 2017. El volumen de negocios mundial de la energía solar térmica en la industria en 2017 rondaba los 15.200 millones de euros.

Este es un resumen de los muchos datos que proporciona Solar Heat Worldwide 2019 sobre la capacidad instalada en solar térmica, los costes y la cuota de aplicaciones de 68 países. El informe, que empezó a publicarse en 2005, es utilizado habitualmente por organizaciones internacionales como REN21 y la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) como fuente de datos. En el programa SHC de la Agencia Internacional de la Energía participan más de 400 expertos de 20 países, la Comisión Europea y cuatro organizaciones internacionales. El programa, fundado en 1977, es uno de los más antiguos de colaboración tecnológica internacional en el campo de las energías renovables.

Más información:

→ www.iea-shc.org/solar-heat-worldwide



Bioenergía eléctrica en 2017: 110.000 megavatios mundiales, 40.000 en Europa

Los últimos informes sobre la “bioelectricidad” publicados por la Agencia Internacional de las Energías Renovables (Irena) y Bioenergy Europe, aun siendo ligeramente dispares en las cifras y yendo el primero un año adelantado (tiene las de 2018, 115.700 megavatios, y el segundo no) confirman tendencias ya esbozadas en otros años. Europa sigue siendo el continente con la mayor potencia instalada, pero Asia, con China e India a la cabeza, van a marchas forzadas para arrebatarse el liderato. Sin embargo, las noticias sobre la progresiva conversión de antiguas centrales de carbón europeas en biomasa puede alargar este adelantamiento.

Javier Rico

A pesar de la tendencia a las megaplan tas y a las megaproducciones descentralizadas y a las millonarias toneladas de exportaciones de pellets a Europa desde Norteamérica, Bioenergy Europe advierte en su informe Statistical report bioelectricity 2019 que “es interesante observar la tendencia a la descentralización de la producción de energía, que permite al consumidor situarse en el centro del sistema energético. No solo en el sector del calor, donde la producción descentralizada tiene un papel importante que desempeñar, sino también en el sector de la electricidad, donde la cogeneración (calor+electricidad) a micro y mediana escala puede desempeñar un papel importante en la capacitación de los ciudadanos en la lucha contra el cambio climático”.

Pero lo cierto es que, hoy por hoy, en la gran mayoría de los casos, hay que hablar de centrales por encima de los 20, 100, 600 y hasta 2.000 megavatios si hablamos de instalaciones como la del Grupo Drax en el Reino Unido. En España, si hacemos caso a los números que aportó hace un año Unión por la Biomasa en la presentación del Balance socioeconómico de las biomásas en España 2017–2020, elaborado por Analistas Financieros Internacionales, nos acercáramos a las

cifras que acaba de presentar Irena. En aquella ocasión se expuso que en 2017 había 518 MW de biomasa eléctrica, 224 de biogás y 294 procedentes de la incineración de la fracción orgánica de residuos municipales, más conocidos por el acrónimo de Forsu.

Por el contrario, según los datos del informe de Bioenergy Europe, en 2017 España contaba con 677 megavatios de biomasa sólida, 225 de biogás y 242 de residuos orgánicos municipales. Es decir, la diferencia principal está en los 150 megavatios del primer parque generador, achacables posiblemente a plantas por concluir su construcción, como las de Ence en Huelva (46 MW) y Puertollano, Ciudad Real (50 MW), y Greenalia en Curtis–Teixeiro, A Coruña (50 MW).

No obstante, donde la diferencia se dispara es entre las cifras sobre la UE que ofrece Bioenergy Europe y las de Irena. Esta última publicó en su análisis estadísticas de la producción de electricidad con renovables casi a la par que Bioenergy Europe. Esta refleja 40.624 megavatios de potencia instalada para 2017 e Irena, 36.643 para 2018. La agencia internacional contabiliza los de todo el continente europeo, con lo que habría que quitar aún más megavatios, al menos 500, que son los que suman países como Noruega, Suiza,

Ucrania o Bielorrusia.

Otros datos que ofrece el informe de Bioenergy Europe es el crecimiento entre 2016 y 2017, que fue del 2,2 por ciento en la generación de electricidad con biomasa en la UE, medida en 15.929 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep). España ocupa el noveno puesto, con 523 ktep, con un crecimiento por encima de la media (6,8 por ciento). Hay cinco países de la UE28 (Alemania, Reino Unido, Italia, Finlandia y Suecia) que copan el 68 por ciento de la generación.

■ La flexibilidad de la bioelectricidad

Pero más allá de las numerosas tablas y gráficas que miden la evolución y asentamiento de la biomasa eléctrica en la UE, Bioenergy Europe aprovecha para volver a poner en valor esta fuente de energía frente a otras renovables, por su carácter flexible y constante en la producción. Consideran que este tipo de plantas “serán cada vez más importantes en los próximos años para brindar estabilidad a las redes eléctricas y facilitar el despliegue rápido de otras fuentes de renovables variables”.

También recuerdan, que, al contrario que ocurre con los combustibles fósiles (26 por ciento), la producción de bioelectricidad pro-



Central energética de Orsted en Studstrup, Dinamarca.

cede principalmente de plantas de cogeneración (sesenta por ciento). Dinamarca, Letonia y Lituania son países que llegan al cien por cien producido en centrales de cogeneración. En 22 de los 28 Estados miembros de la UE la mayor parte de la producción procede de este tipo de instalaciones. Solo Bélgica, España, Hungría, Irlanda y el Reino Unido tienen menos del cincuenta por ciento de su bioenergía producida en plantas de cogeneración.

El informe de Bioenergy Europe se centra exclusivamente en la producción (no se ofrecen datos ni valoraciones sobre sostenibilidad ni reducción de emisiones) y destaca a favor de la bioenergía eléctrica su ratio de capacidad instalada/producción real, que es del 52 por ciento, más del doble del promedio de las energías renovables. Por otro lado, la misma asociación anuncia que su informe estadístico global sobre el sector que sacaba anualmente lo va a parcelar en siete: electricidad, suministro de biomasa, transporte, biogás, energía térmica, pélets y “paisaje bioenergético”.

■ El parque global de generación

En cuanto a la estadística de capacidad renovable mundial para la generación de electricidad que publica anualmente Irena, se constata el ascenso paulatino en el campo de la bioenergía. En concreto, pasó de los 109.994 megavatios de 2017 a los 115.731 de 2018. A partir de aquí quedan casi las mismas lecturas de otros años: es Asia con, 3.400 megavatios, y especialmente China (2.000) e India (800), quien sigue comandando el crecimiento.

Otros aumentos notables los protagonizan el Reino Unido (de 5.508 megavatios a 6.418), Países Bajos (de 798 a 1.093) y Brasil (de 14.559 a 14.782). En los dos primeros casos tienen mucho que ver las antiguas centra-

les de carbón reconvertidas a biomasa. Así lo destacaba a principios de 2019 FutureMetrics, consultora especializada en el mercado mundial de pélets, al analizar el año 2018 y los 24 millones de toneladas de este biocombustible que se movieron en todo el mundo.

“Ese crecimiento se debe principalmente al aumento de la demanda en el Reino Unido, Dinamarca (cuarto país de la UE en potencia tras Reino Unido, Suecia y Alemania), Corea del Sur y Japón”, afirmaba el informe de FutureMetrics. Los dos primeros países concentran la mitad de las importaciones. En el Reino Unido (7,5 millones de toneladas importadas) pesó mucho la definitiva conversión de carbón a biomasa de la central de Lynemouth (420 megavatios) y la de la cuarta unidad de Drax (660), que suma ya 2.640.

Desde FutureMetrics aseguran que el

crecimiento del mercado de pélets en 2019 volverá a estar asegurado por la entrada en operación al cien por cien de las dos centrales mencionadas y la puesta en marcha programada de la de Teeside (300 MW). Además de la consolidación de grandes centrales de co-combustión con carbón o totalmente convertidas a biomasa en Dinamarca, Bélgica y Países Bajos. Este último incrementará sustancialmente la demanda de pélets con la conversión de más plantas.

Y la cosa puede ir a más, ya que en marzo de este mismo año el Ministerio de Transición Ecológica y Solidaria de Francia confirmaba

Los megavatios mundiales de la bioelectricidad según el mapa de Irena

- La cifra de capacidad instalada en todo el mundo en 2018, 115.731 megavatios, supera los 109.994 de 2017 y crece más de lo que aumentó entre 2016 (104.788) y 2017.
- África sube de 1.500 a 1.556, gracias principalmente a Etiopía, que pasa de 142 a 192.
- Asia sube de 32.828 a 36.227, de nuevo gracias a China, que sola suma 2.000 megavatios más que en 2017, e India, con casi 800 más.
- Centroamérica y el Caribe suben ligeramente, de 2.475 a 2.580. Aquí destaca la subida de 1.091 a 1.104 de Guatemala, pero sobre todo de El Salvador, de 251 a 286, ambos dominados por el aprovechamiento energético del bagazo.
- Eurasia crece en cien megavatios, de 1.880 a 1.980, todos en Turquía.
- Europa pasó de 36.643 a 38.458 entre 2017 y 2018, sobre todo debido al Reino Unido (5.508 a 6.418) y Países Bajos (798 a 1.093). España mantiene 1.028.
- Norteamérica decrece en dos megavatios testimoniales, de 16.565 a 16.563. Aquí domina claramente Estados Unidos (12.948).
- Oriente Próximo se queda en 2018 con la misma capacidad que en 2017: 98 megavatios, que se los reparten principalmente Qatar e Israel.
- Oceanía tiene otro movimiento testimonial: pasa de 1.022 a 1.048, con Australia dominando (855).
- Suramérica sube de 16.982 a 17.219, y casi todo es achacable a Brasil (14.559 a 14.782) y muy poco a Argentina (665 a 676) y Perú (183 a 186).



Construcción de la nueva planta de biomasa de Ence (Foto: ENCE)

Debajo, Logística de aprovisionamiento para la planta de Drax en el Reino Unido (Foto: DRAX)

En la página siguiente, procesamiento de bagazo destinado a producir electricidad en Brasil (Foto: UNICA)



la intención del Gobierno galo de estudiar la conversión a biomasa de la mayor central de carbón del país. De hecho, ya se han iniciado los trámites para que la de Electricité de France en Cordemais (con dos unidades que suman 1.200 megavatios) siga el mismo camino que las mencionadas del Reino Unido, Dinamarca o Países Bajos.

En el informe *Statistical Report 2018* de Bioenergy Europe, los datos de 2017 marcan un consumo mundial de 31,4 millones de toneladas de pélets que salieron de 1.479 plantas. Estados Unidos está a la cabeza en producción (casi ocho millones de toneladas), destacando la emergencia de países como Brasil, Chile, Vietnam o Malasia. El trabajo de Bioenergy Europe también abunda en que los combustibles de biomasa (sólidos, líquidos o gaseosos) se pueden utilizar para modernizar las plantas existentes basadas en combustibles fósiles, lo que permite utilizar la infraestructura existente.

■ Ganan los sólidos

En el reparto entre esos biocombustibles sólidos, gaseosos y líquidos que realiza Irena ganan la partida de largo los primeros, con 95.687 megavatios, de los cuales este organismo solo desglosa los correspondientes al bagazo (18.533) y los residuos municipales (12.624). Aunque, de largo, es Brasil, con 11.347 megavatios instalados, el principal productor de electricidad con bagazo del mundo, la producción en países de Centroamérica, como Guatemala y El Salvador es cada vez más notoria.

La ONG Alianza por la Solidaridad (AxS) denuncia “la insostenible situación social y ambiental que genera” el cultivo de la caña de azúcar, “un producto que reduce acuíferos y contamina ríos básicos para la vida”. Anuncia que prepara una investigación en Nicaragua, El Salvador y Guatemala que clarifique los impactos reales en una población muy afectada por el cambio climático.

No obstante, hay que pensar que la caña de azúcar no se cultiva directamente para generar electricidad, sino para producir edulcorantes y licores. Es el bagazo, residuo fibroso derivado de dicho cultivo, el que se destina a su aprovechamiento energético. Otros paí-

Algunas de las mayores plantas de biomasa eléctrica de Europa

Operador	País	Potencia instalada (MW)
Drax Group	Reino Unido	2.640
Orsted	Dinamarca	1 182
Pohjolan Voima	Finlandia	765
RWE	Países Bajos	655
		(co-combustión con carbón)
E.on	Alemania	457,5
StockholmExergi	Finlandia	592
(Fortum Varne)	Reino Unido	420
Alcan Lynemouth	Suecia	236
Vattenfall	Francia	285
Engie	Alemania	135
Zellstoff Stendal		

Fuente: Eurobserv'ER 2017 y Energías Renovables

ses con una importante implantación de este subproducto en centrales eléctricas son México, Australia, Cuba, Pakistán, Suráfrica y Colombia.

Ya se ha advertido que Irena mantiene en la indefinición, como cada año, el montante más importante, el de "otros combustibles sólidos", ya que suman 64.529 megavatios. Muchos tienen que ver con otros residuos agrícolas, desde restos de podas a cáscaras de frutos secos o huesos de aceitunas, pero sobre todo con pélets y astillas de madera. Se entiende así que Europa (19.926 megavatios), y dentro de esta el Reino Unido (4.121), que es el país que más emplea estos últimos, aparezcan en los primeros lugares debido principalmente a las mencionadas reconversiones de grandes centrales de carbón a biomasa.

No obstante, el primer continente dentro de "otros combustibles sólidos" es Asia, con 26.843 megavatios, de los que la India tiene 10.082, China 8.030 y Tailandia 3.277. En Europa, y fuera de la UE, Rusia cuenta con 1.370, y en América, Estados Unidos con 9.314, Brasil con 3.147 y Canadá con 2.356 son los principales productores.

Siguiendo con los tipos de biocombustibles que analiza Irena, el biogás representa una pequeña parte del total de potencia eléctrica instalada de bioenergía a escala mundial.



Los 17.692 megavatios suponen poco más del quince por ciento sobre el total y Europa acapara 12.252 de dicha cantidad. Lógicamente, es Alemania, con 6.169 megavatios la principal responsable de estas cifras, seguida del Reino Unido (1.731) e Italia (1.432). España aparece con 230 en el séptimo puesto europeo.

Fuera de Europa, hay que mencionar a China y Tailandia en Asia. La primera pasó de 454 a 630 megavatios entre 2017 y 2018 y la segunda de 475 a 500. Otras cifras de potencia instalada con biogás dignas de reseñar

son los 2.362 megavatios de Estados Unidos, los 457 de Turquía, los 278 de Brasil y los 233 de Australia.

Si pequeña es la parte que le toca al biogás en la bioelectricidad mundial, testimonial es la de los biocombustibles líquidos. Los 2.352 megavatios se quedan en el dos por ciento del total instalado, y de ellos la Unión Europea se lleva buena parte (1.817), debido principalmente a los 987 de Italia, muchos de ellos con aceite de palma, los 547 de Suecia y los 230 de Alemania. Allende la UE llaman la atención los 359 de Corea del Sur. ■



¡ACREDITACIÓN ONLINE YA DISPONIBLE!

www.expobiomasa.com/acreditacion



500

EMPRESAS
COMPANIES



3

DÍAS
DAYS



15k

VISITANTES
VISITORS



+30

PAÍSES
COUNTRIES

EXPO
Biomasa

24/26 SEPT. 2019

VALLADOLID. SPAIN

INTERNATIONAL BIOENERGY FAIR

19

José Lozano Muñoz

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

“La minihidráulica que hay instalada en este país nos ha evitado el tener otra nuclear”

La Asamblea General de la Sección Hidráulica de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) eligió hace unas semanas a su nuevo presidente. Se trata de José Lozano Muñoz, director ejecutivo de la empresa RPI. Lozano Muñoz, que ha sido designado para el cargo por unanimidad y para los próximos cuatro años, es economista por la Universidad Complutense de Madrid y Master en Business Administration por el IESE de Barcelona. Su llegada a la presidencia de la Sección Hidráulica de APPA se produce en un momento crítico para el sector, que, tras la reforma de la “rentabilidad razonable” ejecutada a principios de década por el primer Gobierno Rajoy, pasa por una coyuntura crucial (ahora explicaremos por qué). Esto es lo que nos ha contado Lozano Muñoz.

Antonio Barrero F.

José Lozano Muñoz es el nuevo presidente de la Sección Hidráulica de APPA. Llega al cargo tras una amplia trayectoria profesional –más de 25 años– que le ha llevado a desarrollar, construir, financiar y operar proyectos de hidráulica, fotovoltaica y eólica en España, Portugal, Francia, Polonia, Chile o Croacia. Economista de formación, Lozano Muñoz es, desde el año 2011, consejero delegado de RPI (Renewable Power International), una empresa de energías reno-

vables que tiene su sede en Madrid, e inversiones en España y Portugal. Madrileño del 65, este economista de mirada clara y ambiciosa señala entre los principales retos a los que le va a tocar enfrentarse (1) “la adecuación del marco regulatorio y retributivo a las características muy específicas de la minihidráulica, lo que incluye un desarrollo normativo claro para las concesiones administrativas de centrales minihidráulicas que han finalizado o van a finalizar en el corto plazo, y (2) la supresión de los impuestos específicos a la generación hidroeléctrica”.

Como las fechas son las que son y de vez en cuando conviene tomarse una licencia, abrimos la entrevista con un par de preguntas frescas (o tres), que tiempo habrá para ahondar.

■ La minihidráulica, ¿es una solución energética de izquierdas o de derechas?

■ Ni lo uno ni lo otro. Lo primero que diría es que no es una solución para el sistema. Pero sí que forma parte de la solución, porque todo ayuda y todo apoya. La minihidráulica que hay instalada en este país nos ha evitado el tener otra nuclear más, así como la importación y consumo de más combustibles fósiles; nos hemos evitado, en los últimos veinte o veinticinco años, una nuclear operando y emitir más residuos.

■ Frente a la emergencia del cambio climático, ¿qué hace falta: una transición energética, o una revolución energética?

■ Una transición energética.

■ ¿Está impactando ya el cambio climático en las explotaciones minihidráulicas?

■ Nosotros hacemos estudios, habitualmente, sobre el régimen de lluvias, sobre si llueve más o menos. Y no somos capaces de sacar unas conclusiones claras. Sí parece que llueve distinto, que hay más lluvias torrenciales, por ejemplo, lo cual puede deberse al cambio climático. En fin, que notamos más volatilidad, y que puede suceder que un año, por ejemplo, llueva más que otro... pero si llueve de forma



torrencial, esa lluvia no se va a poder aprovechar, en general, y, en nuestro caso, no vamos a poder turbinarla toda, porque las máquinas no están dimensionadas para este tipo de avenidas, que además se producen de forma puntual.

■ Bien, vamos al meollo. ¿Qué tipo de empresas tiene la sección hidráulica, qué empleo generan, cuál es el tamaño de las mismas? En fin, radiografía del sector.

■ La Sección de Hidráulica de APPA fue precisamente la que impulsó la creación de esta asociación, hace ya más de treinta años, o sea, que venimos de muy lejos. De muy antiguo. Yo llevo en el sector casi treinta años. Y puedo decirle que casi todas las empresas de la minihidráulica son socias de APPA. Puedo decirle que son socias y que además llevan mucho tiempo siéndolo. Porque casi todas ellas son de antigua creación. Son históricas en la industria de la generación eléctrica. En España hay mil instalaciones de minihidráulica. El sector está muy atomizado. No hay una empresa que tenga un tercio del mercado, como sucede en otros sectores. En nuestro caso, estamos hablando de empresas pequeñas, y cuya actividad principal además no solía ser la minihidráulica. Todo lo contrario, de esas mil instalaciones, casi todas han sido impulsadas por empresarios individuales que, por alguna circunstancia, aparte de su negocio, decidieron en un momento dado montar una central hidráulica.

■ ¿Por?

■ Por causas muy diversas: porque tenían una concesión, porque tenían sus instalaciones cerca del río, porque tenían un ayuntamiento que les apoyaba y les facilitó lo que no era sino una diversificación de su negocio, porque estaban en un canal, porque buscaban alguna sinergia y ahorros en el consumo de energía de su negocio, antiguos molinos, etc. Nuestro origen, por ejemplo, está en una empresa familiar que venía del mundo de las concesiones, pero de las concesiones de aparcamientos y de autopistas.

■ ¿Hasta qué potencia se considera que una central es minihidráulica?

■ Hablaré del concepto administrativo. Aquí, originalmente, era hasta 10 megavatios de capacidad instalada. ¿Qué ocurría? Que si tenías 10.000 kilovatios de potencia en tu minihidráulica tenías derecho a cobrar una ayuda determinada y, sin embargo, si tenías 10.001, no cobrabas absolutamente nada. Aquello era una aberración y, afortunadamente, la Administración lo comprendió y estableció –hace ya bastante tiempo [Real Decreto 2818 de 1998]– un escalado. Así, el empresario que tenía una instalación de 10 megavatios recibía una ayuda, y esa ayuda iba decreciendo hasta los 50 megavatios. Así que la minihidráulica, administrativamente, ha sido y es hasta 50 megavatios.

■ ¿Cuánto empleo genera el sector?

■ Todas estas centrales están automatizadas. Aunque depende de las características específicas de cada minicentral, que, como he comentado, son muy diversas, casi exclusivas para cada instalación. La explotación normal de una minicentral no requiere generalmente personal trabajando in situ de forma continua. Por ejemplo, nosotros [Renewable Power International] tenemos 100 megavatios y unas cuarenta personas. Bueno, pues si partimos de que ahora mismo hay 2.000 megavatios de minihidráulica en España... imagínese la ratio. Nosotros, al ser un poquito más grandes y dedicarnos exclusivamente a este negocio, tratamos de operar las plantas de una forma cercana y en seguimiento continuo, teniendo personal preparado para ello. Pero lo normal es que un señor que tiene una central y si este no es su negocio... lo normal es que no tenga personal específico para esa central, y que alguien de su fábrica, alguien que se dedica a mantenimiento,

sea el responsable de la operación y mantenimiento de su central, o incluso subcontrate a alguna contrata externa.

■ Bien, pasemos a la dimensión regulatoria. Recién llegado al cargo de presidente, se marca usted un objetivo: solicitar de la Administración la adecuación del marco regulatorio y retributivo a las características de la minihidráulica. Porque su sección, la Sección de Hidráulica de APPA, denuncia que la regulación no tiene en cuenta las muy singulares especificidades de esta tecnología. ¿Qué pasa con la regulación de la minihidráulica?

■ Pues eso, que no contempla de verdad las especificidades de la hidráulica, que ya hemos dicho es muy diversa. Porque es que de una minihidráulica a otra varía muchísimo el caudal concesional, el salto, el volumen de inversión por megavatio, la vida concesional, etcétera, etc. Las minihidráulicas en fin son muy distintas entre sí y, por otro lado, el sector todo está muy singularmente afectado por algo que también es muy específico nuestro: la sequía. La sequía es recurrente. Sabes que te va a pasar. Que sucede cada cierto tiempo. Y eso es algo que está estadísticamente analizado. ¿Y qué pasa con la nueva reglamentación, la del año 2013 y 2014? Pues que no tiene en cuenta esa realidad.

La nueva normativa requiere que generes energía durante un mínimo de horas al año para poder percibir la ayuda, y ese mínimo se establece como medias para todo el territorio español, es decir, sin tener en consideración la enorme diversidad climatológica y pluviométrica que existe en España. ¿Y qué ocurrió por ejemplo en 2017? Pues que hubo algunas zonas en las que algunas minihidráulicas no llegaron a esas horas. Y no llegaron a ese mínimo, al mínimo que había establecido la Administración, no porque el propietario de la minihidráulica decidiese parar las máquinas o gestionase la planta de forma ineficaz, sino por culpa de la sequía, fenómeno que –insisto– es recurrente en la Península Ibérica y, por supuesto, más que conocido. Así que reclamamos entonces al Ministerio de Industria. Porque está claro que nosotros no tenemos la culpa de que el año sea seco. Además... es que sabemos que pasa. Nosotros lo sabemos... y en el Ministerio deberían saberlo.

Mire, el Ministerio le reconoce a la fotovoltaica cinco o seis zonas de sol en España. En hidráulica solo se define una para todo el territorio nacional. Y no es lo mismo, porque no llueve igual en Andalucía que en Galicia. Es una aberración. Y el ejemplo es el año 2017, que en realidad no fue un año seco, seco, seco, pero sí que es cierto que hubo zonas en las que la sequía fue muy dura. Así que lo que planteamos entonces al Ministerio de Industria fue –y lo que planteamos ahora es– que hay que bajar los umbrales de horas mínimas que te den acceso a la ayuda, al menos en épocas de sequía zonales.

Afortunadamente no hubo que lamentar entonces ningún cierre, porque al final aguantas, pero el impacto fue muy, muy duro para algunas pequeñas explotaciones. Una central que te factura 50.000 euros y ese año cobra 25.000... pues la has matado. Si esa es la única central de un propietario, has matado su facturación.

■ De acuerdo, pero eso pasó en 2017. Y luego hubo una moción de censura, y luego hubo un cambio de gobierno, y luego llegaron las elecciones generales... ¿Ha cambiado algo o sigue todo igual?

■ Sigue todo igual. Nosotros estuvimos hablando con el Ministerio [del último Gobierno Rajoy] hasta el último día. Y, dependiendo de con quién hablastes, recibías comprensión, o bastante comprensión, porque es que es de cajón. Pero, en la medida en que íbamos llegando arriba... Vamos a ver: es que incluso con la administración anterior ya nos dijeron que esto no tenía sentido y ya reconocieron que había que bajar los umbrales. Incluso en los tiempos de Rajoy. Pero cuando el asunto llegó a Nadal... se paró.

■ ¿Y con su sucesora en el cargo, la hoy en funciones ministra Teresa Ribera?

■ Con el nuevo Ministerio [Gobierno Sánchez], hemos recibido cierta simpatía, pero la provisionalidad de este gobierno no le ha permitido hacer nada. Cuando haya nuevo gobierno este será uno de los primeros asuntos que pondremos sobre la mesa.

■ Otra de las especificidades de la minihidráulica es su régimen concesionario. La Administración concede un derecho de uso a una empresa durante un periodo determinado y, una vez expirado el plazo, queda extinguido el derecho concesional y la explotación revierte a la Administración. El artículo 134 del Texto Refundido de la Ley de Aguas, que es la norma máxima en esa materia –el agua–, dice que “el plazo de la concesión para la construcción y explotación o solamente la explotación de las obras hidráulicas” no puede exceder, “en ningún caso”, de 75 años. Y ya hay concesiones que han cumplido esa edad. Esa edad y más allá. ¿Cómo está el asunto?

■ Bueno, para empezar, hay concesiones históricas, con leyes distintas. O sea, que hay una casuística bastante diversa: de diez o quince tipos de cosas que pueden pasar. Aquí, el verdadero drama es que, desde que vence un contrato hasta que se saca el contrato nuevo, pasa un tiempo durante el que la explotación se para, o se puede parar. Y no es lo mismo cambiar de concesionario, o cambiar de explotador, al día siguiente, a que la central pare y te pongas a arrancarla cinco años después.

■ ¿Y eso está pasando?

■ Eso está pasando, sí. Hay minihidráulicas paradas, porque resulta que se acabó la concesión. Se han sacado a concurso y llevan años paradas, mientras se continúa con los trámites. Porque el procedimiento administrativo que lleva de uno a otro concesionario mediante concurrencia competitiva tarda mucho tiempo. Y ese es un problema gravísimo: el procedimiento de concesiones no está adaptado para evitar estas cosas. En Portugal, por ejemplo, esto no pasa. Porque no se va un concesionario hasta que entra otro. Y el que se queda, aunque ya no tenga contrato, se queda con unos derechos de explotación, provisionales, y no se va hasta que llega el siguiente.

■ Bien, de acuerdo, a la extinción de una concesión puede seguir un procedimiento concursal, un procedimiento que parece evidente que debería ser más ágil. Pero, ¿y si el final de la concesión deriva en la reversión al estado, a lo público?

■ Lo que pasa es que el estado en nuestra opinión no puede convertirse en sector eléctrico. Tiene que sacar un concurso de explotación o hacer una nueva concesión.

■ Hay voces sin embargo que reclaman la reversión a lo público –esgrimiendo la famosa Ley de Aguas– y que pueda ser la administración –el estado o incluso un ayuntamiento– el que explote esa instalación...

■ Es que el estado –insisto– no se puede convertir en sector eléctrico. La generación eléctrica es en nuestra opinión una industria de interés general, pero no es un servicio público. Y el estado solo se podría dedicar a ello si con ello favorece la competencia, algo que no parece particularmente necesario en generación, donde competencia hay toda la que quieras y más. Además, en el caso de la hidráulica quien explotaría sería la confederación hidrográfica correspondiente, que es juez y parte, pues ellas son las que regulan cómo se usa el agua, cobran los cánones, controlan que se cumplan los caudales ecológicos (y otros condicionantes ambientales, exigiendo reparaciones en el azud y escalas de peces, entre otros), y reciben energía gratuita en oca-

siones, otorgan las concesiones y ponen sus condicionantes, reciben el impuesto de utilización de aguas continentales, etc.. Por lo tanto, no parece probable que eso sea factible. Independientemente de que haya alguna confederación que lleve alguna central... Pero eso es competencia desleal. Hay centrales que no pagan determinados impuestos solo por el hecho de que son explotadas por la confederación. Y claro, yo tengo que competir con ellas. Insisto: eso es competencia desleal, que no tiene ni pies ni cabeza.

■ La minihidráulica también se queja de otra competencia desleal, la de los generadores europeos –franceses o portugueses, por ejemplo–, que no tienen que pagar ciertos impuestos que sí que pagan sin embargo los generadores españoles, como el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica o el canon hidráulico, nacidos ambos de la Ley 15/2012, aprobada en diciembre de ese año por el primer Gobierno Rajoy. ¿Es así?

■ Así es, por supuesto. Ahora mismo, la industria eléctrica española está compitiendo con una industria eléctrica, extranjera, que paga menos impuestos. Y esos impuestos que nosotros pagamos desde hace años, impuestos que ellos no pagan, nos impiden competir con nuestros vecinos europeos en igualdad de condiciones. Por eso consideramos que el canon hidráulico debería ser suprimido y por eso creemos que también debería ser eliminado el impuesto a la generación eléctrica. Porque son injustos para las empresas españolas y porque –insisto– nos impiden competir en igualdad con los generadores extranjeros.

■ ¿Qué objetivo minihidráulico se plantea el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2030?

■ En teoría no va a haber un crecimiento de minihidráulica; en teoría el Plan prevé el mantenimiento de lo que hay [los 2.000 megavatios actuales]. Pero, para que mantengamos ese parque de generación, creemos que tienen que pasar dos cosas: una, que se prolonguen las concesiones, ya sea vía concurso, ya sea el formato que sea, pero sin que se paren las centrales, porque, si se paran, luego va a costar mucho arrancarlas. Y, sobre todo, un matiz: no es lo mismo una central de 5 ó 10 megavatios que centrales de 500 kilovatios, y de esas hay unas cuantas. Lo que creemos es que habría que hacer algún tipo de plan renove para automatizarlas, para modernizarlas, y para que puedan durar otros 20 o 25 años más. En ese sentido, consideramos que, por debajo de los 2 megavatios, las más pequeñas, van a necesitar cierto apoyo, un régimen económico que permita mantenerlas vivas (aparte de la prórroga de las concesiones, quiero decir). Porque entendemos que si Transición Ecológica prevé que nuestras centrales aguanten hasta el año 2050 y las concesiones se acaban antes, entendemos –digo– que habrá que buscar un sistema para que eso pueda ser, porque nosotros no podemos operar sin concesión. Así que entendemos que la Administración está trabajando en ello.

■ ¿Hay futuro para la minihidráulica?

■ Claro, para empezar, debemos administrar adecuadamente nuestro parque de generación, al que le quedan muchos años de vida por delante. Y, si el objetivo es crecer, lo que hay que hacer es apostar por la hibridación y el almacenamiento, por ejemplo. Tenemos que empezar a trabajar con las baterías, y debemos empezar, así mismo, a estudiar cómo utilizar los puntos de conexión de que disponemos para aprovechar ahí otro tipo de instalaciones. Se están abriendo campos muy interesantes en lo que se refiere al asunto de la hibridación de plantas: instalaciones con varias tecnologías que nos van a permitir además defendernos mejor en el mercado mayorista. ■



ENERGÍAS RENOVABLES

www.energias-renovables.com

¡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



...5ª CONFERENCIA SOBRE EÓLICA Y SUS IMPACTOS EN LA VIDA SILVESTRE

■ Del 27 al 30 de agosto expertos de todo el mundo se darán cita en la Universidad de Stirling, Escocia, para asistir a conferencias y talleres sobre los impactos que la energía eólica tiene en la vida silvestre y qué soluciones existen para evitarlos o minimizarlos.

El evento también alienta a los investigadores, desarrolladores, consultores y reguladores a compartir conocimientos.

La conferencia tiene lugar cada dos años y atrae a una audiencia global. Hasta ahora, ha habido cuatro eventos de CWW. La primera tuvo lugar en Noruega en 2011, seguida de Suecia en 2013, Alemania en 2015 y Portugal en 2017.

■ **Más información:**

→ <https://cww2019.org/>



...EXPOBIOMASA

■ Expobiomasa se celebra del 24 al 26 de septiembre en Valladolid. Se trata de la feria especializada en bioenergía más importante, no ya solo de nuestro país, sino del sur de Europa. Una feria que recibe la visita de 15.000 profesionales procedentes de 40 países, con un elevado perfil técnico y con poder de decisión que ofrece atractivas oportunidades de negocio en España, Portugal e Iberoamérica. Organizada por Avebiom, en esta edición esperan contar con 500 firmas expositoras, entre las que se encuentran los líderes en maquinaria forestal, tecnología para producir biocombustibles, fabricantes de pellets, fabricantes y distribuidores de sistemas de climatización, estufas y calderas, grandes consumidores de calor y generación térmica industrial, industria auxiliar, ingenierías, ESEs, grupos de inversión, etc.

■ **Más información:**

→ www.expobiomasa.com



...FERIA DEL AUTOCONSUMO ELÉCTRICO DE VIC

■ La localidad de Vic celebra la segunda Feria del Autoconsumo Eléctrico, que tendrá lugar del 17 al 19 de octubre. En el recinto ferial El Sucre se pretende dar cabida a todo el tejido empresarial relacionado con el uso eficiente de los recursos naturales, agrupando dos ferias en un mismo espacio. Por un lado la Feria del Autoconsumo Eléctrico, con un protagonismo destacado para la solar fotovoltaica. Y por otro, el Congreso-Feria Madera Constructiva, que tiene como objetivo promover la madera como recurso constructivo.

El objetivo principal es el de promocionar el autoconsumo, tanto a gran escala como a nivel particular, mediante fotovoltaica u otras soluciones energéticamente autosuficientes. La feria se dirige principalmente a profesionales del sector, pero también a otros públicos como estudiantes, personas interesadas en el autoconsumo energético, usuarios, la administración, etc.

■ **Más información:**

→ <https://vicfires.cat/fira-de-l-autoconsum-elctric>



...VI FORO SOLAR

■ El VI Foro Solar, que organiza la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), tendrá lugar los próximos 22 y 23 de octubre en Madrid. Esta nueva edición, que coincide con un repunte extraordinario del interés por la energía solar tras los cambios regulatorios, contará con ponentes nacionales e internacionales, así como expertos de la industria fotovoltaica, que debatirán sobre las cuestiones candentes del sector. En el VI Foro Solar se hablará tanto de autoconsumo como de grandes plantas fotovoltaicas. Y se hará en un ambiente de optimismo con lo que es posible que se supere el récord de participación del año pasado, cuando se reunieron 600 profesionales del sector.

UNEF colabora con la Plataforma Tecnológica Española Fotovoltaica (Fotoplat), en la definición del programa.

■ **Más información:**

→ <https://unef.es>



...KEY ENERGY 2019

■ Del 5 al 8 de noviembre la ciudad italiana de Rimini acogerá la exposición Key Energy 2019. La cita coincide con Ecomondo, uno de los eventos ambientales y de economía circular más importantes del sur de Europa. El papel protagonista de Key Energy será para la energía solar, la eólica, el almacenamiento energético, la eficiencia y las ciudades inteligentes.

De las fuentes renovables a los sistemas de almacenamiento, la gestión eficiente de la energía, la tecnología digital o la movilidad del futuro. Todos estos ámbitos estarán representados en la 13ª edición de Key Energy, la feria internacional organizada por Italian Exhibition Group (IEG). En esta ocasión su oferta se ha enriquecido con una nueva cita: DPE-Distributed Power Europe, el evento dedicado a la generación de energía.

■ **Más información:**

→ <https://en.keyenergy.it/>



...CSP MADRID 2019

■ El 19 y 20 de noviembre se celebra CSP Madrid 2019, uno de los principales eventos anuales relacionados con la termosolar. Que este año va a prestar especial atención al diseño, desarrollo y despliegue de plantas capaces de producir electricidad y calor con energía solar. En 2018 los costes de la termosolar o solar de concentración (CSP) se redujeron un 26%, al tiempo que su factor de capacidad creció hasta un 45%. En un escenario de creciente penetración de renovables es importante mirar hacia las tecnologías que pueden asegurar en todo momento la cobertura de la demanda. Incluso de noche, gracias a sus sistemas de almacenamiento.

En el evento de Madrid se hablará, entre otros temas, del desarrollo de proyectos, de la cartera de proyectos en todo el mundo, de la configuración de plantas termosolares híbridas con distintas tecnologías, de sistemas de almacenamiento, de aspectos financieros y de gestión de riesgos, de innovación, y de producción de calor para procesos industriales.

■ **Más información:**

→ <https://events.newenergyupdate.com/csp/>



Blue Power

The professional choice



victron energy
BLUE POWER

www.victronenergy.com

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:



Ronda Narcís Monturiol, 4
Edif. A - Despacho 204,
Parque Tecnológico
46980 Paterna, Valencia
Tel. 963 211 166
info@betsolar.es
www.betsolar.es



P.I. Riu, Cno. del Riu, s/n
03420 Castalla, Alicante
Tel. 965 560 025
bornay@bornay.com
www.bornay.com



Polígono Industrial "Els mollons",
Torners, 6
46970 Alaquàs, Valencia
Tel. 961517050
info@saclimafotovoltaica.com
www.saclimafotovoltaica.com

#MeCambioaGesternova

Para disfrutar de una **tarifa verde** y competitiva

Para fomentar el **uso** de las energías limpias

Para contribuir en el cuidado del medio ambiente

Y porque con ello favorezco el cambio de modelo
energético hacia uno más sostenible

Energía verde, compromiso transparente

info@gesternova.com

www.gesternova.com

 **gesternova**
energía

