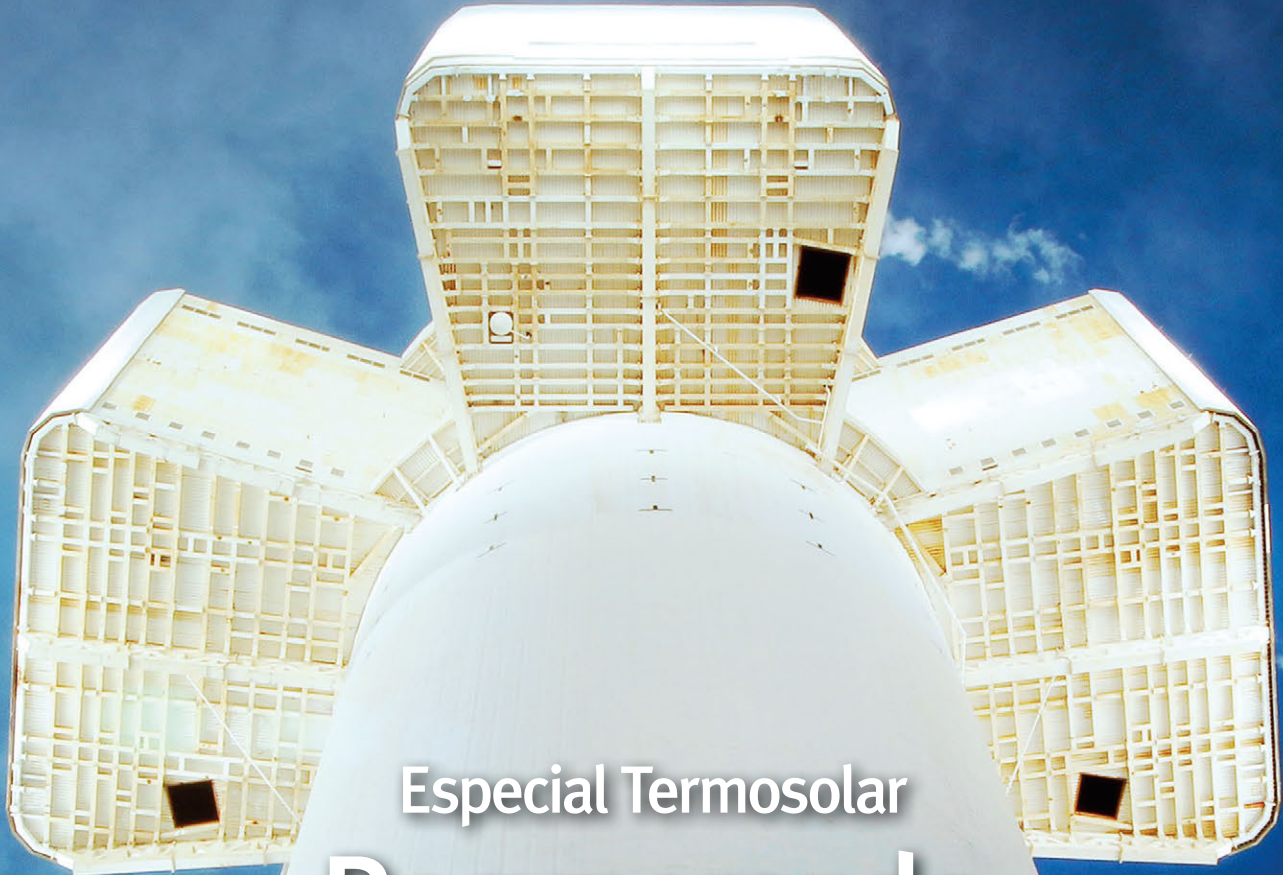




# ENERGÍAS RENOVABLES

193  
Julio/Agosto 2020

www.energias-renovables.com @ERenovables



## Especial Termosolar Recuperando liderazgos

**El Gobierno pincha la burbuja de las renovables**



**Hay que reciclar 14.000 palas de aerogeneradores**



**Agrovoltaica: en busca de la simbiosis perfecta entre agricultura y fotovoltaica**



# 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](mailto:bornay@bornay.com) | [www.bornay.com](http://www.bornay.com)



# 193



## Número 192 Julio / Agosto 2020

En portada: torre y receptor de la planta termosolar  
Khi Solar One, en Sudáfrica

### ■ PANORAMA

La actualidad en breves 6

Opinión: Javier García Brea (8) / Pep Puig (10) / Jorge Gozález Cortés (12)

El Gobierno pincha la burbuja de las renovables 18

La interconexión Norte-Sur, una necesidad para Europa 24

### ■ EÓLICA

Hay que reciclar 14.000 palas de aerogeneradores 28

Y el ganador del Premio Eolo de Microcuentos 2020 es... 30

### ■ FOTOVOLTAICA

Agrovoltaica, en busca de la simbiosis perfecta en agricultura  
y solar fotovoltaica 34  
(+ Entrevista a **Álvaro Larraza Lázcoz**, miembro de la Plataforma por un  
Nuevo Modelo Energético)

Así trabaja el mayor sistema antivertido de un autoconsumo sobre cubierta 38

### ■ TERMOSOLAR

Entrevista a **Gonzalo Martín**, secretario general de Protermosolar 42

Abengoa, al final del carbón 46  
(+ Entrevista a **Cristina Prieto**, directora de Innovación Termosolar de Abengoa)

Cerro Dominador, el proyecto termosolar bandera de América Latina 52

### ■ SOLAR TÉRMICA

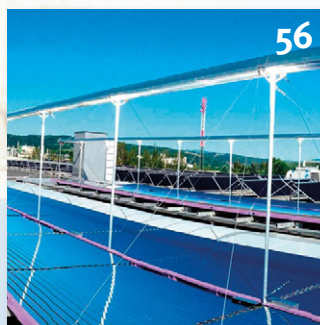
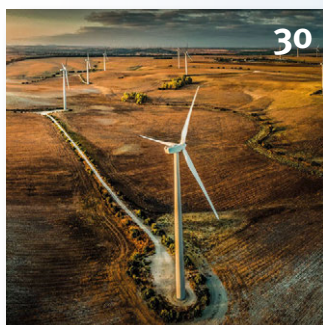
Solar térmica en procesos industriales: el potencial es enorme 56

### ■ AHORRO

Más ineficientes que nunca y tan gravemente dependientes como siempre 60

### Se anuncian en este número

BORNAY.....	2	LONGI SOLAR .....	37
GESTERNOVA.....	64	SOLARWATT .....	13
HOLTROP .....	17	SOLTEC.....	33
KEY ENERGY.....	51	VICTRON .....	63



# Hablamos el lenguaje de las renovables ¿Y tú?

Anúnciate en



**ENERGÍAS  
RENOVABLES**

**170.000**

**visitantes únicos  
al mes** Datos: OJD

El periodismo de  
las energías limpias

**ENERGÍAS  
RENOVABLES**

**RENEWABLE  
ENERGY MAGAZINE**

[www.energias-renovables.com](http://www.energias-renovables.com)

**ENERGÍAS RENOVABLES**  
El periodismo de las energías limpias

Agenda Cursos Empresas Empleo tVER Quiénes somos | jueves, 04 de junio de 2020 | f t in | Suscríbete

Inicio Panorama Ética Solar Bioenergía Otras fuentes Ahorro Almacenamiento Movilidad Entrevistas Opinión Blogs

**Lo último** **Lo más leído**

- Primar solo los eléctricos ayudaría a reducir un 76% las emisiones de CO2 de los coches nuevos
- "España necesita establecer un objetivo serio de biometano como en Francia"
- ¿Cómo ayudar a familias vulnerables a combatir la pobreza energética?
- Ecogal apuesta por los inversores SolarEdge para casar autoconsumo y vehículo eléctrico.
- SolarEdge celebrará su evento solar virtual el 16 y 17 de junio

**El autoconsumo, gratis total**  
Antonio Barrero F.  
Oovo ofrece al usuario un servicio "llave en mano" de instalación de paneles solares en viviendas unifamiliares (instalaciones para autoconsumo). Oovo se ocupa de todo: (1) dimensiona un sistema fotovoltaico optimizado para cada tejado; (2) busca el mejor precio entre su red de instaladores certificados; y (3) le hace al cliente una propuesta de instalación (si este está conforme, Oovo se hace cargo de...

900 820 832 [info@energiasrenovables.com](mailto:info@energiasrenovables.com)

**movilidad** **rem** **fotovoltaica**

- Primar solo los eléctricos ayudaría a reducir un 76% las emisiones de CO2 de los coches nuevos
- EDF Renewables North America and Onyx InSight partnering to deliver lower LCOE for American wind turbines
- Zaragoza tendrá el primer barrio solar y solidario de España

holaluz #PorAlgoSeEmpieza 100% luz verde

**panorama** **Sebastián, Soria y los Nadal** prevaricaron para beneficiar a Iberdrola, Endesa y compañía

Miércoles, 03 de junio de 2020  
Con más de un 52% de aportación, las renovables se imponen en el mix eléctrico de mayo

Pepa Mosquera

**SOLARWATT®**  
power to the people

**DIRECTORES**

**Pepa Mosquera**

pmosquera@energias-renovables.com

**Luis Merino**

lmerino@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<sup>a</sup> 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)

**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 Breva**

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)

**Aranca Martínez Navarro**

Presidenta de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF)

**Emilio Miguel Mitre**

Director red Ambientectura

**Joaquín Nieto**

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

**Pep Puig**

Presidente de Eurosolar España

**José Miguel Villarig**

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

**REDACCIÓN**

Paseo de Rías Altas, 30-1 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.

# In memoriam

La Directiva europea de Emisiones Industriales (DEI) de 2010 establece una serie de valores límite de emisión: para partículas, óxidos de nitrógeno y dióxido de azufre. Límites de emisión a los que deben atender las centrales térmicas que queman carbón. Entre esos límites, la DEI 2010 establece los siguientes: límite de 200 mg/Nm<sup>3</sup> para el dióxido de azufre; límite de 200 mg/Nm<sup>3</sup> para los óxidos de nitrógeno; y límite de 20 mg/Nm<sup>3</sup> para las partículas. La Directiva establece no obstante excepciones a esos límites, excepciones que permiten a las centrales emitir más. El Gobierno Rajoy se acogió a mediados de década a esa cláusula, redactó y aprobó un plan en 2016 (Plan Nacional Transitorio, PNT) y elevó ese trío de umbrales (200/200/20) hasta el paroxismo. Un ejemplo: 1.750/3.000/280 en el caso de Velilla, la térmica de Iberdrola en Palencia. O sea, que a Velilla se le permitió emitir 1.750 mg/Nm<sup>3</sup> en vez de 200 (caso de dióxido de azufre), 3.000 en vez de 200 (en el caso de los óxidos de nitrógeno) y 280 en vez de 20 (en el caso de las partículas). El PNT entró en vigor en 2016 y concluyó el pasado 30 de junio. La excepción estaba pensada para darle tiempo a las empresas a acometer las reformas necesarias para que esas emisiones se ajustaran a los valores límite DEI 2010, pero Iberdrola aprovechó la rendija, se coló, siguió contaminando (apuró hasta la última calada) y nunca acometió reforma en Velilla. Otras seis centrales han hecho lo mismo.

El Caso Iberdrola es curioso, porque esa marca parece estar siempre investida de un cierto halo verde que uno se pregunta de dónde diablos viene. Su presidente, José Ignacio Sánchez Galán, decía en 2010 (edición de 28 de abril de *El País*), que “si no se quiere incrementar sustancialmente el precio de la electricidad, es necesario demorar el crecimiento de las tecnologías más inmaduras: la termosolar y la fotovoltaica”. En noviembre del 11, durante la Cumbre del G-20, insistió en la idea de “el riesgo de llevar a cabo una implantación masiva de tecnologías de generación que todavía se encuentran en el comienzo de su curva de aprendizaje, como las solares”. En abril del 12, el director de Prospectiva Regulatoria de Iberdrola escenificaba en la Feria Genera, y ante un auditorio estupefacto, la presentación de su propuesta de impuesto al Sol (peaje de respaldo se le llamó entonces), otra andanada marca de la casa contra la fotovoltaica. En mayo de 2013, Greenpeace presentaba el informe *Iberdrola: empresa enemiga de las energías renovables*.

Sí, Galán hablaba de inmadurez en 2010, de curva de aprendizaje en el 11 y de impuestos en el 12, mientras en Alemania instalaban más de 20.000 megavatios (en esos 3 años: 2010-11-12). Megavatios –“inmaduros”, según el visionario– que hoy generan seis veces más electricidad en aquel país que la que produce todo el parque FV nacional de España, parque cuyo crecimiento fue congelado durante ese trienio.

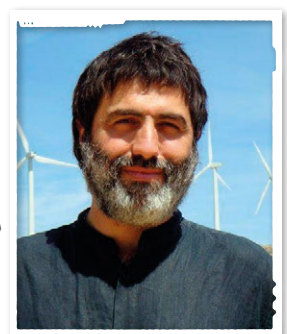
“Las renovables logran una participación récord del 55,8% en Alemania durante el primer semestre de 2020”, anunciaba hace solo unos días el prestigioso instituto alemán Fraunhofer ISE de Energía Solar.

La Fundación Renovables presentó el mes pasado el informe *Lecciones aprendidas para salir de la crisis*, documento que denuncia sin rodeos las “campañas de manipulación social, tanto del gobierno como de los sectores que podían salir beneficiados” contra de las energías renovables que se desataron en este país en aquellos años. “Política de desinformación planificada”, dice la Fundación en la página 43 de ese documento, en la que “los medios de comunicación fueron parte fundamental” y en la que “conocidos tertulianos y periodistas de cabecera” funcionaron como “correo de transmisión”. Esas campañas, que recorrieron toda una década (2009-2018), tenían como objetivo –viene a apuntar el informe– erosionar al sector entonces emergente de las energías renovables para que el oligopolio eléctrico mantuviese todo su poder atado y bien atado.

El *Observatorio 2019 de Energía y Sostenibilidad en España*, que elabora la Cátedra BP/Universidad Pontificia Comillas, revelaba hace solo unos días que la dependencia energética de España respecto del exterior se sitúa en un 89%. ¿Cómo va a pagar esa dependencia –fruto de los visionarios– la España que viene, la del Covid?

Hasta el mes de septiembre.

*A Barrero*  
Antonio Barrero F.



## ■ 2019, el año en el que el mundo instaló más energías renovables que nunca

El dato procede de «Tendencias globales en la inversión en energías renovables 2020», informe elaborado por la ONU (Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, Pnuma), el Centro de Colaboración de la Escuela de Frankfurt y la consultora BloombergNEF (BNEF). Tendencias analiza, por una parte, las inversiones de 2019, que crecieron solo un 1% con respecto a las de 2018 pero se tradujeron en un incremento del 12% de potencia instalada con respecto al año anterior; y, por otra, los compromisos de puesta en marcha de instalaciones asumidos por los países y las empresas para la próxima década, compromisos que resultan muy insuficientes, según el informe, para contener el calentamiento global.

La caída en los costes (cada vez es más barato instalar un megavatio de nueva potencia solar o eólica) constituye toda una oportunidad para que los gobiernos prioricen las energías limpias en sus paquetes de recuperación económica postCovid-19. Esa es la tesis que sostienen los autores del informe, que a la par que refleja los buenos números que registró el sector renovable el año pasado, alerta sobre su insuficiencia: está planificada –señalan los autores del estudio– la instalación de 826 GW de nueva capacidad de energía renovable no hidroeléctrica para 2030, y esa es una cantidad muy inferior a la que necesita el planeta para limitar el aumento de la temperatura global a más dos grados centígrados sobre el nivel preindustrial. Para limitar el calentamiento hasta ese máximo de +2°C recogido en el Acuerdo de París, se van a necesitar no 826 gigavatios de nueva potencia renovable a instalar en los próximos diez años, sino 3.000.

Otro de los datos que destaca Tendencias es que las inversiones planificadas para 2030, de alrededor de un billón de dólares estadounidenses, están por debajo de los 2,7 billones comprometidos en favor de las energías renovables en la década pasada. El informe matiza, no obstante, que “la caída en los costos de instalación implica que las inversiones futuras pueden ofrecer mayores resultados de los esperados”. Y a las pruebas se remite: en 2019, la capacidad de las energías renovables, excluyendo las grandes represas hidroeléctricas de más de 50 MW, creció en 184 GW, lo que supuso un 12% más que en 2018. Este considerable incremento (más de diez puntos) se logró con

inversiones (282.200 millones de dólares estadounidenses) que solo crecieron un 1% por encima de las registradas un año antes.

¿Motivos? Según el informe, (1) las mejoras tecnológicas, (2) las economías de escala y (3) la feroz competencia en las subastas, todo lo cual condujo a que el costo nivelado de la electricidad continuara disminuyendo en los casos de las energías eólica y solar. El informe destaca en ese sentido un guarismo realmente destacable: producir electricidad en los nuevos parques solares fotovoltaicos en la segunda mitad de 2019 era ya un 83% más barato que hacerlo una década antes (la eólica terrestre, un 49% más barata; la marina, un 51%).

Inger Andersen, directora ejecutiva del Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (Pnuma), señala: “cada vez son más las voces que piden a los gobiernos usar los planes de recuperación postCovid-19 para crear economías sostenibles. Esta investigación demuestra que la energía renovable es una de las inversiones más inteligentes y rentables que podemos impulsar. Si los gobiernos aprovechan la disminución en los costos de las renovables para poner la energía limpia en el centro de la recuperación económica, darán un gran paso hacia un mundo natural saludable, que es una de nuestras mejores pólizas de seguro contra las pandemias”.

### ESTOS SON LOS DATOS CLAVES DEL INFORME:

- El mundo invirtió en 2019 en nueva potencia renovable (gran hidráulica excluida) 282.200 millones de dólares. Esa cantidad es un 1% mayor que la registrada en 2018, pero está un 10% por debajo del techo histórico: 315.100 M\$ en 2017.
- Nunca antes creció tanto el parque de generación renovable como lo hizo en 2019, cuando añadió a la potencia históricamente acumulada 184.000 nuevos MW, 20.000 más que en 2018. El informe destaca como causa de ese éxito, y entre otros factores, la gran caída que han experimentado los costes de capital, caída que se ha traducido en que, prácticamente por el mismo precio que un año antes el sector haya sido capaz de poner en marcha una cantidad de megavatios de potencia eólica y solar considerablemente mayor.
- Las tendencias en materia de inversión detectadas a lo largo de 2019 han variado enormemente tanto de una re-



gión a otra como entre sectores, según el informe. El sector eólico atrajo más capital que nunca: 138.200 M\$ (+6%), traccionado en una gran medida por el bum de la financiación de proyectos eólicos marinos. La inversión solar fotovoltaica cayó sin embargo (-3%) hasta quedar en los 131.100 M\$. La eólica supera así a la solar, por primera vez, desde el año 2010. Biomasa y residuos crecieron un 9% (hasta los 9.700 millones de dólares).

- China registró en 2019 su peor guarismo en materia de inversión desde 2013: una caída del 8% con respecto al año 2018 y que sigue la estela de la reducción del apoyo gubernamental a la tecnología solar. Así, y según el informe Tendencias, el gigante asiático anotó en 2019 inversiones por valor de 83.400 millones de dólares. Al otro lado del hemisferio norte, en los Estados Unidos, la financiación creció de manera espectacular (+28%), hasta alcanzar los 55.500 M\$. El empujón llegó de la mano de la necesidad: los promotores eólicos tuvieron que acelerar sus proyectos para acogerse a las ayudas gubernamentales antes de que expiraran. Europa se quedó en los 54.600 M\$ (-7%).
- La nueva potencia de generación de electricidad a partir de fuentes de energía renovable (gran hidráulica excluida) estableció el año pasado un nuevo máximo histórico en su carrera con las tecnologías convencionales (nuclear, carbón, petróleo, gas). Y es que, en 2019, hasta el 77,6% de toda la potencia que se puso en marcha en todo el mundo fue renovable. Así, la producción de electricidad REN sobre el total de electricidad producida en todo el mundo alcanzó en 2019 los 13,4 puntos (12,4% en 2018; y 5,9% en 2009).
- Según *Tendencias*, entre 2010 y 2019, o sea, a lo largo de la década que conclu-

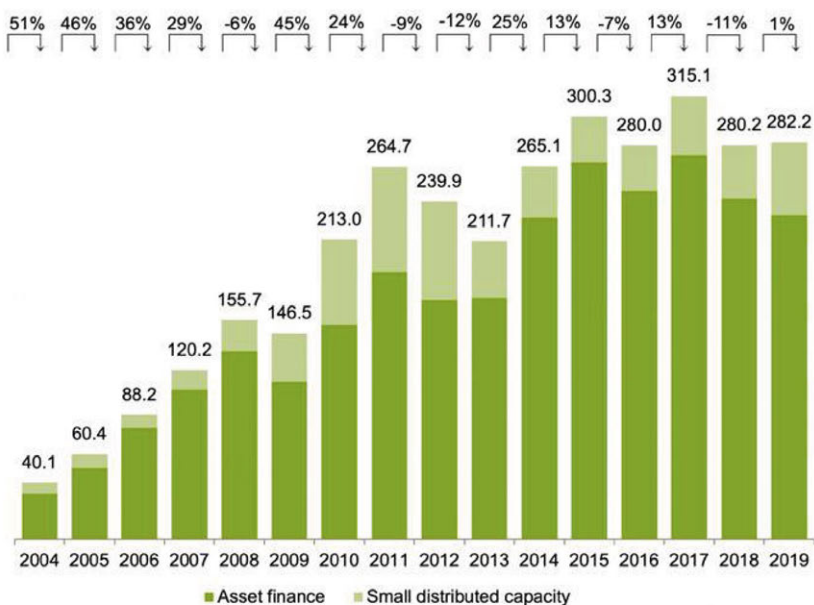


yó el pasado mes de diciembre, casi 2,7 billones de dólares fueron invertidos en nueva potencia renovable en todo el mundo. De ellos, el informe estima que aproximadamente 1,4 billones fueron a parar al sector solar; y 1,1, al eólico.

El informe destaca otros récords logrados en 2019:

- Las mayores adiciones de capacidad de energía solar en un año: 118.000 nuevos megavatios.
- La mayor inversión en energía eólica marina en un año: 29.900 millones de dólares estadounidenses, lo que equivale a un aumento de 19% interanual.
- La mayor financiación en favor de un proyecto solar: 4.300 M\$ para Al Maktoum IV, en los Emiratos Árabes Unidos.
- El mayor volumen de acuerdos corporativos de compra de electricidad de fuentes renovables (Power Purchase Agreements, PPAs), con 19.500 MW en todo el mundo.
- La mayor capacidad otorgada en subastas de energía renovable: 78.500 MW en todo el mundo.
- La mayor inversión en energías renovables en economías en desarrollo (exceptuando a China e India): 59.500 M\$.
- La mayor cantidad de países y territorios (21) que registraron inversiones por valor de más de 2.000 M\$ en energías renovables.

FIGURE 8. GLOBAL RENEWABLE ENERGY CAPACITY INVESTMENT, 2004 TO 2019, \$BN



Total values include estimates for undisclosed deals

Source: UNEP, Frankfurt School-UNEP Centre, BloombergNEF

#### A PESAR DE TODO, NO ES SUFICIENTE

Jon Moore, director ejecutivo de BloombergNEF, afirma que, aún así, “la energía limpia se encuentra en una encrucijada en 2020. En la última década se ha logrado un gran progreso, pero los objetivos oficiales para 2030 están muy por debajo de lo que se requiere para abordar el cambio climático. Cuando la crisis actual se alivie, los gobiernos deberán fortalecer sus ambiciones, no sólo con respecto a la energía renovable, sino también respecto a la descarbonización del transporte, los edificios y la industria. Si los gobiernos aprovechan como es debido la nunca antes vista caída de los precios de las energías renovables y las sitúan en el corazón de la recuperación económica del Covid-19, en vez de apostar por subsidiar la reactivación de las industrias de los combustibles fósiles, pueden dar un paso de gigante hacia un mundo de energía limpia y saludable, lo que, al fin y al cabo, va a constituirse en el mejor seguro contra las pandemias globales”.

■ **Más información:**

→ [www.fs-unep-centre.org](http://www.fs-unep-centre.org)



Javier García Brea  
Asesor en Modelos  
Energéticos  
→ jgb@nze.es

## El gas natural renovable no existe

El primer efecto del coronavirus en la energía ha sido el mejor comportamiento de las renovables frente al gas y el petróleo. Mientras se ha disparado la participación de las energías renovables, hasta el 55% en la Unión Europea y el 52,5% en España, la Agencia Internacional de la Energía ha pronosticado que esta crisis acabará con la demanda de combustibles fósiles.

Como sucedió durante la recesión de 2008, parte de la caída de la demanda en 2020 no se recuperará por dos cambios estructurales: una mentalidad social a favor de la sostenibilidad, contra la contaminación, y el progreso de las tecnologías de eficiencia energética y gestión de la demanda frente a la oferta de generación. La recuperación de la economía no será con más carbón, gas y petróleo sino con más eficiencia energética y electrificación con renovables locales en el transporte, los edificios y la industria.

El segundo efecto de la pandemia ha sido dejar al descubierto las mentiras de la década anterior contra las renovables: que las renovables son caras, culpables del déficit tarifario y del coste de la luz, la nuclear es la energía más barata, España será suministrador de gas a Europa, el vehículo eléctrico contamina o que la eficiencia penaliza la economía. Primero fue la CNMC quien demostró que la luz se podía abaratar recortando la excesiva retribución de las redes de transporte y distribución, especialmente del sistema gasista, y que no se debían autorizar nuevas infraestructuras gasistas por falta de demanda. Después, el virus ha demostrado que la mayor participación de las renovables en el sistema abarata el precio de la energía, reduce las emisiones y que el motor de combustión es el primer contaminador.

El Gobierno ha presentado esperanzadores proyectos de ley de cambio climático, residuos, comercio de emisiones y anunciado el de movilidad sostenible. Sin embargo, el objetivo rácano del 20% de reducción de emisiones para 2030 que propone nos aleja del Acuerdo de París. Ojalá su tramitación multiplique las renovables, la electrificación de la demanda y la eficiencia energética y no sirvan de salvavidas a los contaminadores con negocios, como el gas natural renovable, el autogás o la ambigüedad de los gases renovables. Mientras las baterías de almacenamiento desplazan al gas en el mundo, poco se habla de ello en las futuras normas.

Según el informe "Decline and fall, the size and vulnerability of the fossil fuel system" de Carbon Tracker, el coronavirus reducirá el valor de las reservas de petróleo, gas y carbón en casi dos tercios. Junto a la quiebra del *fracking* y la depreciación de activos de petroleras y gasistas, representa un cambio estructural. El informe de PwC sobre los ciclos combinados destaca que el 70% de las centrales de gas está en pérdidas y cerrarán. Los pagos por capacidad que exige el sector gasista deberá aprobarlos Bruselas previo análisis de cobertura de demanda que justifique su necesidad, según el Reglamento (UE) 2019/943 del mercado interior de la electricidad.

A pesar de ello, Enagás insiste en convertir a España en proveedor de hidrógeno verde a Europa. Después del fracaso de la interconexión gasista MIDCAT con Francia, es una estrategia que solo pretende rentabilizar las centrales de gas y las regasificadoras, deficitarias e infrautilizadas por falta de demanda.

Los proyectos de hidrógeno verde son en realidad proyectos para crear demanda de gas fósil que haga viables las infraestructuras gasistas. Como ha explicado el Instituto de Tecnología de Georgia, de la Universidad de Atlanta (EEUU), los gases renovables o el gas natural renovable es más intensivo en carbono, porque en realidad es hidrógeno azul. Esa confusión de colores no debería trasladarse a las leyes ni a la regulación.

El artículo 10 del proyecto de ley de cambio climático y transición energética, dedicado a los gases renovables, debería prescindir de su ambigüedad, definir con claridad el hidrógeno obtenido con energía renovable y dejar de parecer una concesión al sector gasista y a la última gran mentira, la de que el gas fósil es una energía limpia, cuando en realidad atenta contra los principios de descarbonización y de neutralidad climática.

**El artículo 10 del proyecto de ley de cambio climático y transición energética, dedicado a los gases renovables, debería prescindir de su ambigüedad, definir con claridad el hidrógeno obtenido con energía renovable y dejar de parecer una concesión al sector gasista**

## Convierten directamente en electricidad el calor geotérmico

Un experimento en el que colaboran El Instituto Tecnológico y de Energías Renovables (ITER) y el Instituto Volcanológico de Canarias (Involcan), junto con la Universidad Pública de Navarra, ha logrado convertir directamente en electricidad el calor de manifestaciones geotérmicas. Esta investigación abre nuevos caminos al suministro eléctrico en estaciones de monitorización volcánico contribuyendo a su funcionamiento autónomo.

Las manifestaciones geotérmicas en el ambiente superficial se caracterizan por la presencia de fumarolas y temperaturas del suelo relativamente altas a pocos centímetros de profundidad. La investigación ahora realizada ha analizado las posibilidades que tienen los generadores termoelectrónicos, dispositivos basados en la física de estado sólido, para convertir directamente el calor de estas manifestaciones geotérmicas en electricidad debido al efecto Seebeck. Los resultados de este trabajo se encuentran relacionados con la instalación, por primera vez, de un generador compuesto por dos módulos termoelectrónicos de telururo de bismuto y tubos de calor como intercambiadores de calor en el volcán Teide (Islas Canarias), donde existen fumarolas y temperaturas del suelo que alcanzan los 82°C a unos pocos centímetros de profundidad.

El trabajo, publicado en la revista científica internacional *Sensors*, está relacionado con el proyecto Electrovulcan, que coordina el ITER y en el que también participan como socios Involcan, el Instituto Geológico y Minero de España (IGME) y la Agencia Insular de la Energía de Tenerife (AIET).

■ Más información:  
→ [www.iter.es](http://www.iter.es)



## ■ Las renovables hicieron caer en 2019 las emisiones de CO2 casi una cuarta parte

La generación con renovables redujo en casi una cuarta parte las emisiones asociadas a la electricidad el pasado año en España, según se recoge en la publicación de la Fundación Naturgy “El sector eléctrico español en números. Informe 2019”, presentada on line por el economista especializado en mercados de energía Miguel Angel Lasheras el pasado 25 de junio y que recopila los principales datos oficiales y públicos disponibles sobre la materia.

De acuerdo a estos datos, la potencia renovable instalada en el sistema peninsular español, sin tener en cuenta la hidráulica, creció el año pasado un 20%. Estas fuentes, incluyendo la hidráulica, generaron un 40% del total de la electricidad, repartidos de la siguiente forma: 55% eólica, 20% hidráulica y 9% fotovoltaica. El crecimiento de las renovables ayudó a que el sistema de generación eléctrico español redujera un 23% las emisiones de CO<sub>2</sub> el año pasado. “Las emisiones cayeron hasta 50.000 ktn de CO<sub>2</sub>, y ello con un precio del CO<sub>2</sub> en ascenso, que se acercó a los 25 €/Tn”, según Lasheras. Esta tendencia está en línea con la reducción de emisiones desde el año 2005, cuando se implantó el mercado de derechos de emisión. Desde entonces, las emisiones de la generación eléctrica se han reducido casi un 50% en España.

Según el experto, estamos, por otro parte, “en los comienzos de un nuevo ciclo

inversor profundo”. Según Lasheras, “en 2019, el esfuerzo inversor en renovables, que comenzó a intensificarse en 2018, se ha producido, sobre todo, en instalaciones eólicas y fotovoltaicas sin retribución específica, con 6,4 GW de nueva potencia instalada, aunque todavía por debajo de los 8 GW previstos”.

Otra de las dinámicas del pasado ejercicio fue el incremento de la producción de electricidad con ciclos combinados, hasta alcanzar el 21% de la producción total. El incremento de la generación con gas natural se produjo en paralelo a una reducción de la generación con carbón, que el año pasado solo representó el 4% de la producción total. En cuanto al coeficiente de utilización, los ciclos combinados pasaron del 12,3% en 2018 al 23,8% en 2019, mientras que el carbón pasó del 41,6% al 13,2%. De acuerdo con Lasheras, este mayor uso de los ciclos combinados para producir electricidad, junto con las renovables, fue también determinante para reducir las emisiones.

Respecto a los precios de la electricidad, se redujo un 17%, en línea con los mercados mayoristas, y el coste unitario medio disminuyó y fue el más bajo de los últimos cinco años.

Para el mercado residencial, tanto con impuestos como sin impuestos, las estadísticas de Eurostat para un consumidor tipo indican unos precios menores que en 2018

y ligeramente por encima de la media europea. En el segmento industrial, los precios se situaron ligeramente por debajo de la media europea, con una caída también respecto a los del año anterior. La demanda nacional de electricidad, por su parte, se redujo en un 1,5%, “contrastando con las previsiones de REE y la CNMC, que apuntaban a unas reducciones de 0,3% y 0,4% respectivamente”, según Lasheras.

Del análisis de todos estos datos, el economista concluye que “2019 fue un año que acercó el sector eléctrico a la transición ecológica impulsada por las instituciones europeas y españolas: menos emisiones, más renovables y menos costes”. En su opinión, el único aspecto negativo fue el déficit de más de 700 M€, que, dijo, “confiamos sea coyuntural, y que se debió a un exceso de optimismo en las previsiones sobre las que se construye y parametriza el cálculo de tarifas”. El déficit de tarifa arroja una deuda pendiente de más de 16.000 M€ considerando intereses, a cierre de 2019.

“Hay que tener confianza en que el viraje impuesto por el COVID 19 no implique una ruptura de estas tendencias observadas en 2019; y que salgamos reforzados para conseguir un sistema productivo eficiente y descarbonizado en los próximos años”, concluyó Lasheras.

### ■ Más información:

→ [www.fundacionnaturgy.org](http://www.fundacionnaturgy.org)

## ■ La corriente del Golfo podría ser fuente de energía perpetua

Un estudio de campo realizado frente a las costas del sur del estado de Florida (EEUU) ha hallado que puede obtenerse energía perpetua limpia y renovable con el aprovechamiento de la corriente que allí fluye. El trabajo, realizado por OceanBased Perpetual Energy, en colaboración con el Centro Nacional de Energía Renovable Marina del Sureste (SNMREC) de la Universidad Atlántica de Florida (FAU) es el primero de sus características ya que, a diferencia de otros basados en las mareas o las olas, se centra en el flujo perpetuo del agua conocido como Corriente del Golfo.

La Corriente del Golfo discurre por el océano Atlántico, se origina en el golfo de México y se extiende hasta la punta de la península de Florida, sigue la línea hacia

el norte de las costas orientales de Estados Unidos y Canadá para luego cruzar hacia el este, ya bajo el nombre de la Corriente del Atlántico Norte. Se la describe como una corriente superficial que disminuye gradualmente en profundidad y velocidad hasta prácticamente anularse a unos 100 metros. Su anchura es de más de 1.000 km en gran parte de su larga trayectoria y se desplaza a una velocidad de 1,8 m/s aproximadamente.

El equipo investigador, conformado por científicos, ingenieros, camarógrafos, fotógrafos y tripulantes a bordo del Go America, una embarcación de investigación de casi 46 metros de largo, instaló tres tipos distintos de convertidores de energía de corriente oceánica (OCECs), turbinas configuradas para el uso hidro cinético. Los OCECs se sumergieron en la Corriente del Golfo a

aproximadamente 32 km de la costa entre los condados de Broward y Palm Beach, donde la velocidad del agua generalmente varía entre los 3 y los 5 nudos sin interrupción, es decir entre 1,5 y 2,5 m/s.

El trabajo se centró en proyectar cómo una subestación eléctrica basada en el fondo del mar recibiría la electricidad entrante de la Corriente del Golfo que fluye a través de los OCECs. La electricidad generada se transmitiría a través de una subestación de retransmisión conectada por un cable en el fondo marino. En tierra, una subestación adicional se conectaría a la red eléctrica o sería aprovechada para otros usos.

### ■ Más información:

→ <https://oceanbased.energy/>



**Pep Puig**  
 Presidente de Eurosolar España  
 → pep.puigiboix@gmail.com

## El EROItismo: ¿una nueva ‘religión’ cientista?

**E**n los últimos tiempos se está divulgando lo que yo abiertamente no dudo en denominar la ‘religión EROItista’, predicada por sus sumos sacerdotes y seguida por sus fieles devotos que auguran el fin de los tiempos debido a que “the global average EROIt levels of variable RES are currently below those of fossil fuel-fired electricity”.

Considero el EROItismo como una de las diversas variantes de la religión cientista que, por sus manifestaciones totalitarias, tan bien describió y criticó el historiador de la ciencia Pierre Thuillier, en el posfacio que escribió en su obra ‘La trastienda del sabio’ y que tituló ‘Contra el cientismo’.

¿Pero que es el EROI? Es un acrónimo en lengua inglesa del concepto *Energy Return on Investment* que en lengua castellana se suele traducir como Retorno de Energía de la Inversión o como la relación entre Energía entregada y Energía requerida para entregar esa Energía. A veces también se le denomina EROEI – *Energy Returned on Energy Invested* (Energía Devuelta por Energía Invertida).

El principal dogma de fe de esta nueva religión EROItista es que la “viability of sustainable energy systems cannot be ensured, especially for modern societies pursuing continuous economic growth”.

No sé si se dan cuenta, los predicadores de la nueva religión EROItista y sus devotos, que el lenguaje que utilizan para criticar las tecnologías que nos permiten captar, transformar y usar la energía contenida en los flujos biosféricos y litosféricos, es el lenguaje propio de la sociedad fósil, que se ha impuesto sobre el conjunto de toda la sociedad a lo largo del siglo 20, como si de una dictadura se tratara.

No sé si son conscientes, los predicadores de la nueva religión EROItista y sus devotos, que su fe y su pasión por comparar con criterios únicamente cuantitativos las diferentes tecnologías que permiten a la humanidad disponer de energía, es como si comparasen peras con manzanas, o fruta con pescado, únicamente con el único criterio cuantitativo del peso o del precio, obviando otros criterios cuantitativos y no considerando ningún criterio cualitativo.

En las publicaciones de los catequistas de esta nueva religión EROItista, se pone énfasis en un solo aspecto de las tecnologías energéticas (un único aspecto cuantitativo), para descalificar las tecnologías que nos permiten disponer de energía captándola de la energía que nos envuelve, la energía contenida en los flujos biosféricos y litosféricos.

Así, abordan la cuestión de la energía desde un único punto de vista que ha impuesto la sociedad industrialista, adicta al extractivismo-productivismo-consumismo. Por ello obvian abordar la cuestión de la energía desde una visión holística sobre las diversas tecnologías de la energía, que debería ser la dominante en la sociedad del siglo 21.

La sociedad tecno-científica industrial de hoy tiene planteados unos problemas que provienen de la tecnología y del modo de producción actual, y a los que es difícil encontrar una solución a partir de los mismos principios en que se ha fundamentado hasta ahora: jerarquización, división y explotación del trabajo, explotación de la naturaleza, entre otros.

Ya en el siglo pasado, E.F. Schumacher nos enseñó que “la elección de la tecnología es la opción más crítica que deben afrontar las sociedades actuales”. Por sí solas, ni la ciencia ni la tecnología, en palabras de Robin Clark, “podrán encontrar una salida a la crisis actual, pero cualquier salida real implicará una ciencia y una tecnología, incluso en el caso de que estas actividades no tengan mucho que ver en un futuro, tanto cualitativa como cuantitativamente, con lo que hoy consideramos ciencia y tecnología”.

Si alguna cosa aportan las tecnologías renovables es la posibilidad de reconciliación de la humanidad con la naturaleza, cooperando con ella, aceptando los límites del planeta. Pasar de la visión del mundo basada en el dominio humano sobre la naturaleza a una actitud de respeto y cooperación con ella, significa ser plenamente conscientes de que el factor limitante de las actividades humanas es la constante solar (la cantidad de energía recibida en forma de radiación solar por unidad de tiempo y por unidad de superficie, medida en la parte externa de la atmósfera terrestre, en un plano perpendicular a los rayos del Sol). En las medidas realizadas tiene un valor de 1.361 W/m<sup>2</sup> o 1,96 calorías/cm<sup>2</sup>.min.

Siendo conscientes de esta limitación, las energías renovables nos brindan la oportunidad de recuperar la muy antigua historia de amor entre la Tierra y el Sol.

Si alguna cosa aportan las tecnologías renovables es la posibilidad de reconciliación de la humanidad con la naturaleza, cooperando con ella, aceptando los límites del planeta

## Primera cooperativa española en ofrecer una red pública blockchain

**L**a tecnología *blockchain* (cadena de bloques) posibilita la realización de transacciones de todo tipo, incluyendo las energéticas, de una forma descentralizada y garantizando en todo momento la trazabilidad entre el origen y el destino de la información, lo que abre un gran abanico de aplicaciones. Lo cuentan en BlockchainFue, iniciativa que ha sido impulsada por el grupo de investigación BAES y auspiciada por la Fundación Empresa-Universidad de Alicante (Fundeu). Las entidades fundadoras de BlockchainFue, presentada el pasado 3 de junio en Valencia, se han constituido bajo la fórmula de cooperativa, “por ser la que mejor encaja en la visión colaborativa, participativa, descentralizada y abierta que rigen tanto este proyecto como la propia tecnología”.

En palabras de Carmen Pastor Sempere, directora del grupo BAES e impulsora de BlockchainFue “tanto la tecnología como la forma jurídica adoptada para este proyecto son los mejores cimientos de cara a un crecimiento exponencial del teletrabajo y la digitalización generalizada de las empresas y administraciones. La cooperación y tecnologías como *Blockchain*, serán la clave en la etapa postCovid”.

■ Más información:  
 → www.blockchainfue.com

## ■ Siemens Gamesa suministrará 100 máquinas de 14 MW al parque marino Sofía

El fabricante de aerogeneradores Siemens Gamesa Renewable Energy (SGRE) ha dado a conocer que ha recibido un pedido condicional para el suministro de 100 unidades de su último modelo de aerogenerador marino: SG 14-222 DD, o sea, su gigante de 14 megavatios. El destino de las máquinas será el parque eólico Sofía, de 1,4 GW y situado en Reino Unido. El acuerdo también incluye un contrato de servicio y mantenimiento completo.

El parque Sofía es el proyecto de mayor tamaño que está desarrollando actualmente la compañía multinacional Innogy. El parque se encuentra localizado a 195 kilómetros de la costa nororiental de Reino Unido, en la zona central, lo que se conoce como Dogger Bank. Las cien máquinas Siemens quedarán distribuidas por una superficie de unos 593 kilómetros cuadrados, área similar a la de la isla de Ibiza. SGRE calcula que Sofía generará electricidad suficiente como para atender la demanda de más de 1,2 millones de hogares británicos. El fabricante espera que Innogy tome la decisión final de inversión “durante el primer trimestre de 2021”.

El aerogenerador marino SG 14-222 DD de 14 MW, que Siemens Gamesa presentó el pasado 19 de mayo, tiene palas más larga que la Estatua de la Libertad, 108 metros en total, y están fundidas en una sola pieza. Con 39.000 metros cuadrados, su área de barrido equivale aproximadamente a cinco campos de fútbol, lo que, según el fabricante, “permite que este modelo aumente un 25% la producción anual de energía en comparación con su predecesora, la turbina *offshore* SG 11.0-200 DD”. Siemens Gamesa indica que con Sofía, “la cartera de pedidos condicionales para este nuevo modelo de aerogenerador asciende ya a 4,3 GW, tras los proyectos comunicados recientemente en Taiwán y Estados Unidos”.

Con el proyecto Sofía, Siemens Gamesa e Innogy refuerzan su colaboración en el desarrollo de la energía eólica marina, que comenzó con el proyecto *offshore* Greater Gabbard, puesto en marcha en 2013. Re-



cientemente, Siemens Gamesa anunció el pedido en firme para el suministro de los aerogeneradores del parque marino de Kaskasi, con de 342 MW de capacidad, que la energética construirá en el Mar del Norte alemán.

### ■ Más información:

→ [www.siemensgamesa.com/es](http://www.siemensgamesa.com/es)

## ■ Matrix Renewables, nuevo jugador en la solar fotovoltaica en España y Latinoamérica

Matrix Renewables, plataforma con sede en Madrid recién creada por el gestor de activos alternativos globales TPG y respaldada por su fondo de inversión The Rise Fund, va a gestionar, tras ser adquiridos por el citado fondo, 1GW de proyectos solares fotovoltaicos operativos, en construcción o casi listos para construir en España, Chile, Colombia y México. Se los compra a la multinacional china Trina Solar, uno de los gigantes del sector.

En un comunicado emitido por TPG y The Rise Fund, en el que anuncian la transacción –cuyos términos no han sido revelados– ambas entidades indican que “están conformando un equipo gestor líder en activos industriales para Matrix Renewables” y añaden que van a desarrollar y adquirir proyectos solares fotovoltaicos adicionales en todo el mundo. “Estamos muy satisfechos con el lanzamiento de Matrix Renewables, que aúna un conjunto de

proyectos solares fotovoltaicos de alta calidad y geográficamente muy diverso”, ha dicho Ed Beckley, socio de TPG que lidera los esfuerzos de inversión en infraestructuras de la firma. “Con la creación de Matrix Renewables estamos buscando activamente oportunidades estratégicas adicionales para aumentar nuestra cartera global y hacer crecer a la nueva plataforma”.

Steve Ellis, co-socio director de The Rise Fund, añade que “el desarrollo de la energía solar fotovoltaica es una de las muchas maneras” en que este fondo estadounidense “está haciendo frente al cambio climático y tratando de alcanzar los objetivos de desarrollo sostenible de las Naciones Unidas en clima, energía y consumo responsable. Trabajaremos para construir la cartera de Matrix Renewables y generar un impacto ambiental positivo mucho más allá de este 1GW inicial de generación de energía limpia”.

TPG ha estado conformando a lo largo del último año un equipo dedicado a la

inversión en infraestructuras, con sede en su oficina de Londres, y su asociación con The Rise Fund en esta transacción derivó en la creación de Matrix Renewables. TPG se creó hace 25 años y realiza inversiones en diferentes activos de infraestructura en todo el mundo, incluyendo sectores como transporte, telecomunicaciones y energías renovables. The Rise Fund, por su parte, tiene su sede en San Francisco y se fundó en 2016. El fondo se autodefine como “la mayor plataforma de impacto global del mundo comprometida con el logro de objetivos sociales y ambientales positivos y medibles, así como con retornos financieros competitivos”. Su trabajo se centra en oportunidades en educación, energía, alimentación y agricultura, tecnología financiera, atención sanitaria y tecnología.

### ■ Más información:

→ <https://www.tpg.com>



**Jorge González**  
 Director comercial de  
 Gesternova y presidente de  
 APPA Solar Fotovoltaica  
 → jgonzalezcortes@gesternova.com

## Parece que no es trola

**E**stamos acostumbrados a escuchar que la lucha contra el cambio climático es una necesidad. Hemos visto cuales son sus efectos y todavía estamos muy lejos de conocer la nueva normalidad, en lo que al clima respecta. No vendrá explicada en un texto normativo y tampoco en un manual de instrucciones. Vendrá no sabemos cuándo y mucho menos sabemos cómo será.

Hoy la conciencia medioambiental parece estar asentada en gran parte de la ciudadanía, más aún en los jóvenes que tendrán que sostenernos en el futuro. Mis hijos vuelven con trozos de plástico cada vez que salen del agua en la playa, porque han aprendido en el colegio que los plásticos en el mar contaminan. Es bueno que así sea, pero mejor todavía que el sector financiero hoy comparta esa conciencia y vea en la sostenibilidad un buen negocio en el que invertir.

Precisamente esas inversiones, muchas veces con largos periodos de retorno, son doblemente rentables porque no solo dejan un beneficio para el inversor sino para el conjunto de nuestra sociedad. Me gusta emplear el término de Dividendo Social, que escuché por primera vez a Rafael Mateo, CEO de Acciona Energía.

Los objetivos medioambientales con horizontes a 2030 y 2050 son necesarios porque cambiar nuestro modelo económico basado en el consumo de petróleo no es sencillo, a pesar de estar resultando una buena oportunidad para crear empleo y atraer a inversores que, como es esperable, buscan un retorno en su inversión.

Para los escépticos que ya no discuten sobre el cambio climático sino sobre la responsabilidad del hombre. Ha existido hasta el momento la concesión de la duda razonable. Las predicciones sobre un mundo mejor a cambio de ser más sostenibles han sido simplemente eso y han permitido cuestionar la utilidad del esfuerzo presente y futuro. Escribo en pretérito perfecto compuesto porque el hecho de haber parado la economía mundial durante los meses de confinamiento, sin viajes, sin producción industrial, sin movilidad en las ciudades... han generado un fenómeno inesperado.

El cese mundial de la actividad que desencadenará un desastre económico sin precedentes nos ha mostrado dos fenómenos llamativos. El primero, los precios negativos del petróleo que nos han conducido a una situación inimaginable, recibir dinero a cambio de recoger el petróleo de los productores. ¿Es posible anticipar la reducción de la dependencia energética del petróleo? La correlación entre el precio del barril y el desarrollo de la nueva potencia renovable instalada parece hoy bastante débil.

La otra situación insólita, podríamos decir que ha sido algo así como asomarse al mundo que la lucha contra el cambio climático nos ha prometido siempre. Desde la ventana de mi oficina, en una de las cuatro torres de Madrid, he visto durante semanas un cielo completamente limpio, con un horizonte más amplio y con la silueta de la ciudad mucho mejor definida. Madrid, de pronto parecía más cercana, más alcanzable.

Han circulado videos de animales marinos nadando en los puertos, aguas cristalinas en lugares donde antes el agua era turbia, delfines y otras especies acercándose a la costa, vegetación exuberante en los parques y datos sobre contaminación que, si bien son solo válidos en términos relativos, nos han enseñado que es cierto que, si cuidamos el planeta, las consecuencias se hacen visibles de inmediato.

Quizás sea atrevido afirmar que la Naturaleza ha “comido” terreno a los humanos durante la pandemia y no quiero ni de lejos dar a entender que el coronavirus es un “ajuste de cuentas” por parte de nuestro planeta. Es muy importante en estos momentos combatir la pandemia mundial y recuperar una economía que probablemente acelere su transformación sostenible.

Nos hemos asomado por unas pocas semanas a un mundo medioambientalmente mejor, sin faltar al recuerdo de todas aquellas personas que ya no están. Hemos visto que reducir nuestro impacto en el entorno genera un verdadero beneficio para todos.

Vivimos en un mundo cambiante, veloz y tecnológico. Y por primera vez, una tragedia como el Covid-19 nos ha cerrado una puerta, pero nos ha abierto una ventana con unas vistas que apetece conservar.

**Nos hemos asomado por unas pocas semanas a un mundo medioambientalmente mejor, sin faltar al recuerdo de todas aquellas personas que ya no están. Hemos visto que reducir nuestro impacto en el entorno, genera un verdadero beneficio para todos**

## 1.000 M€ para financiar proyectos innovadores en tecnologías limpias

**L**a Comisión Europea acaba de lanzar la primera convocatoria de propuestas del Fondo de Innovación –uno de los mayores programas mundiales de demostración de tecnologías innovadoras con baja emisión de carbono– para financiar proyectos vanguardistas de tecnologías limpias, con el fin de ayudarles a superar los riesgos vinculados a la comercialización y la demostración a gran escala, y así llegar a la gran industria cuanto antes. En el caso de los proyectos prometedores que aún no están listos para el mercado, se ha reservado un presupuesto específico de 8 millones de euros para ayudarles en su desarrollo.

Con estas ayudas, Bruselas quiere “impulsar la recuperación verde y la creación de empleos locales con garantía de futuro, preparando el camino hacia la neutralidad climática y reforzando el liderazgo tecnológico europeo a escala mundial”, según señala la Comisión en un comunicado. El Fondo de Innovación se financia con ingresos procedentes de la subasta de derechos del régimen de comercio de derechos de emisión de la UE.

El plazo de presentación de candidaturas para esta primera línea finaliza el próximo 29 de octubre de 2020.

**■ Más información:**

→ [https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund\\_en](https://ec.europa.eu/clima/policies/innovation-fund_en)

# SOLARWATT PRESENTA EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO PARA COBARDES



30 AÑOS DE GARANTÍA TOTAL EN  
PANELES Y 10 AÑOS EN BATERÍAS  
INCLUYENDO UN SEGURO A TODO  
RIESGO GRATUITO DE CINCO AÑOS

RIESGO CERO =  
TRANQUILIDAD

**Hay muchos consumidores cobardes, cautelosos y prudentes, de hecho, la mayoría lo somos.**

Hombres y mujeres que tienen miedo de equivocarse al invertir su dinero, sus ahorros, en productos o servicios que les puedan salir mal. Huyen del riesgo, de los experimentos y adoran la seguridad y la fiabilidad.

Cuando un consumidor piensa en una instalación fotovoltaica para su hogar, se pregunta ¿qué pasa si los módulos se estropean? ¿y si producen menos de lo que me han dicho? ¿o si los rompe el granizo o me los roban? ¿a quién y en dónde reclamo?

Para todos los cobardes, cautelosos y prudentes, está SOLARWATT. La marca alemana que te da las mayores garantías del mundo en paneles y baterías. Garantías del fabricante por escrito para unos productos de la más alta calidad, diseñados y fabricados en Alemania. Como el comprador prudente no da un paso sin analizar las diferentes opciones, les ofrecemos nuestros productos para que puedan compararnos con cualquier oferta antes de decidir.

LA MÁS ALTA  
RENTABILIDAD, POR  
ENCIMA DEL 10%,  
REDUCIENDO SU  
FACTURA ELÉCTRICA  
HASTA UN 80%.

**SOLARWATT: EL  
AUTOCONSUMO  
PRUDENTE**

Llámenos al **917 236 854**

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

[www.solarwatt.es](http://www.solarwatt.es) | [info.spain@solarwatt.com](mailto:info.spain@solarwatt.com)

**SOLARWATT**<sup>®</sup>  
power to the people

## ■ El plan del humo ha pasado a la historia

Siete centrales de carbón dejaron de operar a finales de junio en España, al finalizar el período de vigencia del Plan Nacional Transitorio (PNT), un “plan-mecanismo de excepción” que utilizó el Gobierno Rajoy para permitir que las centrales de carbón pudiesen emitir hasta 15 veces más de lo que establecía como máximo la Directiva europea de Emisiones Industriales de 2010.

La Directiva europea de Emisiones Industriales (DEI) de 2010 establece una serie de valores límite de emisión (para partículas, PM; óxidos de nitrógeno, NOx; y dióxido de azufre, SO<sub>2</sub>) a los que deben atender las centrales térmicas que utilicen combustibles sólidos como el carbón. Entre ellos, la DEI de 2010 establece los siguientes: límite de 200 mg/Nm<sup>3</sup> para el dióxido de azufre; límite de 200 mg/Nm<sup>3</sup> para los óxidos de nitrógeno; y límite de 20 mg/Nm<sup>3</sup> para las partículas. La Directiva establece no obstante excepciones a esos límites, excepciones que permiten a las centrales emitir más. El Gobierno Rajoy se acogió a esa cláusula, redactó y aprobó un plan (Plan Nacional Transitorio, PNT) en 2016 y elevó ese trío de umbrales (200/200/20) hasta el paroxismo (1.750/3.000/280, por ejemplo en el caso de Velilla, la central térmica de Iberdrola en Palencia). El PNT entró en vigor el 1 de enero de 2016 y concluye hoy.

El regulador elevaba ese umbral de emisión para, presuntamente, darle tiempo a la empresa a acometer las reformas necesarias en su central para que esas emisiones se ajustaran a los valores límite establecidos en la Directiva europea de Emisiones Industriales (DEI) de 2010. El caso es que han pasado diez años desde que la Unión firmara la DEI de 2010 (cuatro años desde que entrara en vigor el Plan Nacional Transitorio), y las siete centrales que hoy cierran han podido emitir hasta 15 veces más de lo que establecía la norma general y no han acometido las reformas que les hubiesen permitido continuar operando tras esta fecha límite. Según el informe Last Gasp, publicado por la alianza continental Europe Beyond Coal en 2018, las siete centrales susodichas (sus emisiones contaminantes) fueron responsables de 349 muertes prematuras en 2016.

Según la plataforma Un Futuro Sin Carbón, integrada por las principales organizaciones ambientales de España y miembro de la alianza europea Europe Beyond Coal, el cierre hoy de las 7 centrales ha sido

propiciado por lo que denomina “una mezcla de factores”: las políticas medioambientales, la situación del mercado energético; las propias decisiones empresariales; y el reclamo social de lucha contra el cambio climático y por un medio ambiente limpio, lejos del propiciado por las autorizaciones ambientales integradas impulsadas por el Ejecutivo Rajoy, que han permitido emisiones que quintuplican, sextuplican y hasta multiplican por 15 las emisiones límite tipo fijadas por la UE en su Directiva de 2010.

### LAS SIETE

Las siete plantas que dejan de operar son Compostilla II (León) y Andorra (Teruel), propiedad de Endesa; Velilla (Palencia), de Iberdrola; Narcea (Asturias), La Robla (León) y Meirama (A Coruña), de Naturgy; y Puente Nuevo (Córdoba) de Viesgo.

La central de Puente Nuevo (grupo 3), de 324 MW, inició su operación en 1981. Compostilla II, de 1.052 MW, fue puesta en marcha en 1972. Andorra, de 1.101 MW, entró en funcionamiento en 1981. La planta de Lada, de 358 MW, es una de las más antiguas. La central de Velilla, tenía 561 MW de potencia. La central de Narcea, 531 MW; La Robla, 655 MW, y Meirama, 580 MW.

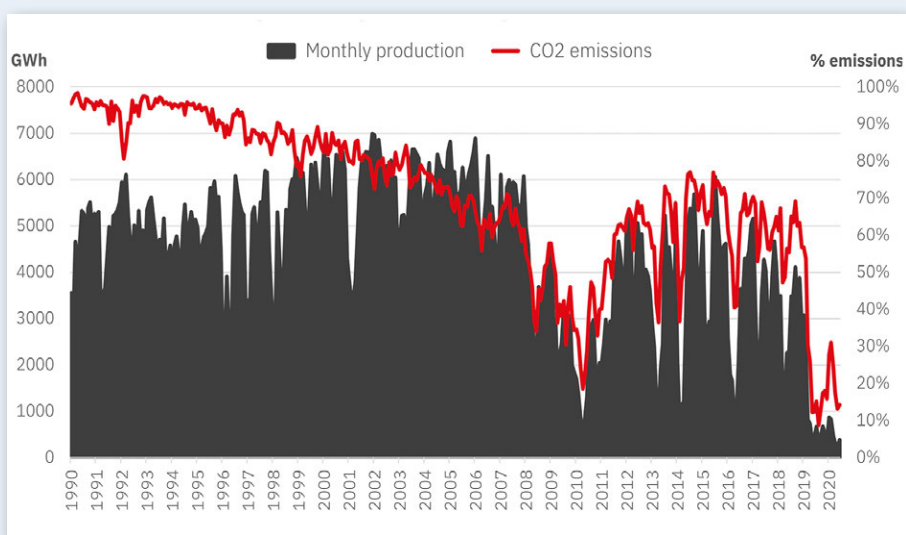
Iberdrola también solicitó el cierre de la central de Lada (Asturias), una de las más antiguas, con 358 MW. Dejará de estar operativa a partir del 30 de junio, pero podrá seguir disponible hasta contar con la autorización de cierre del Gobierno, dado

que cuenta con las técnicas necesarias para poder operar cumpliendo con los límites de emisión de la normativa europea. En los últimos meses, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia ha ido autorizando en diferentes etapas el cierre de estas ocho centrales (Lada incluida), aunque de momento solamente una (Compostilla II) de las que dejan de verter energía a la red hoy tiene la autorización formal del Gobierno.

Todas las centrales que cierran suman una capacidad de 5.160 MW. Una vez lo hagan, la capacidad de carbón de España se reducirá a 4.700 MW. La Plataforma recuerda que España no cuenta con una fecha clara y vinculante para el cierre total definitivo, como sí se ha establecido en todos los países de Europa occidental. Según Un Futuro sin Carbón, “es el momento de acelerar el proceso para poner fin a toda la capacidad de carbón en España asegurando una transición justa para dar certidumbre a las personas afectadas por los cierres, a las actividades auxiliares y las regiones afectadas mediante la aplicación de los Convenios de Transición Justa”. Tras el acuerdo del 17 de abril en que Gobierno, empresas y sindicatos se comprometieron a apoyar a trabajadores y regiones afectadas ante el cierre de las plantas en Andalucía, Aragón, Castilla y León, Galicia y Principado de Asturias, el 18 de junio se constituyó la Mesa de Seguimiento.

Las organizaciones no gubernamentales que forman parte de la plataforma creen que es “el momento para construir un fu-

### Emisiones de las centrales de carbón españolas



Fuente: Elaborado por AleaSoft con datos de REE.



turo más limpio y aprovechar la salida de la crisis sanitaria causada por la Covid-19 para crear un camino de recuperación ver-

de que permita hacer frente a la emergencia climática con una economía resiliente que no deje a nadie atrás”.

Las centrales térmicas de carbón que restan por cerrar serían As Pontes (A Coruña), los grupos 3 y 4 de AlcuDía (Mallorca) y Litoral (Almería), de Endesa; Aboño (Asturias) y Soto de Ribera (Asturias), propiedad de EDP; y Los Barrios (Cádiz), de Viesgo. La única eléctrica que hasta la fecha no se ha pronunciado aún sobre fechas concretas de cierre ni ha presentado la solicitud para que esto se produzca de forma ordenada y planificada ha sido EDP.

### CARBÓN, EL REY DE LOS 90

Desde que se empezó a producir electricidad, el carbón ha sido uno de los principales combustibles utilizados. En España, ha pasado de ser el rey durante la década de los 90, cuando producía incluso más electricidad que la nuclear, a ser una tecnología muy marginal desde principios de 2019. La entrada de los ciclos combinados de gas, mucho menos contaminantes, y de las renovables, sobre todo la eólica, a partir de los primeros años del siglo XXI han ido restando cuota al carbón. Los precios de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>, que en 2019 alcanzaron valores cercanos a los 30€ por tonelada, han supuesto un aumento de costes y una pérdida de competitividad del carbón. La fiscalidad de la producción de energía también afecta al carbón. El Impuesto Especial sobre Hidrocarburos, más conocido como céntimo verde, graba a las centrales por el carbón que queman, mientras que los ciclos combinados de gas están exentos de ello desde finales de 2018.

“El principal hándicap con que se han encontrado los propietarios de las centrales de carbón ha sido las inversiones necesarias para hacerlas menos contaminantes y adecuarlas a los estándares exigidos por la Unión Europea”, explican desde Aleasoft. Unas inversiones que hubieran hecho que la explotación de estas centrales “no hubiera sido rentable”. Aun con la pérdida de protagonismo en el mix de la última década, la producción de electricidad con carbón suponía entre el 60% y el 70% del total de emisiones del sistema eléctrico. ■

### Comparación de los límites de las Directivas 2001/80/CE y 2010/75/UE con las autorizaciones ambientales integradas –excepciones– emanadas en el marco de la DEI.

Instalación de combustión	Directiva 2001/80/CE (DGIC)			Directiva 2010/75/UE (DEI)			Autorización Ambiental Integrada (AAI)			Excepción DEI
	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Partículas	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Partículas	NO <sub>x</sub>	SO <sub>2</sub>	Partículas	
ABOÑO (G1)	500	400	50	200	200	20	650	1.600	100	PNT
ABOÑO (G2)	500	400	50	200	200	20	650	484	50	PNT
ALCUDIA (G1 y G2)	500	400	50	200	200	20	500	400	20	Pequeña red aislada
ALCUDIA (G3 y G4)	500	400	50	200	200	20	500	800	20	Pequeña red aislada
ANDORRA	500	92% (a)	50	200	96% (a)	20	1.200	2.500	130	PNT
ANLLARES	1.200	400	50	200	200	20	1.750	2.750	350	EVUL
AS PONTES	500	400	50	200	200	20	650	1.200	100	PNT
COMPOSTILLA (G3)	1.200	400	50	200	200	20	1.300	1.200	200	PNT
COMPOSTILLA (G4 y G5)	1.200	400	50	200	200	20	1.300	1.100	100	PNT
LA ROBLA (G1)	500	400	50	200	200	20	1.500	2.000	400	PNT
LA ROBLA (G2)	500	400	50	200	200	20	1.200	400	50	PNT
LADA	500	400	50	200	200	20	1.000	400	50	PNT
LITORAL	500	400	50	200	200	20	500	400	50	PNT
LOS BARRIOS	500	400	50	200	200	20	500	200	50	PNT
MEIRAMA	500	400	50	200	200	20	650	2.400	150	PNT
NARCEA (G2)	600	562	100	200	200	20	1.200	1.200	100	PNT
NARCEA (G3)	1.200	400	50	200	200	20	1.200	400	75	PNT
PUENTE NUEVO	500	400	50	200	200	20	850	200	50	PNT
SOTO DE RIBERA (G3)	500	400	50	200	200	20	650	400	50	PNT
VELILLA (G1)	600	679	100	200	200	20	1.750	3.000	280	PNT
VELILLA (G2)	500	400	50	200	200	20	1.200	400	100	PNT

(a) = índice mínimo de desulfuración.

# ■ Solo el 0,3 por ciento del biometano que se produce en Europa es español

**E**l 45 por ciento lo produce Alemania. En países de nuestro entorno, frente a las 5 kilotoneladas equivalentes de petróleo (ktep) que genera España, Francia está en 104 e Italia en 68. A pesar de todo, en 2018 el biogás se mantuvo solo con el uno por ciento del consumo total de energía de la Unión Europea, lo que equivale al cuatro por ciento de todo el gas consumido. El biometano aportó una pequeña parte de ese total. Son cifras extraídas del último informe estadístico de Bioenergy Europe, que fija el número de plantas en España en 205.

Conocer las cifras reales del número de plantas y el tipo de biogás que generan era una de las muchas carencias del biogás en España. En poco tiempo, un libro (Los gases renovables. Un vector energético emergente), de Naturgy, y el último informe estadístico de Bioenergy Europe sobre el biogás en 2018 coinciden en fijarlas en 204. No obstante, conocer con mayor precisión esta situación de partida no mejora las cifras reales de producción y consumo con respecto a Europa, y sobre todo a otros países del continente, como Alemania, Francia e Italia, donde definitivamente la palabra que más se conjuga es el siguiente paso del biogás: el biometano. A pesar de todo, España sube un puesto en el consumo de biogás: del decimoprimer al décimo.

Estos gases se mantienen alejados de las cifras que presentan otras renovables, aunque, según el trabajo de Bioenergy Europe, que se basa en datos publicados en el informe estadístico de la Asociación Europea de Biogás (EBA), “el mercado europeo de biogás está bien asentado y se muestra ma-

duro: el consumo ha crecido casi 26 veces desde 1990, alcanzando un total de 16.670 ktep en 2018 desde 18.802 plantas”.

Esa es la lectura de la evolución, pero el propio informe reconoce que las cifras palidecen ante el resto del mercado: en 2018 el biogás proporcionó una parte marginal del consumo total bruto de energía interior de la UE28 (solo el uno por ciento), lo que representa el once por ciento de la bioenergía y alrededor del cuatro por ciento del gas natural consumido en Europa. “Existe una necesidad real de promover el biogás como una de las soluciones fiables para una transición energética baja en carbono”, señalan en Bioenergy Europe.

## **ALEMANIA ES LA QUE MÁS PLANTAS TIENE**

Algunos datos más: casi un tercio del consumo final de biogás se utiliza directamente, *in situ*, en los sectores comercial y de servicios, agrícola, industrial y residencial; el transporte representó solo el dos por ciento del uso final (en forma de biometano); y Alemania, Italia y el Reino Unido lideran el consumo con, respectivamente, el 52, 11 y 8 por ciento del consumo final bruto de energía procedente del biogás en Europa. España, con 134 ktep consumidas, está entre el uno y el dos por ciento.

Alemania no se apea tampoco del primer puesto en producción, y aparece como el que más plantas añadió en 2018, con 113, seguido del Reino Unido (102) y Francia (95). De las 18.202 que había ese año en la UE28, 11.084 estaban en Alemania, 1.655 en Italia, 837 en Francia, 715 en el Reino Unido, 574 en la República Checa, 423 en Austria, 304 en Polonia, 279 en Suecia, 268 en Países Bajos y 205 en España.

El resto de variables no cambia con respecto a otros años, como que domina el biogás agroindustrial sobre el de vertederos o depuradoras de aguas residuales, excepto en países como España. Pero lo que vuelve a tener un protagonismo especial en este tipo de informes es el presente y el futuro del biometano. El presente reciente es que entre 2017 y 2018 el crecimiento de plantas fue mayor que el de años precedentes, pasando de 540 a 610. De ellas, un tercio (200) están en Alema-

nia, 93 en el Reino Unido y 76 en Francia. Estos son número de 2018. Los que se adelantan de 2019 confirman que nuestro país vecino ya está en 123 plantas.

Bioenergy Europe destaca también las plantas de Bélgica (una), Estonia (dos) e Irlanda (una) porque son sus primeras de biometano. España se mantiene con una, la asociada al vertedero de Valdemingómez. Todo esto se traduce en que, de las 1.959 ktep de producción de biometano en Europa, 861 corresponden a Alemania, 411 al Reino Unido, 172 a Dinamarca y 134 a los Países Bajos. España está en cinco.

El informe de la EBA, publicado con anterioridad, cifraba la producción de 2018 en 22.787 gigavatios hora, un catorce por ciento más que en 2017; y en 2.280 millones de metros cúbicos de gas (bcm), con un porcentaje idéntico de crecimiento que en GWh. También aquí dominan las plantas que se abastecen con residuos agrícolas y ganaderos y con cultivos y las tecnologías principales de conversión de biogás a biometano se la reparten casi a partes iguales el lavado con agua, la absorción química y la adsorción por cambio de presión.

Según el informe publicado por Naturgy, cuyos autores son Álvaro Feliu y Xavier Flotats, “con los incentivos y marco regulatorio adecuados, el biometano es el sustituto viable del gas fósil, incluida su participación en el transporte, especialmente para vehículos pesados”. Pero, como se dice en la primera recomendación del mismo informe, hay que incentivar su papel, y el del resto de gases renovables, “para lograr la neutralidad en carbono y descarbonizar todos los sectores económicos”.

Otra recomendación de Bioenergy Europe que afecta al biometano es que se aplique el enfoque de emisiones del ciclo de vida completo en todos los sectores. Apuntan que “los estándares para vehículos no deben cubrir solo las emisiones del tubo de escape, porque así no se mide el verdadero impacto del uso de energía a lo largo de la cadena de valor”. Un estudio del instituto de investigación IFP Energies Nouvelles de Francia demostró que midiendo el ciclo completo los coches de biometano son los que menos CO<sub>2</sub> emiten.

## ■ Más información:

→ <https://bioenergyeurope.org>

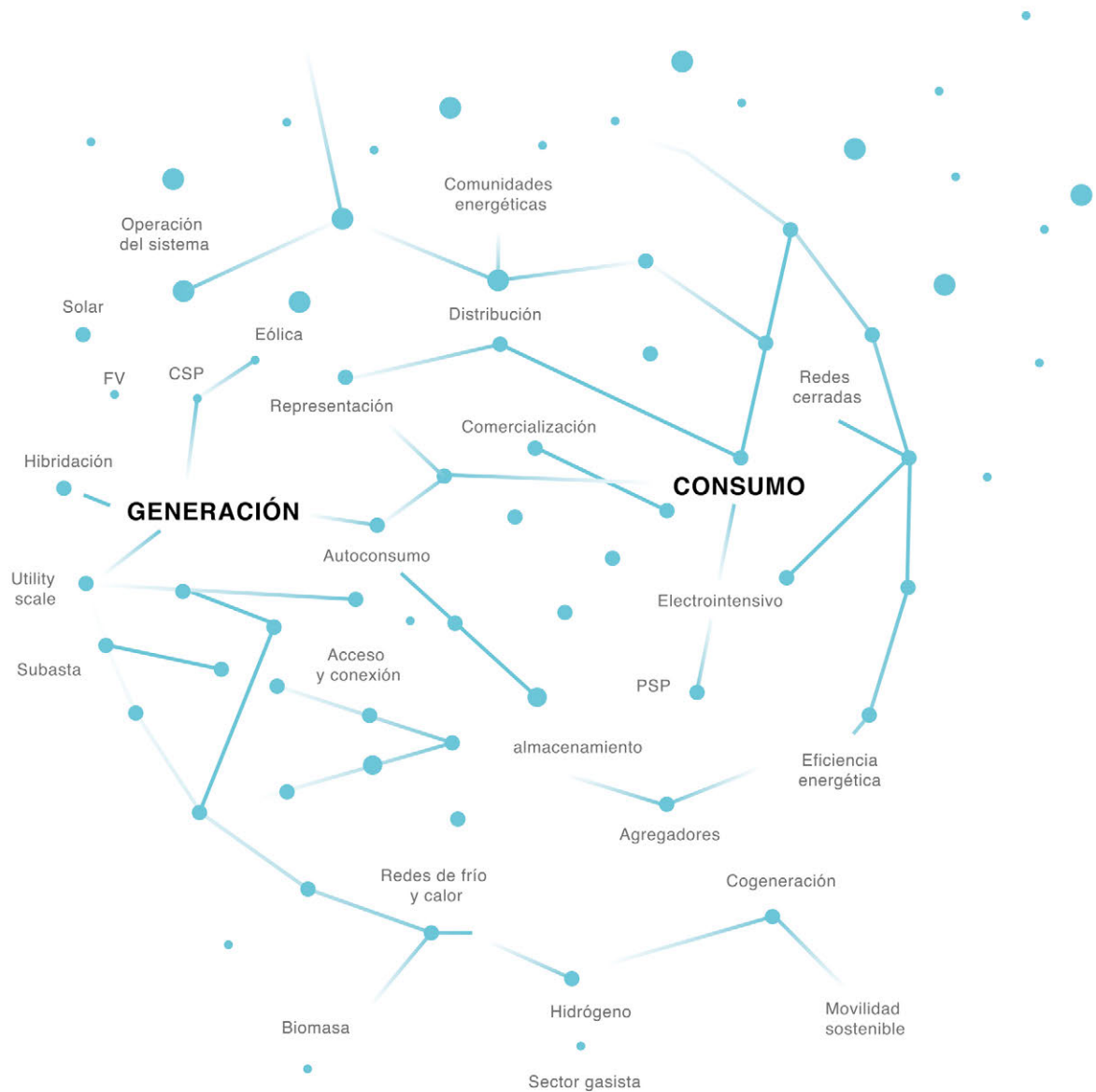
→ [www.naturgy.com](http://www.naturgy.com)





# H-FLEX

## UNIVERSO TRANSICIÓN ENERGÉTICA



**Asesoramiento permanente para la transición energética:** sesiones de inmersión, informes optimizados y modelos de contratos para el sector energético a precios cerrados. Con H-FLEX tienes la flexibilidad que necesitas. Te asesoramos de forma personalizada con tarifas variables en función de

la urgencia de la solución. Puedes contratarlo o bien con una cuota mensual, o por trabajos realizados en cada momento. Nuestro expertise abarca todo el universo de la transición energética desde la perspectiva jurídico - regulatoria. **Somos lo que hacemos cada día.**

### Más información:

T. 93 519 33 93 / [info@holtropslp.com](mailto:info@holtropslp.com)  
[www.holtropblog.com](http://www.holtropblog.com)

**HOLTROP** S.L.P.  
TRANSACTION & BUSINESS LAW



P A N O R A M A

# El Gobierno pincha la burbuja de las renovables

*El Consejo de Ministros aprobó el pasado 23 de junio el Real Decreto-ley 23/2020, “por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica”.*

*La norma incluye una batería de medidas para impulsar, “de forma ordenada y rápida”, la transición energética hacia un sistema eléctrico 100% renovable y para favorecer la reactivación económica postCovid. El RDL en cuestión, que ha sido en general bien recibido por el sector de las energías limpias, establece los principios sobre los que deberán asentarse las subastas y pincha la burbuja especulativa generada en torno a los puntos de conexión de nueva potencia.*

*Estas son sus claves.*

Antonio Barrero F.

El Real Decreto 23 se divide en cuatro bloques: regulación de acceso y conexión y nuevo modelo de subastas; nuevos modelos de negocio (almacenamiento, hibridación, agregación de demanda); eficiencia energética; y medidas sectoriales para el impulso de la actividad económica y el empleo en respuesta a la crisis del Covid-19. El primero de los bloques aborda un asunto clave, la regulación de acceso y conexión de nueva potencia a la red. Ahora mismo hay proyectos eólicos y solares por valor de 430.000 megavatios de potencia de generación pidiendo acceso y conexión a red (el Objetivo 2030 es instalar 50.000). El Ejecutivo estima que un 60% de los 430.000 no tiene proyecto detrás, es decir, que solo quiere el permiso de acceso para luego especular con él, lo que, en último término, acabaría encareciendo el recibo de la luz. La nueva norma establece hitos de ejecución para los proyectos, plazos concretos que, si no son cumplidos, expulsan al infractor de la carrera por el acceso. El Gobierno espera acabar así con los especuladores y su burbuja.

El marco es el siguiente: las solicitudes –de acceso y conexión a la red eléctrica– han saturado los nudos de las redes allí donde existen abundantes recursos eólico y solar. Según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, las peticiones de acceso sobrepasan con mucho los objetivos de integración de las energías renovables establecidos en el Plan Nacional Integrado (PNI) de Energía y Clima 2021-2030 (el plan establece como Objetivo 2030 que en España haya entonces 160.837 megavatios de potencia instalados).

Ahora mismo hay 110.226 megas en total (potencia de generación repartida en centrales nucleares, térmicas de carbón, petróleo y gas, parques fotovoltaicos y eólicos, instalaciones hidroeléctricas y termosolares, etcétera, etcétera), y los aproximadamente 50.000 megas que el Gobierno quiere que se sumen al mix de generación a lo largo de los próximos diez años deben ser todos renovables. Red Eléctrica de España (REE), que es la entidad-semáforo que da luz verde o no a las solicitudes de acceso y conexión, ya le ha dicho no a decenas de miles de me-

gavatios (por motivos varios), pero la cantidad de solicitantes sigue siendo abrumadora. ¿Y qué viene a hacer el RDL 23? Ordenar. Ese es uno de sus objetivos principales): regular el acceso –ordenarlo– para eliminar de la carrera por el punto de conexión a los especuladores.

## ■ Acceso y Conexión

El artículo 1 del Real Decreto-ley se dedica en efecto a la regulación de los permisos de acceso y conexión a la red eléctrica, dos autorizaciones que los promotores necesitan para poner en marcha sus plantas de renovables. El objetivo fundamental es “asegurar que estos derechos estén asociados a proyectos reales y firmes, y evitar los movimientos de carácter especulativo que puedan darse ante la insuficiencia de la regulación vigente”. En la actualidad, existe un elevado número de solicitudes, que suman más de 430.000 megavatios (320.000 en el año 2019 y 108.000 en 2020), “y hay indicios del eventual componente especulativo de buena parte de ellas, dada la escasa madurez de los proyectos o el volumen de casos de titulares de permiso de acceso que no han solicitado el igualmente necesario permiso de conexión: en torno a un 60%”.

Según el Gobierno, esta situación “obstaculiza y encarece” la puesta en marcha de los proyectos solventes que, en la próxima década, deben materializarse en la instalación de en torno a 50.000 MW de potencia renovable en España. El Ejecutivo estima que este impulso atraerá inversiones por valor de más de 90.000 millones de euros, generando entre 107.000 y 135.000 empleos



netos al año durante la próxima década, y, por ello, considera “urgente” ordenar los permisos “atendiendo a su viabilidad y solidez” para favorecer la consecución del Objetivo 2030 establecido en el PNI: que el 74% de la electricidad en España sea renovable.

A tal fin, el Real Decreto-ley establece una serie de hitos administrativos. Los titulares deben ir acreditando el cumplimiento de cada uno esos hitos –entre ellos, la obtención de la declaración de impacto ambiental favorable y la autorización administrativa de construcción– en unos plazos determinados. De lo contrario, los permisos caducarán de forma automática y, en su caso, se procederá a ejecutar los avales económicos que se exigen al solicitar la autorización. El último de los plazos concluye a los cinco años de iniciarse el cómputo para el primer hito.

El Ejecutivo le deja una vía de escape a los especuladores: “en el plazo de tres meses desde la entrada en vigor de la norma, tanto los titulares como los solicitantes de estas autorizaciones podrán renunciar a ellas, procediéndose a la devolución de las garantías”. A la vez, establece una moratoria de nuevas solicitudes de acceso: no se podrán pedir hasta que se apruebe una nueva regulación sobre estos permisos, que deberá exigir a los solicitantes mayor maduración de los proyectos y estudios previos.

“De esta manera –asegura el Gobierno–, se evitan nuevas solicitudes potencialmente especulativas sobre la capacidad que se libere mientras se desarrolla la normativa, que deberán aprobar el Gobierno y la Comisión Nacional de los Mercados y de la Competencia (CNMC), en sus respectivas competencias, en el plazo de tres meses desde la publicación del Real Decreto-ley”.

## ■ Subastas

El Gobierno considera que “otra de las cuestiones clave para favorecer la masiva instalación de energías limpias durante la próxima década, activando con ello toda la cadena de valor industrial asociada, es habilitar un nuevo sistema de subastas de renovables”. El nuevo sistema pretende, por un lado, ofrecer previsibilidad y estabilidad de ingresos y financiación a los inversores de las nuevas plantas renovables; y, por el otro, trasladar a los consumidores de forma directa los ahorros asociados a la incorporación de renovables al sistema eléctrico, “dado que se trata de la fuente de generación de energía más barata”.

En este nuevo marco, que el Gobierno debe desarrollar reglamentariamente, la variable sobre la que se pujará será el precio de la energía. Las subastas que propone el RDL 23 podrán distinguir entre distintas

tecnologías de generación en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad, criterios de localización y madurez tecnológica, entre otros. El Gobierno ha asegurado así mismo que su modelo de subasta atenderá las particularidades de las comunidades de energías renovables para que éstas puedan optar al acceso al marco retributivo en nivel de igualdad con otros participantes, y que, además, se propone favorecer instalaciones de pequeña magnitud y proyectos piloto innovadores (habrá que leer la letra pequeña, una vez

se sustancie la norma que desarrolle todo esto).

El Ejecutivo en todo caso ya ha hecho cuentas sobre el particular. Y asegura que su modelo abaratará la electricidad. Pone un ejemplo: ¿qué hubiese pasado si en 2019 hubiésemos subastado 3.000 megavatios (MW). Pues bien, según el Ministerio para la Transición y el Reto Demográfico, “teniendo en cuenta que el precio final registrado en el año 2019 en el mercado diario [español] se sitúa en torno a 48 €/MWh y suponiendo un resultado de la subasta similar a los

## APPA, la Asociación de Empresas de Energías Renovables

Positiva, con matices. Es la valoración que ha merecido el RDL 23 a la gran patronal del sector. APPA Renovables da la bienvenida a las subastas que propone el Gobierno: “una buena noticia para el sector, a la espera de la normativa que las regule en detalle”. Según la Asociación, la configuración futura de las subastas en todo caso “debe aprovechar la complementariedad de las distintas tecnologías para garantizar un sistema renovable robusto y gestionable”. APPA también valora positivamente la ordenación que propone el RDL del escenario de acceso y conexión a red, ordenación que prioriza “aquellos proyectos que obedecen a una voluntad firme de ejecución”. La Asociación llevaba tiempo denunciando la especulación de la que estaban siendo objeto los puntos de acceso y conexión: solicitados por determinados actores no para aprovecharlos y conectar una instalación de generación, sino para especular con ellos y venderlos en un mercado con cada vez más demanda de conexión (cada vez más proyectos) y muy pocos puntos donde conectarse. El RDL ahora limita el tiempo. Ahora ya no será posible ser concesionario de un punto y sentarse a esperar a que suba el precio en el mercado. Ahora quien consiga ese punto deberá ir alcanzando unos hitos temporales de ejecución de proyecto. Y, si el concesionario del punto no cumple, se queda sin él.

La Asociación también ha recibido con alivio las medidas paliativas que el RDL incluye para las instalaciones de cogeneración (que producen electricidad quemando gas, sobre todo) y para las centrales de biomasa y de valorización energética de residuos. El RDL establece una serie de medidas que vienen a paliar el impacto económico del Covid en ese sector específico, impacto que se deriva de varios factores: ha caído la demanda de electricidad; ha caído el precio de la electricidad; y sin embargo no ha caído de igual modo ni mucho menos el precio del CO<sub>2</sub> y ni mucho menos el de los combustibles que emplean esas instalaciones.

Las medidas paliativas son excepcionales en todo caso, “para el estado de alarma”. Y ahí APPA hace un llamamiento (1) para que estas medidas se extiendan a todo el año 2020 y (2) para que sean de aplicación “a todas las tecnologías renovables”, que han experimentado –sostiene– precios excepcionalmente bajos, “muy alejados de los mercados como referencia en la Orden de Parámetros del pasado mes de febrero”. Porque efectivamente el precio de la electricidad muy bajo no solo ha impactado sobre cogeneración, residuos y biomasa, sino también sobre muchas otras instalaciones renovables. APPA aprovecha además para solicitar “que esta revisión de parámetros se lleve a cabo con carácter anual, en vez de cada tres años”.

“El conjunto de las tecnologías renovables (eólica, fotovoltaica, minihidráulica...) han de verse compensadas –sostiene la Asociación– debido a la gran desviación de precios de mercado respecto al escenario previsto por la Orden de Parámetros que sirve para el cálculo de su retribución”. Y es que, efectivamente, la mencionada Orden estimaba en 54,41 €/MWh el precio medio del año 2020 cuando, de enero a mayo, esta cifra se ha situado en 28,70 €/MWh, una cifra un 47% inferior al dato de referencia. “Esta circunstancia –estima APPA– deja en situación de especial vulnerabilidad a las compañías de cara a acometer nuevos proyectos e inversiones”.

Por fin, la Asociación considera positivo

(1) que el RDL plantee dar prioridad y facilidades a proyectos de I+D+i (investigación, desarrollo e innovación), lo que “abre la puerta –considera APPA– a que las tecnologías que aún deben recorrer su curva de aprendizaje, puedan hacerlo”;

(2) el establecimiento de bancos de pruebas regulatorios (sandboxes), “que abre la puerta a que tecnologías incipientes o en un grado temprano de madurez puedan alcanzar la competitividad económica”;

(3) el impulso que el nuevo RDL quiere imprimir a los nuevos modelos de negocio, como la agregación, la hibridación o el almacenamiento; y

(4) la visión que aporta la nueva norma de las comunidades energéticas.



## Lo que dice la eólica

La Asociación Empresarial Eólica (AEE) valora positivamente el Real Decreto-ley 23/2020, que considera está llamado a constituirse además en una herramienta capaz de canalizar la actividad económica “hacia los territorios de la España vaciada” (el sector cuenta con 226 fábricas en España, muy distribuidas territorialmente, y sostiene aproximadamente 24.000 empleos, más de 13.000 directos). La Asociación destaca especialmente el nuevo sistema de subastas, radicalmente distinto al planteado por el Gobierno Rajoy en el bienio 2006-2007. Las subastas Rajoy eran tecnológicamente neutrales (trataban por igual a los desiguales; trataban por igual a todas las tecnologías renovables, aunque algunas, por ejemplo, tienen sistemas de almacenamiento, lo que les permite generar electricidad a demanda, y otras solo generan al dictado de la Naturaleza). El Gobierno Sánchez sin embargo ha dejado escrito en su RDL 23 que distinguirá entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica, etcétera: “la habilitación de subastas por tecnologías –considera AEE– es un primer paso favorable en la estrategia de impulso a la eólica marina”.

El razonamiento es el siguiente: instalar un megavatio de potencia eólica mar adentro es más caro que instalarlo en tierra firme. Más caro, pero más rentable en ciertos sentidos: el régimen de vientos al que va a estar expuesto es más rico y estable, lo que facilita la gestión del sistema, lo que nos beneficia a todos. Si todas las tecnologías compiten en una subasta “neutral” y no se atiende más que al precio... pues ganará siempre la fotovoltaica, cuyo precio de instalación, puesta en marcha y coste de generación del kilovatio hora es siempre más barato. ¿Problema? Pues que, si todas las subastas las gana la fotovoltaica (FV) y solo tenemos FV, pues solo tendremos electricidad limpia cuando brille el Sol, y andaremos a oscuras cuando esté nublado, o a partir de las 6 de la tarde en febrero, o a partir de las 10 de la noche en verano. ¿Qué hacemos entonces, encendemos el gas?

Olvidarnos de la neutralidad tecnológica, apostar por subastas que tengan en cuenta si la tecnología es capaz de almacenar o no, por ejemplo, evita esos sinsentidos. Apostar por subastas que tengan en cuenta criterios de localización o la dimensión industrial y de empleo del sector puede ser también muy positivo. Empresas españolas desarrolladoras de tecnología eólica flotante están ahora mismo situándose en la vanguardia global del sector, un sector que va a mover centenares de miles de millones de euros. Hace solo unos meses, el Banco Mundial publicaba un estudio en el que estima que alrededor de 500.000 millones de dólares serán invertidos en proyectos eólicos marinos en los próximos diez años. Una subasta específica eólica marina puede ser acicate para un sector que está preparado para ganar mercado puertas afuera y generar empleo y riqueza puertas adentro.

Más allá de las subastas, la AEE señala otros aspectos positivos en el Real Decreto-ley 23, como la introducción de la figura de los bancos de pruebas regulatorios (sandboxes) o la regulación del almacenamiento de electricidad, la hibridación de tecnologías renovables y la sobrepotenciación de instalaciones. También da su visto bueno a las “mejoras en la tramitación administrativa, como la posibilidad de tramitar en paralelo varios permisos, la introducción del silencio administrativo positivo en algunos procedimientos, la definición del concepto de ‘modificación sustancial’ y el establecimiento de plazos acotados”.

La AEE también le da la bienvenida a la posibilidad que abre el RDL 23 a otorgar un régimen retributivo a instalaciones experimentales, algo que AEE lleva años defendiendo. En otros países, a las instalaciones experimentales les garantizan que se les pagará la energía que producen a un precio más elevado, para que a las empresas –con ese aval– sea más fácil encontrar financiación para sus desarrollos. Es una manera de atraer investigación y desarrollo.

Según el director general de la AEE, Juan Virgilio Márquez, “si el proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética [que el Consejo de Ministros envió a las Cortes hace unas semanas] establece los objetivos de descarbonización a medio y largo plazo, este RDL permite dar los primeros pasos hacia la materialización de esos objetivos”.

registrados en países de nuestro entorno, resultado próximo a 25 €/MWh, si se hubiesen introducido en dicho año 3.000 MW de nueva potencia renovable a dicho precio resultado de la subasta, con un porcentaje de ajuste de mercado igual a cero, dichas cifras se traducirían en una reducción de costes de 173 millones de euros anuales”. En fin, ahorro.

### ■ *Simplificación y agilización de trámites*

Otro de los objetivos que persigue el Real Decreto-ley es simplificar y agilizar la tramitación de los proyectos renovables y la infraestructura eléctrica asociada, eliminando así barreras para su puesta en marcha. Entre otras cuestiones, regula los casos en los que el promotor “no necesitará renovar determinadas autorizaciones si modifica el proyecto de forma no sustancial”, y simplifica otros procedimientos de autorización de carácter técnico, simplificaciones procedimentales que han sido muy bien recibidas por el sector.

### ■ *Nuevos modelos de negocios ligados a renovables*

En la misma línea de activación económica, el Real Decreto-ley incorpora al ordenamiento jurídico español nuevos modelos de negocio que serán claves en la transición energética y que, según el Gobierno, ofrecen, desde este momento, “oportunidades de impulso económico, empleo y mejora de la competitividad”. Son los casos del (1) almacenamiento, figura que queda regulada mediante esta norma, “lo que permitirá gestionar y optimizar la energía generada en las nuevas plantas renovables”; y (2) la hibridación, “que posibilita combinar diversas tecnologías –fotovoltaica y eólica, por ejemplo–, en una misma instalación”.

Según el Ejecutivo, con ello, se optimiza la utilización de las redes eléctricas ya existentes (ahorro pues en nuevas infraestructuras) y se minimizan los impactos ambientales, al sacarse el máximo partido a las ubicaciones de las plantas.

Además, la nueva norma incorpora la figura del agregador independiente, “que introducirá mayor dinamismo en el mercado eléctrico”. Este nuevo modelo de negocio se basa en combinar la demanda de varios consumidores de electricidad o la de varios generadores para su participación en distintos segmentos del mercado (nos juntamos para comprar la electricidad y nos sale más barato).

De igual modo, y para favorecer la participación de la ciudadanía en la transición ecológica, quedan reguladas las comunidades de energía renovables, que permiten a



ciudadanos y autoridades locales ser socios de proyectos de energías renovables.

Por otro lado, se habilita al Gobierno para que regule un “procedimiento especial de autorización de instalaciones cuyo objeto principal sea la I+D+i”. Según el Ejecutivo, estas representan “una oportunidad tecnológica, energética e industrial en ámbitos como el almacenamiento, las energías marinas o la gestión de las redes, entre otros, que se constituyen en un factor estratégico para el impulso económico, tanto corto como a medio plazo”. Por eso el Ejecutivo ha querido facilitar con este RDL el despliegue de prototipos en clave de I+D.

Además, será posible establecer bancos de pruebas regulatorios (entornos controlados, o sandboxes) para introducir novedades, excepciones o salvaguardias regulatorias que contribuyan a facilitar la investigación e innovación en el ámbito del sector eléctrico. Con ello el Gobierno espera favorecer un desarrollo más ágil de la regulación del sector energético basado en el testeo previo de normativa sobre nuevas tecnologías o soluciones.

### ■ *De utilidad pública*

Con el objeto de facilitar la expansión del vehículo eléctrico, el Real Decreto-ley otorga la declaración de utilidad pública a las infraestructuras eléctricas asociadas a los “puntos de recarga de alta capacidad (con potencia superior a 250 kilovatios), fundamentales para permitir que se abran estaciones de recarga ultra-rápida en carreteras, autovías y autopistas, aumentando las posibilidades de la movilidad eléctrica”.

Asimismo, la norma extiende la vigencia del Fondo Nacional de Eficiencia Energética hasta 2030 e introduce mejoras en el procedimiento de cálculo de las obligaciones. Este fondo, que se dota con cuotas anuales de las empresas comercializadoras de gas, electricidad y productos petrolíferos, ha permitido movilizar más de 1.000 millones de euros en ayudas en los últimos cinco años para invertir en medidas de ahorro de energía. “De manera excepcional –explica el Gobierno–, y en atención a la situación creada por el Covid19, se permitirá a las comercializadoras que sean pequeñas y medianas empresas (pymes) retrasar el pago de las obligaciones con el fondo correspondientes a 2020, favoreciendo la recuperación de su liquidez”.

### ■ *Liquidez del sistema*

Con el objetivo de paliar los efectos de la crisis sanitaria provocada por el coronavirus y asegurar la liquidez del sistema eléctrico en el corto plazo, el Real Decreto-ley habilita el uso del superávit de ingresos para cubrir



## UNEF y la subasta que atraerá 20.000 millones de euros

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF) ha coincidido con los demás actores del sector en valorar positivamente el RDL 23. En realidad, la asociación ha sido la primera en hacerlo (su nota de prensa llegaba a redacción antes incluso de que el Ministerio enviase la suya anunciando el Real Decreto-ley). “UNEF aplaude –decía su comunicado– la aprobación por parte del Consejo de Ministros del Real Decreto-ley de medidas urgentes en el ámbito energético”. La Asociación destaca en positivo el modelo de subastas que propone el RDL, “un elemento clave para poner en marcha rápidamente el sector fotovoltaico”.

El Real Decreto-ley 23 establece que en las subastas se pujará por el precio de la energía eléctrica, expresado en €/MWh, y se adjudicará el producto a subastar aplicando un mecanismo de pago según oferta. UNEF ve con buenos ojos la propuesta, a la que aún le falta en todo caso el correspondiente desarrollo reglamentario. “El modelo de subasta aprobado, que marca un precio por la energía generada y *pay-as-bid* [pago según oferta], da claridad a los participantes, evitando sobre retribuciones y ofertas predatorias, y permitirá –explican desde la asociación– poner en marcha rápidamente el sector fotovoltaico”.

UNEF considera las subastas “un elemento clave para capturar el mejor precio posible para los consumidores y garantizar un desarrollo estable y ordenado del sector fotovoltaico”. La patronal FV asegura que la estabilidad y la previsibilidad en la trayectoria de desarrollo de este mercado son “indispensables” para dar una señal de largo plazo y atraer los más de 20.000 millones de euros en inversiones con capital privado necesarios para cumplir con los objetivos de nueva capacidad fotovoltaica a instalar definidos por el Gobierno de cara a 2030.

Respecto a las subastas para las Islas Canarias, UNEF valora positivamente el establecimiento de un régimen especial, al tratarse de territorios con características muy singulares.

El sector fotovoltaico –señalan desde la patronal– cuenta con un tejido industrial fuerte y competitivo formado por empresas líderes a nivel internacional y, si se establece un calendario claro de subastas, las empresas con producción nacional en la cadena de valor podrán dimensionar sus instalaciones y tendrán la certidumbre suficiente para tomar decisiones, como la ampliación de su cadena de producción (con este RDL, el Gobierno se viene a comprometer a convocar las subastas periódicamente).

Además, UNEF valora positivamente la reforma propuesta de la regulación de Acceso y Conexión a la red, “que permitirá dar prioridad a los proyectos maduros y reales, sin perjudicar a los pequeños desarrolladores, así como las medidas de simplificación de la tramitación de los proyectos FV”. UNEF es rotunda sobre el particular: “cada día que se pierde debido a los largos plazos administrativos es un día perdido en la reducción de emisiones de gases contaminantes y en la creación de puestos de trabajo, por lo que la racionalización de estos procesos es un elemento positivo”.

Asimismo, UNEF celebra que este Real Decreto-ley dé impulso a nuevos modelos de negocio regulando la figura del almacenamiento y de las comunidades energéticas y permitiendo la hibridación de los proyectos.



los eventuales desajustes y desviaciones entre ingresos y costes del sistema de 2019 y 2020. Ello se concretará mediante orden ministerial. Esto permite que el conjunto de los “sujetos de liquidación”, esto es, los operadores de las redes de transporte y distribución, incluidas las más de 300 pequeñas distribuidoras que operan en el país, así como las más de 60.000 instalaciones de renovables, cogeneración y residuos, puedan percibir una parte significativa de la retribución correspondiente al ejercicio 2019.

Según el Gobierno, se trata de “una medida que facilita liquidez a estos sujetos, permitiendo que mantengan su actividad y facilitando nuevas inversiones en el ám-

### Protermosolar, los calendarios y 5.000 megavatios

El Real Decreto-ley 23/2020, “por el que se aprueban medidas en materia de energía y en otros ámbitos para la reactivación económica”, RDL al que dio luz verde el Consejo de Ministros el pasado 23 de junio, habilita al Gobierno para establecer un marco retributivo para las instalaciones de energías renovables que salgan de las subastas que prevé ese RDL. Pues bien, tres días después de aprobada en Consejo de Ministros esa norma, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha publicado el borrador de Real Decreto que va a detallar ese marco retributivo y lo ha dejado abierto a la ciudadanía para que esta presente sus alegaciones (hasta el 17 de julio) sobre el particular.

Este segundo texto –Proyecto de Real Decreto por el que se regula el Régimen Económico de Energías Renovables para instalaciones de Producción de Energía Eléctrica– tiene efectivamente por objeto entrar en el detalle del nuevo marco al que estarán sujetas las instalaciones renovables que salgan de las subastas (subastas en las que los participantes deberán pujar ofertando el precio que están dispuestos a cobrar por la energía que genere la instalación).

El borrador incluye la aprobación de un “calendario de celebración de subastas” con el fin –señala el Gobierno– de favorecer su previsibilidad y facilitar así la participación en las mismas. Según el proyecto de RD, este calendario comprenderá un periodo mínimo

de cinco años y será actualizado, al menos, con carácter anual. El borrador de RD también establece la obligación de la publicación de la información relativa al resultado de las subastas ya realizadas, incluidos los índices de finalización de proyectos.

El Gobierno se ha comprometido a convocar la primera subasta antes de final de año.

La Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (Protermosolar) ha recibido muy bien “que se vayan a anunciar calendarios reflejando los plazos indicativos, la frecuencia y la capacidad de las subastas durante los próximos cinco años”, lo cual –recalca– permite a los desarrolladores de proyectos y a toda la cadena de valor planificarse convenientemente. Asimismo, la asociación destaca positivamente la exposición a mercado que permite compensar a aquellas tecnologías que producen en las horas más caras –como puede ser la termosolar con almacenamiento– para rebajar el coste total del mercado eléctrico. No obstante, Protermosolar espera aún, como agua de mayo, que se concreten “las subastas específicas por tecnologías” (la termosolar es gestionable, ítem en el que aventaja a eólica y/o fotovoltaica, que no lo son, de modo que una subasta que tenga en cuenta la gestionabilidad la tiene virtualmente ganada). El Gobierno se ha fijado como Objetivo 2030 la instalación de 5.000 nuevos megavatios de potencia termosolar.

### Un sector que va a tener que ponerse a cien

La Transición Ecológica que propone el Gobierno pasa por conectar 100 megavatios de potencia renovable cada semana durante los próximos 30 meses. Cien megas/semana, durante los próximos 30 meses, si queremos cumplir con el objetivo que recoge el Real-Decreto ley (RDL) 23. Según ese RDL, “en el periodo 2020-2022 el parque renovable deberá aumentar en aproximadamente 12.000 MW”. O sea, que hay que instalar un parque eólico (o fotovoltaico, o termosolar, o la combinación de todos ellos) de cien megavatios cada 7 días.

El primer semestre del corriente ya es agua pasada y de 2020 ya solo quedan los seis meses que vienen (semestre segundo incierto que comienza además a la sombra del fantasma del Covid). Sea como fuere, el RDL 23 pone negro sobre blanco ese guarismo: 12.000. Y eso significa que España va a tener que ponerse a cien, en estos 30 meses. Porque la cuenta está muy clara: para redondear esos 12 gigas en el horizonte dicho, hay que instalar una media de cien a la semana.

Todo el mundo en el sector parece tener muy claro que la clave la tienen las subastas, que efectivamente aparecen recogidas en el RDL 23 de marras. ¿Problema? Pues, según la Fundación Renovables, que la nueva norma “deja en el aire varios puntos clave de cómo se llevarán a cabo”. El Gobierno ha anunciado que subastará “la energía eléctrica, la potencia instalada o una combinación de ambas”. Y ha

anunciado que “la variable sobre la que se ofertará será el precio de retribución de dicha energía”. O sea, que si un promotor ofrece producir un megavatio hora a 10 euros y otro a 12 euros, gana la subasta el que va a la baja. Gana él (el productor), y gana el consumidor final, que seguramente podrá comprar por consiguiente la electricidad más barata que si ese número de principio hubiese sido más elevado.

El Gobierno ha anunciado eso... y ha firmado toda una declaración de principios sobre las subastas, que podrán distinguir “entre distintas tecnologías de generación en función de sus características técnicas, tamaño, niveles de gestionabilidad, criterios de localización, madurez tecnológica...”. O sea, que el Gobierno no quiere que todas las tecnologías sean tratadas por igual, como si todas fuesen iguales. Porque no es lo mismo un parque fotovoltaico, que se “apaga” a las 18.00 horas en febrero y no vuelve a producir hasta mañana... que una termosolar con tanques de sales térmicas, que puede acumular el calor del día en esas sales y liberarlo por la noche para producir electricidad entonces. Por eso el RDL anuncia que las subastas “podrán distinguir entre distintas tecnologías de generación”. El Gobierno ha dicho que va a plantear un calendario de subastas a cinco años vista y que convocará la primera este mismo año. Ahora queda saber exactamente cuándo y exactamente cómo.

## Fundación Renovables

El Gobierno hace bien en pisar el acelerador de las renovables para impulsar la salida de la crisis. Esa viene a ser grosso modo la lectura que hace del RDL 23 la Fundación Renovables, colectivo-laboratorio de ideas en el que convergen prestigiosos expertos de la escena energética española (procedentes de la universidad, la administración, las organizaciones no gubernamentales o la empresa). Según la Fundación, la nueva norma supone una mejora en la planificación energética española “a largo plazo” que va a permitir, por una parte, que nuestro país acelere y alcance los objetivos energético-climáticos marcados para 2030, y, por otra, que materialicemos antes la tan necesaria reactivación económica. Eso sí, no todo son loas en su análisis: “valoramos positivamente el paso dado, pero nos hubiese gustado que, en una crisis tan profunda, las medidas hubiesen tenido un calado e impacto temporal más exigente y un compromiso de cumplimiento más urgente”.

O sea, que el Ejecutivo no pasa del aprobado. Porque son muchas las cosas que la Fundación echa de menos, en las dos dimensiones de lo regulatorio: en las formas (para empezar, ha echado en falta la participación pública en el proceso de desarrollo del RDL); y en los contenidos. A saber: la FR echa en falta (1) medidas de política fiscal activa; (2) un apoyo explícito al sector del autoconsumo (uno de los más afectados por la crisis); (3) un plan de rehabilitación energética (he ahí otro sector muy afectado por el Covid); y (4) sensación de urgencia. Porque la FR habla de “desarrollo laxo en los compromisos temporales de implantación y establecimiento”, por lo que pide –como apuntamos ahí arriba– un “impacto temporal más exigente y un compromiso de cumplimiento más urgente”.

Punto y aparte merece otra de las fallas que señala la FR

«Nos parece insuficiente que solamente se haya incorporado una ligera modificación en la Ley Orgánica 2/2012 de Estabilidad Presupuestaria y Sostenibilidad Financiera, permitiendo a las entidades locales destinar en el 2020 el 7% del saldo positivo correspondiente al año 2019, para financiar exclusivamente gastos en vehículos eléctricos o estructura de puntos de recarga. Sin embargo, reincidimos en la necesidad de liberar no solo los saldos existentes como ya han pedido muchos alcaldes sino que estos recursos también se puedan destinar a proyectos de rehabilitación, infraestructura, eficiencia energética o autoconsumo; la derogación del Yugo Montoro de limitación de gasto a los ayuntamientos que se establece en la Ley Orgánica 2/2012 permitiría aumentar una capacidad y dinámica de agilización de recursos mucho mayor a las administraciones locales, algo que venimos reclamando desde la Fundación Renovables. La actuación en áreas urbanas es la base para la reactivación económica y social y creemos que es una oportunidad perdida la no modificación de la Ley Reguladora de Bases del Régimen Local de 1985 en aras a aumentar la capacidad de actuación municipal»

Más allá de las fallas que ve la Fundación, que acabamos de repasar, y más allá del aprobado general que de ella recibe el RDL, en su análisis destacan estos extremos.

- Acceso y conexión

La Fundación Renovables considera que es positivo que los titulares del permiso dispongan de un plazo máximo de 6 meses para solicitarlo. Así sí se evita –apuntan– la conversión de actos administrativos en especulativos, así como la saturación y congestión de dichos puntos. La FR sin embargo critica que el Real Decreto-ley recién aprobado dé plazos a los titulares de permisos que obtuvieron esos permisos en el año 2013: “Entendemos que, si no tiene un avance administrativo contrastable [el proyecto hipotético], deberían perder el permiso, o, al menos, darle un periodo de tiempo más reducido”.

- Redes de transporte y distribución

El RDL 23 detalla que el porcentaje de inversión anual en la red de transporte asciende de 0,065% al 0,075% del Producto Interior Bruto (PIB) de España durante cada uno de los años del trienio 2020-2022, mientras que el límite en la red de distribución se eleva del 0,13% al 0,14% con base en la tarifa eléctrica de todos los consumidores. Pues bien, según la FR, “esto supone una insistencia en el modelo concesional a los propietarios de dichas redes, sin que se incida en que el esfuerzo sea para avanzar en la digitalización del sistema, aumentado la rentabilidad por inversión y no una política efectiva y coherente de pago por uso que beneficie al consumidor, así como el empleo de inversiones RAB, es decir fijando la retribución a partir de una base regulatoria de activos”.

- Políticas fiscales y de inversión

Como apuntábamos arriba, la Fundación critica con dureza “la ausencia [en el RDL] de medidas para la utilización de la política fiscal con carácter activo para la promoción de iniciativas y para el gravamen del consumo de combustibles”. La Fundación no ahorra calificativos, y considera esa ausencia “incomprensible desde el punto de vista de ser una herramienta clave para acelerar y agilizar objetivos”. La incorporación como única medida de índole fiscal de la libertad de amortización en la realización de actividades de innovación y mejora tecnológica en la industria de la automoción “nos parece insuficiente –apuntan– y solicitamos que sea extensible a otras actividades industriales relacionadas con la sostenibilidad”.

bito industrial, digitalización de redes y en desarrollo de renovables, imprescindibles en este momento de recuperación económica”.

Además, el Real Decreto-ley ajusta excepcionalmente los porcentajes de Producto Interior Bruto (PIB) por los que se rigen la inversión máxima que se dedica a redes de transporte y distribución en el trienio 2020-2022, “de esta manera, se podrá mantener el ritmo inversor previsto originalmente, antes de la crisis del Covid-19, y acometer las actuaciones necesarias para la integración de la nueva generación renovable”.

### ■ *Apoyo a cogeneración (gas, fundamentalmente), lodos de aceite y biomasa*

En el caso de las instalaciones acogidas al régimen retributivo específico cuyos costes de explotación dependen esencialmente del precio del combustible (esto incluye a las instalaciones de cogeneración, a las instalaciones de tratamiento de purines, a las instalaciones de tratamiento de lodos de aceite y a las biomasas), se establece “la revisión del valor de la retribución a la operación, que será de aplicación durante el periodo de vigencia del estado de alarma, para reconocer los efectos de unos menores precios de mercado y de CO<sub>2</sub>, paliando así el impacto que la crisis sanitaria ha tenido sobre sus condiciones de operación”.

### ■ *Transición justa*

Para facilitar la gobernanza y correcta implementación de la Estrategia de Transición Justa del Gobierno de España, “que permitirá el despliegue y financiación de proyectos que garanticen el empleo y la actividad económica en las zonas en transición energética”, el Ejecutivo recuerda que ha creado el Instituto de Transición Justa. El RDL 23 define el objeto de este instituto: “identificar y adoptar medidas que garanticen a trabajadores y territorios afectados por la transición hacia una economía más ecológica, baja en carbono, un tratamiento equitativo y solidario, minimizando los impactos negativos sobre el empleo y la despoblación de estos territorios”.

El Gobierno reconoce explícitamente que “la capacidad de acción de evacuación de los nudos que dejan liberados las centrales térmicas de carbón que cierran es un importante activo para la generación de empleo y nuevos proyectos industriales en las zonas de transición” y adelanta que “la concesión de la totalidad o de parte de dicha capacidad” tendrá en cuenta, además de las cuestiones técnicas y económicas, los potenciales beneficios “medioambientales y sociales”. ■

# La interconexión Norte-Sur, una necesidad para Europa

*Crear una ultra red eléctrica que una Europa, permitiendo que fluya desde el sur hacia el norte la energía generada con el sol, y en sentido contrario la producida en el Mar del Norte con los grandes aerogeneradores eólicos, nos acercaría mucho más al objetivo de descarbonización que la Unión se ha marcado. Se complementaría con la generación de hidrógeno con energías renovables y el almacenamiento con bombeo, las otras dos patas de esta ecuación que propone el físico, experto en energía y exdirector general de MADE Antonio de Lara. Para España supondría, además, la llegada de grandes inversiones para instalar fábricas en las que obtener productos para la nueva economía ecológica.*

Antonio de Lara\*

Hace poco explicaba en un artículo publicado en la revista Agrotécnica (El sur de Europa, punto de apoyo para el avance en la Unión Europea) cómo el campo del sur de Europa en general y el español en particular podrían sumar valor mediante la creación de una ultra red eléctrica europea basada en la tecnología UHVDC (líneas eléctricas en corriente continua que permiten tensiones de hasta 1.100 kV). Se aprovecharía así la alta irradiación solar y el espacio disponible del que goza el sur de Europa mediante la instalación de parques solares que exportarían electricidad hacia el norte.

En el citado artículo, que en realidad trascendía en mucho al tema puramente agrícola, también proponía la creación de un ente europeo encargado de construir y operar esta futura ultra red eléctrica basada en la citada tecnología. Esta red sería la equivalente a la que predicaba el máximo responsable chino de infraestructuras eléctricas al inaugurar la línea Xinjiang-Anhui de 3.324 Km y +/-1100kVCC.

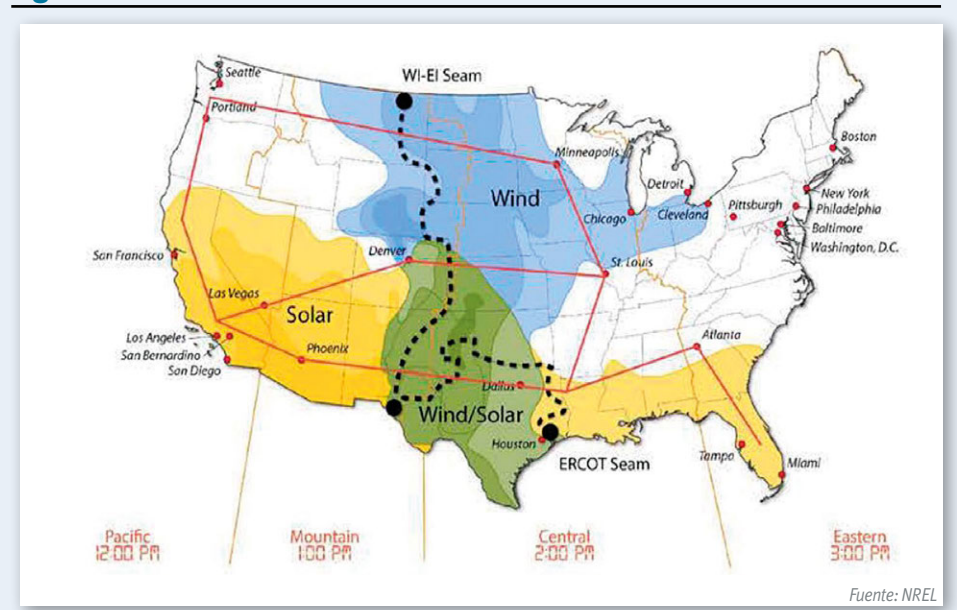
Estados Unidos, la otra potencia global, parece estar también interesada en el tema. El Laboratorio Nacional de Energías Renovables (NREL), en “We’ve been talking about a national grid for years. It might be time to do it”, propone un diseño de líneas HVDC para conectar las distintas zonas de producción renovable en el país (figura 1) en el que recoge zonas de viento, de sol y de ambas energías para trazar dos líneas HVDC, las cuales se entrecruzan con otras de corriente alterna. De esta forma el conjunto consigue un sistema eléctrico que ofrece mayor garantía de potencia, menores pérdidas eléctricas y menor necesidad de acumulación.

El grado de unidad política de Europa no es el de China ni el de EEUU, por lo que una propuesta como la realizada, que aboca al Mercado Interior de la Energía (MIE), entraña gran dificultad política.

En este caso no solo consiste en abrir fronteras sino en romperlas, en entrecruzar países en un aspecto tan vital como es el eléctrico, más si cabe considerando que el mundo energético del futuro será eléctrico. Pero en un contexto de renovables autóctonas con auto-suficiencia energética, renunciar a la optimización a nivel europeo para hacerlo solo a nivel nacional, constituiría una clara renuncia del proyecto europeo. La oportunidad de acometer ahora lo anterior estriba en que estamos inmersos en dos crisis superpuestas: una económica ligada al coronavirus y otra climática por el CO<sub>2</sub>; y las inversiones a realizar interactúan entre ellas para ayudar a salir de ambas.

Se iniciaría así una apuesta a futuro por una ultra red europea, que haría que gran parte de la nueva generación renovable se localizase óptimamente en el ámbito geográfico europeo. La sola visión de este planteamiento tendría ya importantes repercusiones de tipo

Figura 1: Diseño de líneas UHV del NREL





económico, político y social. Lo anterior aboca a la realización de grandes intercambios energéticos entre países muy distantes entre sí, con gran diferencia en latitud que es la que básicamente produce complementariedad energética. Es hora de que, como los americanos, digamos: "Toca hacerlo".

Sin embargo, a nivel español el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima) habla solo de incrementar los intercambios fronterizos, mientras que en el Pacto Verde Europeo no aparece explícitamente una red eléctrica supranacional. Pretender realizar grandes trasvases de electricidad a través de las redes de países intermedios limitaría drásticamente los intercambios, ya que estas redes no fueron diseñadas a tal fin, por lo que aparecerían complejidades administrativas, restricciones de red y pérdidas que las limitarían.

### Energías renovables y e-hidrógeno

A esa necesidad de contar con líneas UHVDC que intercomunican zonas geográficas de altos recursos renovables, se suma otra: la producción de e-hidrógeno a precios competitivos, el elemento clave de la descarbonización. Lo es por dos razones fundamentales:

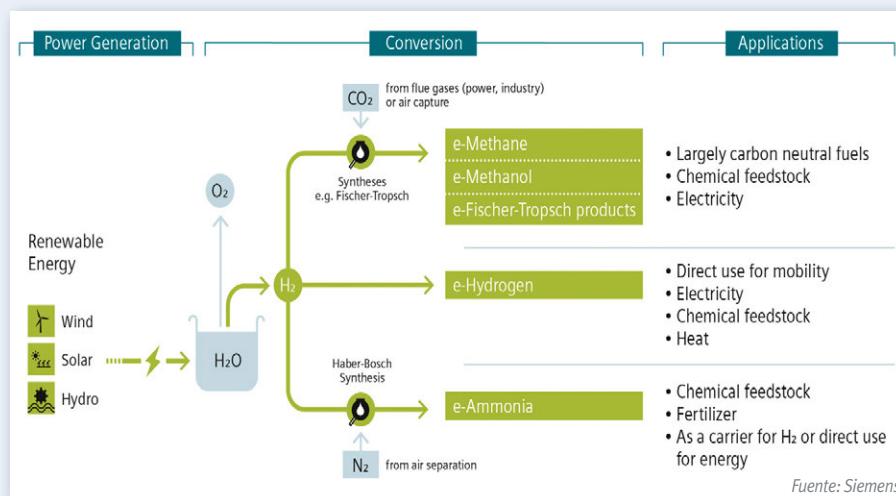
- Está llamado a sustituir gran parte de los combustibles fósiles usados actualmente en aplicaciones no eléctricas. Estos suponen las tres cuartas partes del consumo de energía final actual de la UE.
- La fabricación de e-hidrógeno mediante electrolisis del agua, permitirá gestionar la demanda de electricidad provenientes de "fuentes no despachables" (fuentes de energía eléctrica, como la eólica y la solar, que no pueden ser utilizadas a demanda).

Un reciente estudio realizado por el Hydrogen Council con la colaboración de McKinsey&Company y E4tech (*ath-to-Hydrogen-Competitiveness*), concluye que para el establecimiento del mercado del e-hidrógeno el factor escala es primordial. Es obvio que para ganar escala se necesita incrementar cuota de mercado en las diferentes aplicaciones y para ello la ruta pasa por bajar su coste de producción. Finalmente indica dicho trabajo que los componentes más significativos en su coste serán la energía eléctrica y el volumen de producción alcanzado.

En otro trabajo realizado por GIZ por encargo de los gobiernos de Alemania y Chile se concluye que, para el caso del electrolizador del tipo PEM, el aconsejado para altos volúmenes de producción, por debajo de un factor de capacidad de fabricación del 73%, se entra en una acusada pendiente de subida en los costes de producción, a pesar de ser decrecientes los de la electricidad, como se ve en la fig.3

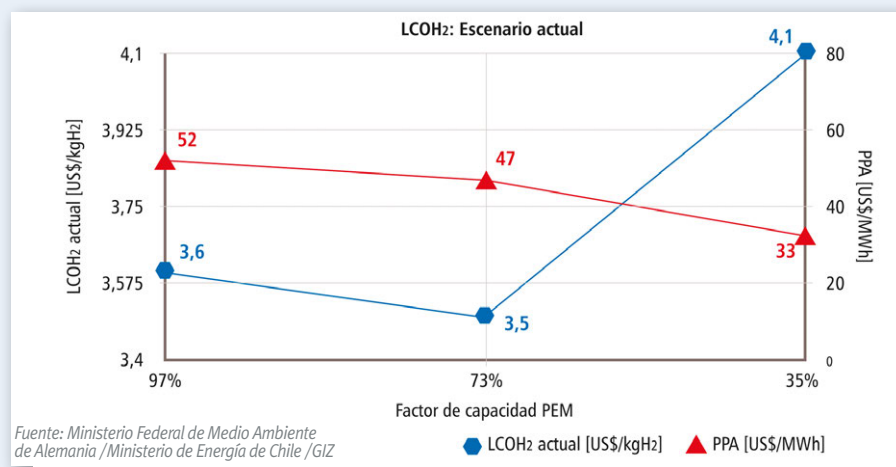
Por tanto, se deben de aprovechar excedentes de electricidad en la producción para reducir costes, pero al mismo tiempo hay que tratar de operar con un factor de capacidad superior al 70% en las instalaciones de fabricación. En base a lo anterior entendemos que para la descarbonización se deberán coordinar los grandes ob-

Figura 2: El hidrógeno y la transición energética



Este esquema, de Siemens, recoge los diferentes procesos de conversión de electricidad en productos sustitutos a través del e-hidrógeno. En él se sitúa al hidrógeno, proveniente de la electrolisis del agua, como vector energético fundamental y a partir de este con tecnologías propias explica cómo es posible alcanzar los diferentes productos alternativos de los fósiles que dan significado a la X (se entiende por X todos los productos intensivos en electricidad con los que se hace gestión de la demanda aplanando la curva de potencia mediante su fabricación).

Figura 3: Costo del e-hidrógeno vs factor de capacidad



jetivos planteados en cuanto a sustitución de energías fósiles por renovables en la generación eléctrica; y establecer el mercado de e-hidrógeno.

Contar con líneas en UHVDC que intercomunicasen zonas geográficas de altos recursos no despachables, instalaciones de producción de e-hidrógeno y grandes acumuladores en ámbito europeo, opino que es la mejor vía para conseguir la necesaria coordinación. Es más, si no se acometiese decididamente creo que además de incurrir en mayores costes se pondrían en peligro las fechas previstas para la descarbonización.

Los consensos a nivel político, la ingeniería y el trazado de las líneas, los permisos de paso, estudios medioambientales, construcción y puesta en marcha de líneas y subestaciones, necesitan tanto tiempo que, incluso con una iniciativa tomada ya, difícilmente se llegaría a 2030 con el sistema dispuesto para iniciar la producción masiva de e-hidrógeno. Los objetivos 2030 no deben ser un escalón en el camino hacia los del 2050, sino un punto de la rampa hacia dicho objetivo.



### Importancia del mallado UHV para optimizar la acumulación

Compartir la acumulación a nivel europeo supondría un gran ahorro en costes de acumulación, dada la grandísima magnitud de la que estamos tratando. Una estimación recientemente realizada por Solar Power Europe en colaboración con la LUT University (Finlandia) sitúa para Europa el aporte eléctrico anual de los acumuladores de las eléctricas en 2050 en el orden de los 2.000 TWh!!

La acumulación por bombeo fue pensada en su día para ajustarse a la demanda eléctrica cambiante a lo largo del día, pero en el futuro, cuando quitemos el colchón de las energías fósiles y trabajemos mayoritariamente con fuentes no despachables, su función tomará mucha mayor importancia. En este sentido, de acuerdo con el citado estudio de Solar Power Europe, se espera en el escenario planteado como Moderado (Fig.4) ya para el año 2030 la aportación por acumuladores sea del orden de 170 TWh.

Es cierto que, en el estudio referenciado se les da mayor participación a las baterías, pero entiendo que, disponiendo de la orografía adecuada para grandes reservas, es muy superior el bombeo para dar servicio a la red.

El NREL tiene abierto un apartado dentro de una iniciativa de I+D para repensar las centrales hidráulicas y de bombeo ante la llegada de las renovables a la red eléctrica. Esto ya se empieza a hacer aquí, pero el gran mercado europeo que abriría la pretendida interconexión, llevaría a replantearse la acumulación en embalses con mucho mayor manejo de energía y potencia que con visión nacional y reducida interconexión. Seguramente las decisiones de *retrofitting* y *repowering* en los embalses actuales ya superarían los 3,5 GW de incremento de bombeo previstos en el PNIEC.

Un caso paradigmático puede ser el embalse de la Almendra (Salamanca) que constituye el vaso superior de la actual central de bombeo mixto de Villarino de 0,81 GW; tiene un volumen útil de 2.586 Hm<sup>3</sup>, la altura del salto es de 410m, descarga en el embalse de Aldeadávila de solo 114 Hm<sup>3</sup> de capacidad. Con dicha altura de salto, cada Hm<sup>3</sup> de agua embalsada tiene una energía potencial del orden de un GWh, lo que le da una capacidad de almacenamiento teórico de 3,12 TWh (fuente: Iberdrola), lo cual es impresionante.

Quizás el ámbito nacional incluyendo las interconexiones previstas en el PNIEC no inviten a planteamientos rupturistas, como buscar ubicaciones alternativas donde desaguar para hacer una gran repotenciación, aunque para ello haya que contar con el vecino portugués. No propongo hacer concretamente esta actuación, la cual requeriría un planteamiento más informado, sino aquellas inversiones en almacenamiento que cobrarían sentido en el ámbito europeo propuesto.

La interconexión UHVDC nos abre al mercado europeo la acumulación por bombeo, impulsando grandes obras de ingeniería civil, que es donde somos fuertes tecnológicamente y empresarialmente. Todo ello nos permitiría llegar a ser, así sí, la "batería europea"

### Extensión a África

Como se ha dicho anteriormente la interconexión propuesta sería el embrión de una futura capa superior de la red actual de los países de la Unión. En un escenario de energías renovables su prolongación a los países del Magreb y norte de África sería su extensión natural.

La empresa líder en esta tecnología, ABB, ya presentaba una visión de este tipo en un folleto divulgativo. Se puede ver en la Fig. 5 cómo se indica que el sur manda energía solar hacia el norte y desde allí se manda energía eólica e hidráulica hacia el sur. ¿Porque no fantasear pensando que más allá de esto, el Sáhara puede ser el lugar de encuentro y colaboración con el continente africano, como ya anticipó hace tiempo la fundación Desertec?

Figura 4: Aporte eléctrico de almacenamientos

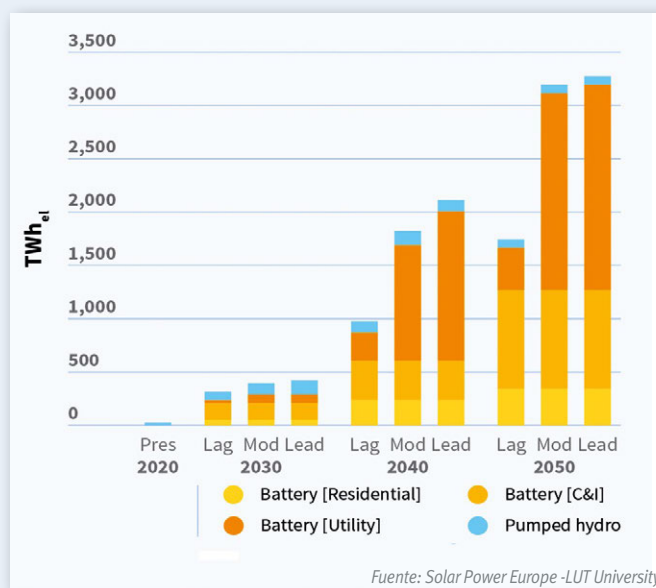
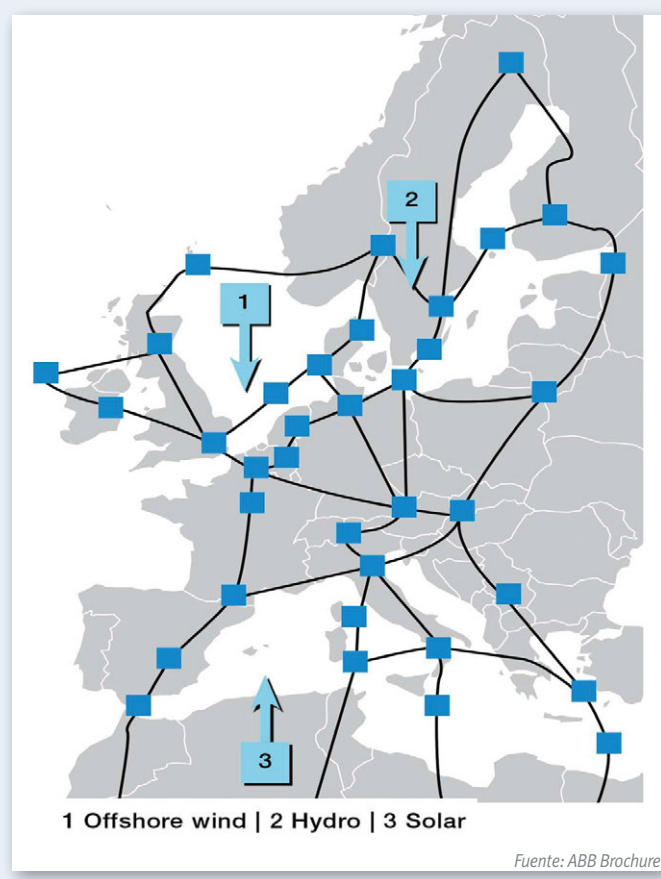
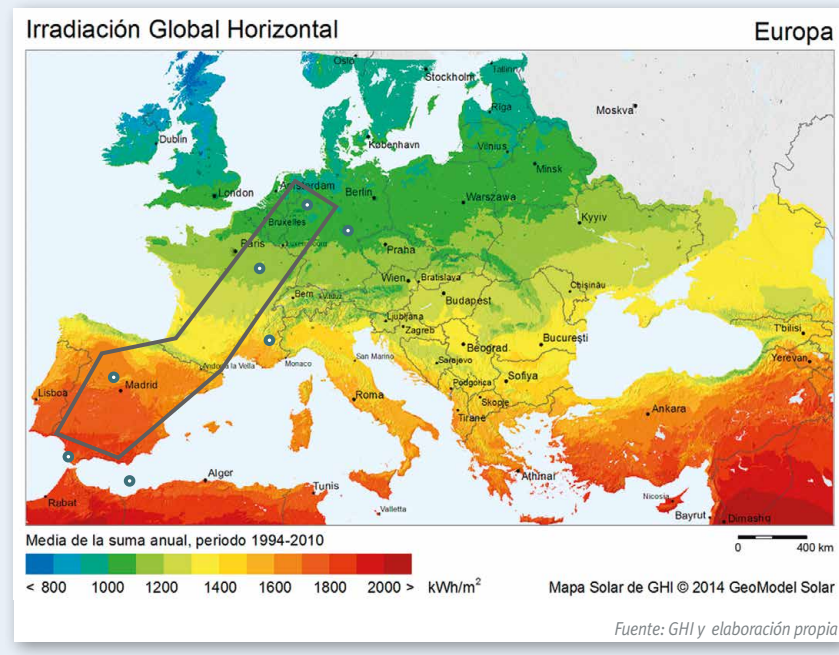


Figura 5: Red europea y conexión con África



Volviendo a la conexión europea, creo que, inicialmente deberían ir dos líneas conectadas entre sí en sus extremos (Fig.6) por dos razones: la primera, para dar seguridad N-1 al servicio y la segunda, para habilitar una especie de embarbado al que se puedan conectar en el futuro los diferentes países y/ o mercados. Se realizarían con líneas de tecnología UHVDC de +/- 1100kV capaces de hasta 13GW cada una.

Figura 6: Esquema propuesto



La solución de cable enterrado o subacuático de UHVDC no podría funcionar actualmente, ya los investigadores han encontrado dificultad en el aislamiento de cables al sobrepasar los 600kV de tensión. Como alternativa, se propone llevar los cables suspendidos dentro de tubos metálicos; sin embargo, enterrar estos tubos estimo que no es práctico por su gran tamaño. El problema no parece ser insoluble visto desde la física y es de esperar que, si la UE se interesase en realizar tan importante trazado de líneas con esta tecnología, con seguridad este problema tendría relativamente pronta solución.

### Oportunidad para España

La energía solar es intermitente cada día y varía a lo largo del año, pero se comporta de forma puntual y conocida, por lo que ofrece una alta garantía de potencia diurna en ciertas regiones como Almería o Huelva, provincias que tienen más de 3.000 horas de sol al año con escasos días nublados. Junto con este primer componente diurno, más la eólica nocturna excedentaria del mar del Norte y ambas dos complementadas con limitado bombeo hidráulico, se podrían conseguir factores de carga superiores al 70% en la fabricación del e-hidrógeno a precios muy competitivos.

En la península Ibérica una de las líneas que planteo pretende recoger en la subestación de su extremo suroeste los parques solares de dicha zona de España y Portugal, la cual además de tener alta irradiación disfruta de más de 3.000 horas de luz al año. He tenido también en cuenta la cercanía del puerto de Huelva y su importante Polo Químico a efectos de la posible ubicación de futuras factorías de e-hidrógeno. Intercalo en esta línea una subestación en el noroeste de la península, no solo para recoger el importante recurso eólico de esta zona, sino también su gran capacidad, actual y futura de almacenamiento por bombeo, tanto de la zona española como portuguesa.

El extremo de la otra línea recogería los soleados parques de las zonas cercanas a la Plataforma Solar de Almería, lugar pionero en la investigación solar y donde se está ensayando la obtención de e-hidrógeno por alta temperatura. Está cercano también el puerto de Cartagena y su Polo Químico como lugar, en su caso, de posible evacuación del e-hidrógeno allí producido.

En estas dos subestaciones, se recibirían los aportes de eólica excedentaria del norte para las factorías intensivas en electricidad de e-hidrógeno y otras que se instalen.

En Francia, país que podría centralizar la gestión de la futura red en UHVDC, he situado dos subestaciones, una de las cuales podría conectar con las líneas provenientes de Italia. En fin, propongo dos subestaciones en el norte-centro de Europa para enviar al sur la energía eólica sobrante del norte durante la noche y durante el día recibir la electricidad solar del sur.

### Impacto ambiental e I+D

En un reciente congreso de la Cigré, representantes de ABB expusieron los retos que ofrece el escalar desde tensiones de +/-800 kV hasta tensiones de +/- 1100kV y más, en corriente continua. Lógicamente las líneas de este tipo por su dimensión impactan negativamente en el medioambiente y tendrían problemas para atravesar ciertas zonas sensibles, ya que tendidos aéreos de estas tensiones necesitan torres de grandes dimensiones. Aun así, actualmente hay líneas de +/-800 kV instaladas en Suecia, país especialmente respetuoso con el medioambiente.

Así, la interconexión propuesta podría llevar carga hacia el norte durante el día y hacerlo hacia el sur por la noche. Esta operación realizada para el e-hidrógeno a bajos precios, podría realizarse para otros productos intensivos en electricidad como aceros de alta calidad, aluminio etc. en base a la interrumpibilidad en sus contratos de suministro.

Se podrían instalar entre ambas ubicaciones unos 20 GW de energía solar de forma programada y progresiva. Esto aseguraría la utilización de las líneas durante todo el año en sentido sur-norte, mientras que los flujos norte-sur serían más irregulares, sin que eso fuese problema al tener clientes interrumpibles y como salvaguarda el bombeo. Los fabricantes de e-hidrógeno y los gestores del bombeo hidráulico podrían también comprar en verano el exceso de los parques solares que permite la configuración propuesta con seguridad N-1 de las líneas, a costes muy competitivos. El titular del bombeo sería el centro de la mayoría de las transacciones, al hacer despachable tanto de la electricidad generada en los parques solares, como la excedentaria proveniente de los emplazamientos eólicos del norte. Así se iniciaría un círculo virtuoso, el cual iría ganando escala basado en los buenos precios eléctricos para avanzar en la descarbonización.



*\*Antonio de Lara es físico y MBA. Entre otros cargos, ha sido administrador y director general de MADE y MADE Tecnologías Renovables (a través de la cual Endesa se inició en las tecnologías eólica y solar), responsable de planificación, ingeniería, I+D y desarrollo en Sevillana de Electricidad, y vicepresidente de la Cámara de Comercio del Campo de Gibraltar.*



EÓLICA

# Hay que reciclar 14.000 palas de aerogeneradores

*La primera generación de aerogeneradores está empezando a llegar al final de su vida, lo que se traduce en que en torno a 14.000 palas eólicas serán desmanteladas en Europa para 2023. El reciclaje de todo este material es una prioridad para WindEurope. La asociación europea de la industria eólica ha firmado una alianza con el Consejo Europeo de la Industria Química (Cefic) y la Asociación Europea de la Industria de Materiales Compuestos (EuCIA) para diseñar las mejores estrategias de reciclaje en el marco de la economía circular. Lo cierto es que está casi todo por hacer.*

ER

**E**n la actualidad, entre el 85 y el 90% de un aerogenerador puede ser reciclado. Pero las palas representan un desafío específico. Hechas de complejos materiales compuestos (composites), a fin de lograr palas más ligeras y duraderas, requieren procesos específicos de reciclaje. En un primer informe que lleva por título Accelerating Wind Turbine Blade Circularity, WindEurope, Cefic y EuCIA presentan las mejo-

res estrategias identificadas hasta el momento para el reciclaje de todo este material.

“Invertir en la producción de energía renovable y en soluciones circulares debería ser uno de los principales impulsores de la recuperación económica”, afirma el director general de Cefic, Marco Mensink. “Estoy muy orgulloso de la asociación que hemos construido con la cadena de suministro de energía eólica para encontrar una solución eficaz para

el reciclaje de las palas. Esto demuestra que las alianzas entre industrias y cadenas de valor son una herramienta muy poderosa para acelerar la innovación y ampliar las tecnologías punteras”.

El director general de WindEurope, Giles Dickson, explica que la primera generación de aerogeneradores está empezando a llegar al final de su vida operativa: “muchos de ellos serán reemplazados por turbinas modernas y más eficientes; estimamos que 14.000 palas eólicas serán desmanteladas en Europa para el 2023. El reciclaje de estas viejas palas es una prioridad para nosotros, ya que estamos comprometidos con los principios de la economía circular. Nuestra colaboración con Cefic y EuCIA es clave para ampliar las tecnologías de reciclaje y las cadenas de valor necesarias”.

## ■ Se buscan tecnologías de reciclaje sostenibles y viables

Si bien es cierto que el problema derivado de miles de palas fuera de uso es relativamente nuevo, también lo es que hasta el momento se ha hablado de su reciclaje pero se ha avanzado más bien poco. “Nos comprometemos a apoyar a la industria de los materiales compuestos en la búsqueda de tecnologías de reciclaje fiables”, apunta Roberto Frassine, presidente de EuCIA. “Nuestra colaboración con WindEurope y Cefic es un gran ejemplo de cómo podemos avanzar hacia el establecimiento de soluciones que sean a la vez sostenibles y económicamente viables. EuCIA ha estado trabajando duro para estimar mejor



la cantidad de desechos de composites al final de su vida útil en Europa. A través de WindEurope hemos podido validar nuestros hallazgos para los mercados eólicos, que serán la base de futuros programas estratégicos y acciones para promover el reciclaje de los materiales compuestos”.

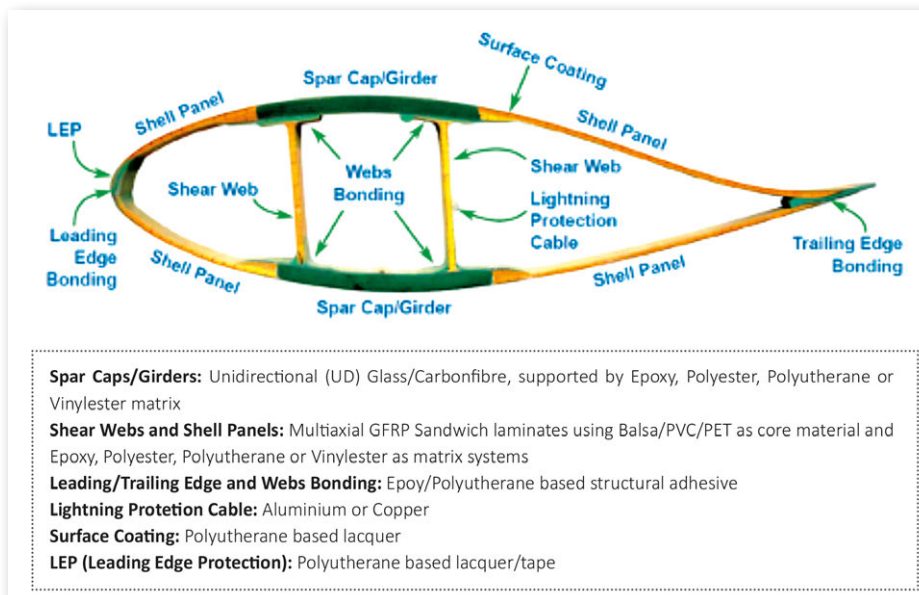
Estas son las principales conclusiones del informe *Accelerating Wind Turbine Blade Circularity*, presentado a finales de mayo:

- Existen diferentes tecnologías para reciclar las palas de las turbinas eólicas, pero no todas ellas están disponibles a escala industrial ni son económicamente competitivas.

- La mejor estrategia de reciclaje para las palas eólicas es aquella que combina el diseño, las pruebas, el mantenimiento, las actualizaciones y la tecnología apropiada, a fin de asegurar que se recupere el máximo valor del material a lo largo de su vida útil. Para ello es necesario comprender mejor los impactos ambientales asociados a la elección de los materiales durante el diseño y a los diferentes métodos de tratamiento de los desechos al final de la vida útil.

- El reciclaje de materiales compuestos es un desafío transversal. Se requiere la participación activa de todos los sectores que utilizan composites, y de las administraciones, para desarrollar soluciones rentables y cadenas de valor europeas sólidas.

- A fecha de hoy, la solución habitual de reciclaje que se da a estos desechos es utilizarlos en la fabricación de cemento. WindEurope, Cefic y EuCIA apoyan firmemente el aumento y la mejora del reciclado de composite mediante el desarrollo de tecnologías de reciclado alternativas. Para ello, dicen, es necesario aumentar la financiación de



la investigación y la innovación. Crean, asimismo, que las rutas de tratamiento existentes, como el citado co-tratamiento del cemento, deben desplegarse más, dado el creciente aumento de este tipo de materiales de desecho.

### ■ Tecnologías actuales

Los composites o resinas compuestas son materiales sintéticos mezclados heterogéneamente, que dotan al conjunto de unas propiedades físicas que lo mejoran. Se usan en variados sectores, como el aeronáutico, la automoción o las energías renovables (aerogeneradores), debido a que presentan unas propiedades mecánicas muy similares a las de muchos metales y al mismo tiempo pesan muy poco.

Una vez llegado el final de su vida útil, el objetivo sería recuperar todos los los materiales con valor económico, fundamentalmente fibra de vidrio y productos plásticos,

*En este gráfico de TPI Composites de la sección de una pala se puede ver la variedad de materiales que coexisten en la pala: fibra de vidrio, fibra de carbono, epoxi, poliéster, poliuretano, polietileno, PVC, PET, aluminio o cobre (para la protección contra rayos), etc.*

*En la página anterior, aparcamiento de bicis en Aalborg (Dinamarca), construido con una pala reciclada*

con la suficiente calidad y prestaciones para que puedan ser utilizados en otras actividades económicas a un precio razonable. Hasta ahora lo más habitual es reutilizar los minerales del composite en la fabricación de cemento y utilizar la fracción orgánica que contienen como combustible. A través de ese proceso, se reduce significativamente la generación de CO<sub>2</sub> asociada a la fabricación de cemento (hasta un 16% de reducción de CO<sub>2</sub> cuando los residuos de composite llegan a ser el 75%). Según indican desde WindEurope, esta tecnología de reciclaje está ya disponible comercialmente para procesar grandes volúmenes de desechos de composite, aunque no en todas las geografías.

Otras tecnologías alternativas que se están desarrollando son el reciclado mecánico, la solvólisis (proceso basado en una reacción de despolimerización termoquímica utilizando agua como solvente) y la pirólisis (esta técnica permite separar las fibras de la resina y recuperar parte de ellas). El objetivo último es obtener nuevos materiales de alto rendimiento a partir del viejo composite que pueda ser empleado por la industria, incluida la eólica, y lograr su máxima circularidad.

#### ■ Más información:

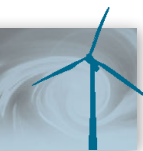
→ <https://windeurope.org>  
→ [www.aeeolica.org](http://www.aeeolica.org)

## En busca del “cero residuos”

A primeros de año Vestas anunciaba su intención de producir “cero residuos” antes del 2040. Un objetivo que logrará implementando una nueva estrategia de gestión de residuos e introduciendo un enfoque de economía circular en las diferentes fases de su cadena de valor: diseño, producción, mantenimiento y final de vida útil.

Para aumentar la tasa de reciclabilidad de las palas, hubs y góndolas, Vestas considerará todos los aspectos del ciclo de vida de la turbina. Como primer paso, se introducirán objetivos incrementales para los hubs y las palas, desde el 44% de reciclabilidad actual al 50% en 2025 y al 55% en 2030. La nueva estrategia incluirá medidas para optimizar la sostenibilidad en fábricas como la de Vestas en Daimiel (Ciudad Real), que en la actualidad produce la V150, una de las palas más grandes del mundo con 73 metros de largo.

También se pondrán en marcha varias iniciativas diseñadas para la gestión de palas después del desmontaje. Que incluirán la adopción de nuevas tecnologías de reciclaje óptimas para materiales compuestos, como el reciclado de fibra de vidrio o la recuperación de piezas de plástico. Vestas también implementará un nuevo proceso para el desmontaje de palas, ayudando a sus clientes a reducir los desechos que se envían al vertedero. Sólo los desechos generados por palas eólicas podrían alcanzar los 43 millones de toneladas acumuladas en 2050, según un estudio de la Universidad de Cambridge (Reino Unido).



# Y el ganador del Premio Eolo de Microcuentos 2020 es...

*Como cada año al llegar estar fechas, la Asociación Empresarial Eólica (AEE) ha fallado los premios Eolo en sus diferentes categorías: Innovación, Fotografía, Integración Rural de la eólica y Microcuentos Eólicos. En esta última categoría, que AEE convoca con la colaboración de Energías Renovables, el ganador ha sido Manuel Domínguez Marín con 'El rondador de veletas'. Al concurso, que ya va por su novena edición, se presentaron este año más de 220 relatos.*

**M**anuel Domínguez es originario de San Fernando (Cádiz), agente vendedor del Cupón de la ONCE y dice de sí mismo que es “concursero”. Le encanta escribir y participar en concursos que pongan a prueba su inventiva y su imaginación. Amante de las energías renovables, la eólica concretamente le resulta fascinante por su propia naturaleza autóctona y renovable y por el lugar geográfico en el que vive. Como broma siempre dice que es hijo de dos madres... “De la madre que parió al viento de levante y de

la madre que parió al viento de poniente”. Estudió automoción por lo que cuando comenzó a documentarse sobre la energía eólica, sus mecanismos, sus turbinas, sus parámetros y toda la ingeniería al servicio de esta energía limpia, todo ello provocó que las frases fluyeran solas en la creación del relato ganador. “O quizás fue la inspiración de una musa enviada por el mismo dios, Eolo”, bromea Manuel.

El premio consiste en la visita a un parque eólico con posibilidad de subir a un aerogenerador.

## EL GANADOR

### ■ El rondador de veletas

*Javier Domínguez Marín*

La inventiva se derrama, plácida, meciéndose mágicamente entre anemómetros de veleta, de ultrasonidos. El Miguel Ángel del cielo, el Dopler, dibuja imágenes tridimensionales a doscientos metros de altura, todo es magia entre ciclos, entre microcirculaciones.

Giran las aspas, preñando las turbinas de kilowatios, sin fecha de caducidad. Desde lo alto, todo es limpio, puro. Vientos que avanzan de tierra al mar, del mar a tierra. Vientos de molinos con gigantes, inmortales, vientos gratuitos. Rondadores de veletas, de faldas vaporosas, de palas, de rotores... de góndolas y generadores.

Era tan fácil hacerlo bien, siempre está ahí, promesas que lleva el viento.

## FINALISTAS

### ■ Camino del enchufe

*Javier Revilla Cuesta*

Por el camino de cobre del cable eléctrico, el peregrinaje de electrones camina ordenadamente hacia el enchufe con sus mochilas

repletas de carga negativa. En este hervidero de partículas elementales, dos de los electrones más longevos van hablando de sus cosas.

— ¡Estoy harto de comer hollín y respirar dióxido de carbono!

— Pues, ¡anda que yo...! ¡tengo restos de hidrocarburo hasta en el colombio!

Un grupo de electrones jóvenes y limpios los adelanta en un soplido. Todos de punta en blanco y con tres brazos.

— ¡Mira qué diferencia de potencial!

— Y sin sobretensionarse...

— Te digo yo que estos nos jubilan.

### ■ No va más

*Walter Damian Ciancia Martens*

Ricardo: se terminó. Esta relación se quedó sin energía, no es una relación sustentable, quemamos todo; los ahorros, las salidas, mi sueldo. En casa ya no puedo respirar del monóxido que generamos. Necesito una relación sustentable, una relación que no nos perjudique, una relación sin dependencias. Me voy a hacer eólico. La decisión está tomada. Creo que es momento de escucharme a mí. Quiero una relación más natural, que no dependa de comer en restaurantes lujosos y parar en los mejores hoteles. Nos falta algo, Ricardo, algo que nos una por sobre todas esas cosas, nos falta viento.

### ■ Molinillo de viento

*Valentín García Valedor*

Cuando llega la hora, no piensa en ese virus malo que nos ha llevado a tal estado de alarma.

En su respiración nerviosa se percibe ese momento mágico esperado para evadirse de esta triste reclusión.

Es una costumbre que ha incorporado desde los inicios del confinamiento, desde que pudo hacer y exponer su primera obra eólica al vecindario.

Al salir al balcón, se iluminan sus ojitos mientras coloca su nuevo y colorido molinillo de viento.

— ¡Rueda, papá, rueda!

— Maravilloso, cariño.

Y no dejo de pensar que a todos nos vendrían bien ahora esos soplos de aire fresco.

### ■ Pueblos abandonados

*José Martín-Retortillo Baquer*

Era de noche. Solo alumbraba la luz de la luna. Ninguno encontramos la linterna, ni había vela alguna. Llovía.

El refugio era una reducida casucha de pastores. Anduvimos seis horas de marcha. Nos quedaba otra larga jornada para finalizar la excursión. Tres días por la sierra, durmiendo en casetas pastoriles de aldeas



abandonadas. No había llegado el turismo de montaña como en las cordilleras famosas. Algunos pueblos renacían con la llegada de nuevos servicios. Se abastecían recientemente de energía eólica.

Los abuelos se acostumbraron muy pronto a mirar los molinos, como antes las nubes. Soplaba el viento.

### ■ Vientos renovadores en la España vaciada

*Victor Fernández González*

“El viento, acariciaba los campos y montes en rincones de la España rural, generando que cientos de electrones renovables viajaran raudos y veloces por las autopistas eléctricas atravesando la península camino de grises ciudades”.

Y es que, desde que a principios de siglo los molinos de viento comenzaron a habitar las despobladas zonas rurales, llevando consigo alguna esperanza tras décadas de decadencia, no solo asumieron el protagonismo de excepcionales panorámicas en inmejorables parajes, sino que además se asentaron como la principal punta de lanza de la ansiada transformación de lo gris en puro y de lo contaminante en verde.

### ■ Rescribir la historia

*José A. Gago Martín*

El coche avanza paralelo a la línea de aerogeneradores que agitan sus brazos en la ladera.

—Te imaginas, —dijo la mujer al volante, sin apartar la vista de la carretera—, que Cervantes se reencarnara. Tendría que ponerle una buena lanza a don Quijote para que alcanzara esas aspas.

—No estaría mal, —replica él. Pega la cara al cristal para apreciar mejor sus dimen-

siones—. Pero Cervantes era un adelantado a su tiempo, no estrellaría al pobre Quijote otra vez contra los molinos. Haría lo más razonable.

—¿Qué es lo razonable?, —pregunta ella.

—Pues darle a don Quijote un coche eléctrico.

### ■ Todo fue mejor

*Rolando López Concepción*

Donde se cuenta lo que sucedió el día en que la humanidad decidió olvidar las retrógradas formas contaminantes de energía y cambió el rumbo por uno más sostenible, sano y equilibrado, que no agotara de modo irracional e imprudente los recursos de todos, regresando así a fuentes de energía renovables como el viento que, al ser autóctonas, limpias y eternas, son las únicas que garantizan un desarrollo real y duradero. Así como se refieren las muchas aventuras que acaecieron a la humanidad en ese proceso. Y se narra con lujo de detalles el resultado de dichas aventuras..

### ■ Cualquier parecido con la realidad

*Sebastián Manuel Barranco Ledo*

—...es pura coincidencia —miento convincentemente al técnico. Arranca el todoterreno y ascendemos la empinada pista hacia el parque eólico.

—Tenemos suerte, la climatología es favorable. Podemos subir —dice.

Desde arriba, la experiencia impresiona. Tarareo una canción italiana.

Le prometí a vuestra madre que la sacaría de la residencia y repetiríamos nuestro viaje de novios a Venecia, 49 años antes. Pero un día llamó el director. Que fuésemos a recoger las cenizas. Sin más explicaciones.

Por eso, supe que si ganaba el “Concurso de microcuentos eólicos”, podría cumplir mi promesa: nuestro último viaje en góndola.

Disimuladamente, esparzo un puñadito.

—Adiós, Mamá.

### ■ Eolo en casa

*Juan Antonio Trillo López*

—Papá, ¿qué son esas cosas que dan vueltas?, preguntó el pequeño Dani a su padre camino de la playa.

—Son aerogeneradores. El viento mueve las aspas y producen energía eólica para que podamos dar la luz, poner la tele, la consola...

—Parece algo mágico... dijo asombrado el niño.

Al llegar al apartamento, el peque puso la tele y su padre le preguntó:

—¿No has notado un poco de viento al encenderla?

—¡Es verdad, en el pelo!, reaccionó sorprendidísimo.

—Es la energía eólica que te dije, le dijo el hombre aguantándose la risa tras haberle soplado en el cogote.

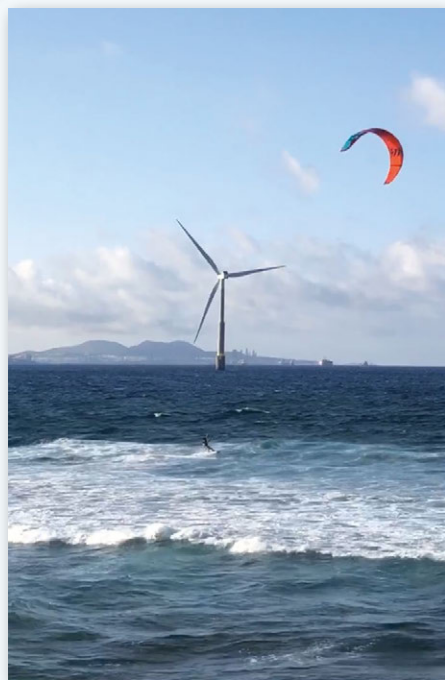
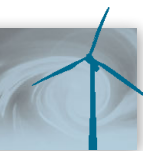
### ■ Siempre estarás ahí

*Carlos Juan Costa*

Justo ahora, que me veo enjaulado tras unos muros. Es en este preciso instante, cuando más añoro tu fuerza en mi rostro.

Justo ahora, recuerdo más arduamente, las veces que me permitiste surcar las aguas que bañan mi tierra.

Justo ahora, que parece que todo llega a su fin... observo a lo lejos, desde mi ventana, como tú, Eolo, continuas incansable moviendo el mundo. Aportándonos la energía renovable necesaria para no desfallecer.



Porque mientras otras energías nocivas y contaminantes perecerán, tú seguirás batiendo tus alas limpiamente, por toda la eternidad.

## ■ Olivia y Lucía, los molinos y el viento

*Gustavo Pérez Onrubia*

Cuando sale del colegio, Lucía se pone su abrigo. Solo se abrocha el botón del cuello, y el viento lo mueve como la capa de una superheroína, su hermana Olivia.

— Olivia, ¿quién mueve el viento?— pregunta.

— Los molinos, Lucía. ¿No te has fijado que cuando sus aspas no giran no hay viento? Mira tu capa cómo se mueve, seguro que hoy no paran de dar vueltas. Esta tarde vamos al monte y los vemos. ¿Qué te parece?

— Fantástico — respondió Lucía sonriendo.

— Pues ¡corre! ¡ven! ¡coge mi mano!

Y cogidas de la mano, las dos hermanas, riendo, se fueron volando.

## ■ Sueños de niño

*Ramón Ferreres Castell*

Muchos vecinos pusieron el grito en el cielo tras la instalación del parque eólico: que si estaba demasiado cerca, que si era un atentado contra el paisaje...; pero a mí me encanta. Sé que, con su ayuda, mis sueños se harán realidad, pues cada mañana un diente de león se cuela por la ventana de mi habitación.

## ■ Libertad

*Nuria Pérez Espasandín*

El viento es la mayor metáfora de la libertad.

Cuando subo a la más alta montaña de nuestro valle y me golpea la cara, la siento. Más dentro que nunca.

Veo estos gigantes bichos blancos que giran y aprovechan su energía para dar electricidad. La aprovechan, pero no la guardan ni la amontonan en una caja.

Y esto es porque la libertad es libre; puede dar luz a quienes la necesiten, pero nunca podrá ser encerrada.

## ■ Me sentí volar... y volé

*Magda García López*

Sin frontera alguna que franquear me sentí libre remolineando alrededor de cimas nevadas, derri tiendo nieves primaverales. Un impulso desmesurado me permitió ahondarme en valles espectaculares con paisajes y construcciones que, vistos desde mi ángulo de visión, sentí inconmensurables.

Mi ímpetu transformado en un vals eólico, de cadencias rítmicas y sinuosas, fue perdiendo altura. Aprecié el paisaje más cercano reconociendo la coreografía de las astas girando rítmicamente alineadas con una belleza estética, cuál ballet, incomparables.

Y acariciando mejillas de sonrisas plétoricas me zarandé hasta los hogares que me acogían admirando la nitidez y la discreción de mi llegada.

*Arriba a la izquierda, "Cómplices marinos al son del viento" de Eva Topham, 2º premio de fotografía Eolo 2020. Debajo, "Buscando el Viento", de José Tomas, tercer premio. En la página anterior, "Tapiz eólico" de Francisco Javier Domínguez, ganador del concurso*

## LOS OTROS EOLO 2020

### ■ Premio Eolo de Integración Rural de la Eólica

La Comarca Montes Torozos, repartida entre las provincias de Valladolid y Palencia, se ha alzado con este premio en su novena edición por tratarse de una comarca modélica en lo que al desarrollo eólico se refiere. La candidatura ha estado compuesta por 12 pueblos de la zona situados en la provincia de Valladolid con 1.753 habitantes en total, en los que se alcanzan 500 MW eólicos repartidos en una docena de parques. Su instalación ha favorecido el impulso y la creación de empleo en la zona y ha ayudado a fomentar el turismo rural y a fijar población en esta comarca despoblada dentro de la denominada 'España vaciada', dedicada tradicionalmente a la ganadería y la agricultura intensiva. Además, en uno de los municipios de la comarca, Castromonte, se va a construir un centro de interpretación de la energía eólica en el que está colaborando la Universidad de Valladolid con fondos de la Unión Europea.

### ■ Premio Eolo de Innovación 2020

El proyecto LIFEX de la compañía Altran, que tiene como finalidad crear y desarrollar un modelo novedoso capaz de analizar, controlar y calcular la vida remanente de cualquier tipo de aerogenerador ajustándose a las características y condiciones de operación de cada uno de ellos, ha sido galardonado con el Premio Eolo de Innovación 2020.

El jurado, formado por el órgano gestor de la plataforma tecnológica Reoltec, ha valorado en especial el carácter novedoso de este proyecto, que plantea como objetivo principal una solución objetivamente más avanzada con respecto a lo existente en la actualidad, basándose en un modelo que puede ser utilizado para cada tipo de aerogenerador de forma sencilla y no viéndose limitada por la información de diseño proporcionada por parte del fabricante. Altran forma parte de Capgemini, uno de los líderes mundiales en servicios de consultoría, transformación digital, tecnología e ingeniería.

### ■ Premio Eolo de Fotografía 2020

En la edición del Premio Eolo de Fotografía de 2020, AEE ha recibido más de 170 fotografías. El jurado, formado por periodistas especializados en energía y representantes de empresas del sector eólico, así como parte del equipo de AEE, ha reconocido con el primer puesto la fotografía 'Tapiz eólico' de Javier Domínguez, más conocido como 'Jadoga' en el mundo de la fotografía. Diplomado en Enfermería y afincado en Jerez de la Frontera, Javier compagina desde hace años sus labores como DUE colaborando como formador en fotografía en numerosas entidades nacionales sin ánimo de lucro, universidades y colectivos fotográficos.

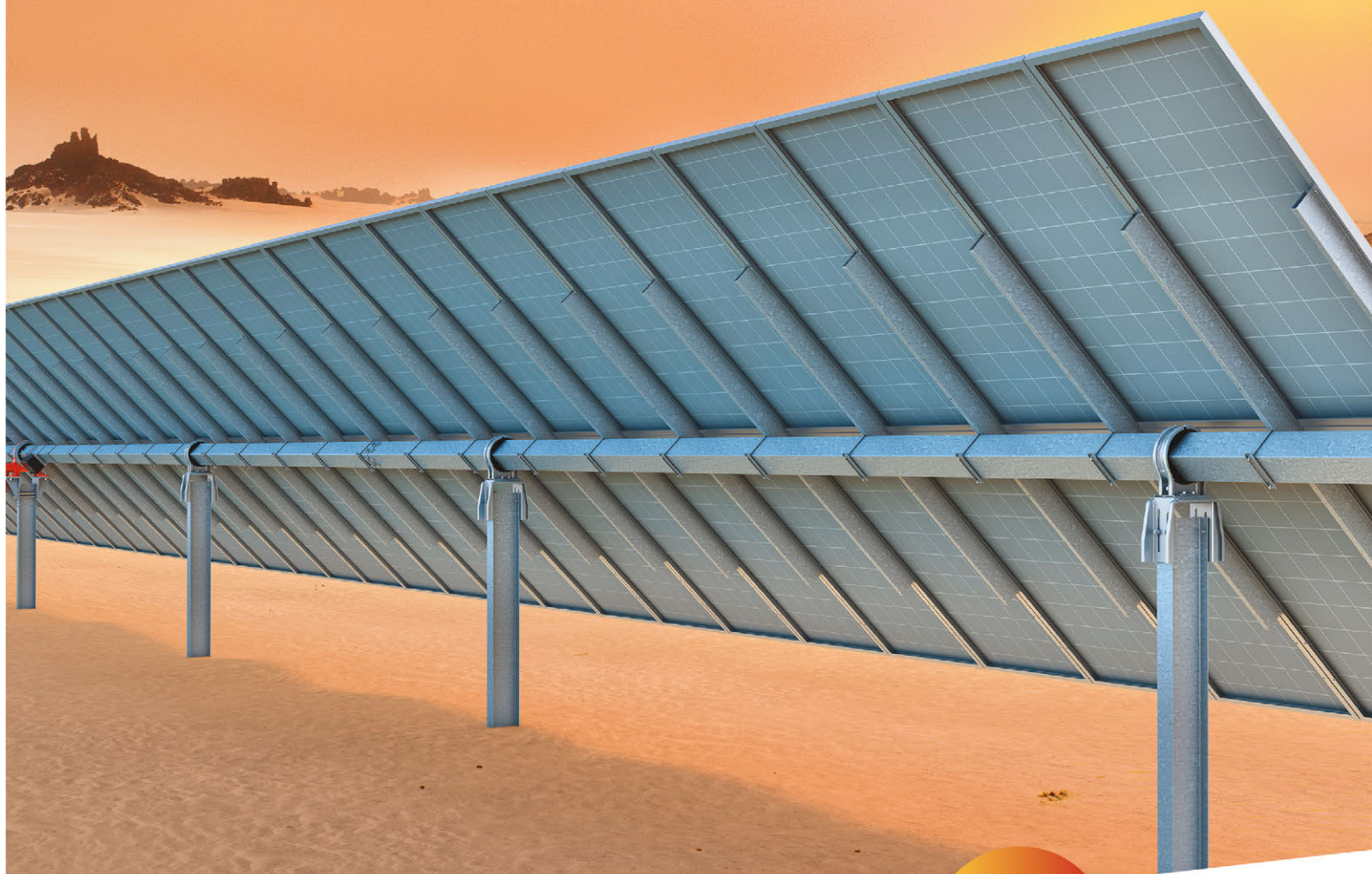
■ Más información: [www.aeelica.org](http://www.aeelica.org)

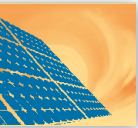


# Transformamos la energía en **liderazgo.**

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.





# Agrovoltaica, en busca de la simbiosis perfecta en agricultura y solar fotovoltaica

*La Plataforma por un Nuevo Modelo Energético (Px1NME) presentaba en mayo pasado una propuesta que conjuga agricultura y energía solar y pedía que se investiguen e impulsen las posibilidades que ofrece esta novedosa opción, denominada agrovoltaica, en España. La idea es montar una instalación fotovoltaica en el mismo terreno que un cultivo existente con la finalidad de que la instalación solar genere electricidad, ocupando el mínimo suelo posible, y al mismo tiempo permita o incluso favorezca el desarrollo del cultivo.*

Pepa Mosquera

**L**a agrovoltaica cumple una interesante doble función. Por un lado, combate el cambio climático, al generar electricidad a partir de una fuente de energía renovable. Por otro, puede reducir los efectos negativos del calentamiento global sobre los cultivos. Además, facilita el autoconsumo y supone otra oportunidad para el mundo rural. Muy en especial para muchas zonas de la España Vacía.

La Px1NME explica todo ello con detalle en el documento Agrovoltaica: Sumando agricultura y electricidad solar, en el que indica los criterios generales a seguir en estas instalaciones, en principio fijas y emplazadas sobre un cultivo existente. Se trata de que no dificulten las tareas agrícolas, ocupen el mínimo suelo posible y permitan el paso de la luz suficiente (directa del sol y/o difusa) tanto a los paneles como a las plantas. Teniendo en cuenta, además, que todo ello puede requerir una estructura más elevada para colocar los paneles y una densidad fotovoltaica menor que si no hubiera cultivos.

En general, los paneles pueden proporcionar protección contra excesos de insolación y el granizo, por ejemplo, y ayudar a mantener la humedad del suelo, mientras que la estructura de la instalación solar puede servir, a la vez, como soporte de redes anti-pájaros. Hay que tener en cuenta, en cualquier caso, el efecto de la insolación sobre el rendimiento del cultivo. Como explican desde la Plataforma, una menor insolación puede disminuir el rendimiento del cultivo o retrasar su maduración. En otros casos, en cultivos que requieren más sombra, por ejemplo, puede aumentar su rendimiento. Otros aspectos a considerar son que los paneles pueden alterar la distribución del agua de lluvia en el suelo (menos homogénea, pero con menor evapotranspiración) o dificultar la mecanización.

Por tanto, antes de dar ningún paso hay que estudiar con detalle dónde y cómo se va a ubicar la instalación. Pero también puede ocurrir que los efectos negativos podrían dejar de serlo y hasta convertirse en positivos introduciendo medidas novedosas, o eli-

giendo otros cultivos. Como dicen desde la Px1NME, este es un terreno en el que queda mucho por investigar y experimentar, por ejemplo con especies vegetales más propicias a la sombra, o cultivando dos especies en filas alternadas, determinando la separación entre paneles que proporcione el equilibrio óptimo de insolación entre ambas actividades. Otra posibilidad (aunque más cara) consiste en que los paneles sean orientables, de un eje mejorados por ejemplo, preferiblemente bajo el control de sistemas informáticos que no solo permitan maximizar la producción fotovoltaica sino también adaptarse a las necesidades del cultivo y de las condiciones meteorológicas.

## ■ Francia, a la cabeza

Aunque la agrovoltaica es muy incipiente, el documento de la Px1NME presenta varios ejemplos reales de ella, realizados en distintos tipos de cultivo y repartidos por el mundo. Son soluciones puestas en marcha en países como Francia, que encabeza el desarrollo mundial de esta simbiosis, Estados Unidos, Japón o Alemania. Van desde instalaciones sencillas hasta las soluciones móviles y se han aplicado en varios tipos de cultivo: horticultura, viñedos, árboles frutales, etc.

En el caso de los árboles frutales hay, de hecho, varios ejemplos de explotaciones que



## “En Agrovoltaica está todo por ver”

Pepa Mosquera

### ■ ¿Cuándo surgió la idea de combinar la agricultura y la energía solar y dónde?

■ La agrovoltaica se viene haciendo desde hace bastantes años, aunque de forma muy puntual. Se encuentra aquí y allá, también en España, pero hasta hace poco sin apenas publicidad, de forma que no es fácil determinar dónde y cuándo empezó. Lo que está pasando ahora es que el tema cobra interés público y se van “descubriendo” experiencias que llevaban tiempo ahí. Además, es difícil definir a qué llamamos “agrovoltaica”. Habrá quien diga que ya hace agrovoltaica porque tiene paneles fotovoltaicos en la cubierta de un invernadero, como quien los tiene en una nave industrial. ¿Cuenta eso, o ceñimos la definición a algo más específico?

### ■ ¿Hay potencial para el desarrollo de la agrovoltaica en toda España?

■ Obviamente, la España seca parece mejor candidata que la húmeda, por la mayor insolación, pero Francia también es húmeda y es quizá el país más avanzado en este tema.

### ■ ¿Qué tipo de cultivos serían los más adecuados para instalarla?

■ Hay que distinguir entre lo que podemos esperar a corto y a largo plazo. Es importante difundir la idea de que se pueden combinar ambas actividades en una misma superficie, y luego que sean los propietarios de los terrenos los que decidan si les gusta o no, y cómo. El resultado puede no coincidir con lo que uno puede suponer desde fuera del mundo rural. Incluso los expertos se pueden equivocar.

En principio, podemos esperar que al menos las primeras instalaciones, que todavía serán un poco como de prueba, se limiten a superficies pequeñas y medianas. La variedad de los cultivos puede ser muy amplia, a juzgar por las experiencias vistas en otros países: hortalizas, frutales, viñedos..., la lista es muy larga.

A priori tiende a descartarse la agrovoltaica, por ejemplo, en las grandes extensiones de cereal de secano. Pero igual es que no se ha encontrado todavía una solución adecuada. Porque no hay una solución única. Por ejemplo, no se trata sólo de determinar la densidad de paneles que es compatible con un buen crecimiento de un cultivo, en fun-

ción de la sombra que aquellos proyectan sobre este. En la Plataforma por un Nuevo Modelo Energético creemos que es necesario investigar. Si pensamos en el largo plazo puede ser que como fruto de esa investigación se descubra que determinada variedad de un cultivo, que en condiciones normales no se emplea por su menor rendimiento, no solo no lo reduzca sino que lo mejore, si no recibe tanto sol y si el agua del suelo se evapora menos. Está todo por ver.

Hay que tener en cuenta que no vale sólo con sumar los rendimientos de la producción agrícola y de la fotovoltaica. La literatura sobre el tema insiste en que los paneles pueden aportar, además, protección contra el exceso de sol y contra el granizo, lo que se podría cuantificar como un ahorro en la factura del seguro. Y esto, por desgracia, se va haciendo cada día más importante con el cambio climático.

### ■ La agricultura es un sector tradicional, en el que los cambios no suelen resultar fáciles. ¿Está preparada la agricultura española para este tipo de innovaciones?

■ Yo creo que hay de todo. Es verdad, por ejemplo, que gran parte de nuestro campo está en manos de gente muy mayor, que difícilmente se meterá en estas aventuras. Pero precisamente ahí está una de las claves de por qué es urgente hablar de la fotovoltaica. Gran parte de España se está vaciando, no hay relevo generacional, se están abandonando muchas explotaciones agrícolas. Algunas se están sustituyendo por parques fotovoltaicos, lo que puede considerarse un mal menor. A mi juicio esto representa un fracaso. La agrovoltaica debería permitir mantener la actividad agrícola, tan bonita, tan importante y necesaria. Eso sí, renovada, y con unos rendimientos combinados que inviertan ese proceso de abandono.

Por otra parte hay un sector agrícola español muy dinámico, que sabrá aprovechar las oportunidades que se abren con la agrovoltaica, pero también ahí será muy útil un impulso por parte de los poderes públicos, que es lo que estamos intentando crear. En particular querríamos que esta idea calase también en el ámbito de la agricultura ecológica, y que se

sumase a él el mundo cooperativo.

Estamos hablando de agricultura, pero una vez más tenemos que abrir la mente. Desde algo tan simple como poner ovejas a pastar en un parque fotovoltaico para evitar que crezca la hierba (ovejas que disfrutarán de la sombra de los paneles en bonita simbiosis), hasta cubrir parcialmente con paneles los estanques de una piscifactoría para evitar que se sobrecaliente el agua, los límites de la agrovoltaica son los de nuestra imaginación.

### ■ Cuáles son las principales barreras, técnicas y normativas, con las que puede tropezar la agrovoltaica en nuestro país?

■ El de las barreras normativas es uno de los primeros temas que queremos abordar. Estamos empezando y esperamos poder tener pronto un mapa de la situación. De momento parece que hay una incompatibilidad legal específica de los viñedos con otras actividades, y quizá ocurra lo mismo con otros cultivos beneficiarios de la Política Agrícola Común de la Unión Europea (la PAC).

Por el lado fotovoltaico, para nosotros quizá lo más relevante es la necesidad de eliminar las barreras que siguen quedando en el autoconsumo, para que pueda ser la aplicación más interesante de estas instalaciones. En concreto es claramente insuficiente, sobre todo en el ámbito rural, el actual límite de 500 metros entre una instalación de generación “próxima a través de la red” y el punto de consumo, o los puntos de consumo en autoconsumo colectivo. El autoconsumo colectivo permitiría a una población abastecerse de forma muy ventajosa desde los campos de su entorno, especialmente cuando se regule el prometido y esperado reparto dinámico. En Francia parece que van a poder llegar a 20 Km en zonas aisladas. Otra barrera es que la conexión no pueda ser en media tensión.

En cuanto a barreras técnicas, no se me ocurren. Existen ya soluciones comerciales que combinan paneles móviles que se controlan automáticamente mediante un software, que se particulariza para el cultivo concreto de que se trate, que procesa los datos de temperatura, humedad del suelo, previsiones meteorológicas, etc, para asegurar el óptimo rendimiento y la mejor protección de las

## SOLAR FOTOVOLTAICA

plantas. Pero seguramente en una gran mayoría de los casos serán suficientes soluciones más sencillas. En todo caso nos gustaría que unas y otras viniesen de la mano de empresas de aquí, que capacidad técnica nos sobra.

### ■ ¿Puede dificultar su desarrollo que se necesiten pilares altos para colocar los paneles?

■ Claro, en general la solución implica elevar los paneles por encima de la altura de la maquinaria agrícola, y eso supone un coste mayor. Aunque también hay agrovoltaica con los paneles a una altura normal, intercalados entre las plantas. De hecho, estos días he visto una explotación así, con seguidores. Volviendo a los paneles sobre estructuras elevadas, ya que están nos facilitan la instalación de mallas de protección para los pájaros, por ejemplo. Las ideas siguen surgiendo.



...Viene de página 34

se han cubierto con estructuras elevadas con paneles fotovoltaicos. Una de ellas, con albaricoqueros y en Francia, ha mostrado tanto aspectos positivos como negativos: menor necesidad de riego, protección contra el exceso de sol, contra el granizo y fitosanitaria; pero, también, menor producción, algo menor graduación de azúcar, sensibilidad de la fruta al sol y dificultad de mecanización. No obstante, con la venta de la energía generada por los paneles se estima una mejora de ingresos de un 20% de la explotación. En horticultura, el centro público francés INRA está estudiando los rendimientos de lechugas según la densidad de los paneles, con reducciones de rendimiento, hasta ahora, entre ligeras y moderadas. Las plantas adaptan su forma de crecer al menor sol. También se han observado los resultados de una comparativa con y sin fotovoltaica en una plantación de patatas en Alemania, con rendimientos similares o algo inferiores, según la meteorología del año.

### ■ De qué manera podría contribuir la agrovoltaica al desarrollo del campo español? ¿Tenéis algún estudio hecho al respecto?

■ Como decía, estamos empezando. Ni nos ha dado tiempo, ni está dentro de nuestras capacidades abordar un estudio así, pero estamos involucrando a instituciones que sí podrán. De momento lo importante es que todo el mundo con el que hemos contactado se ha mostrado muy interesado en el potencial de esta idea.

### ■ Hablando de contactos, habéis anunciado que vais a crear, junto a IDAE, UPA, ANPIER y UNEF, un grupo de trabajo sobre agrovoltaica. ¿Por dónde va a encaminar sus pasos este nuevo grupo?

■ Los participantes que has mencionado queremos que sean sólo los primeros. Queremos ampliar la presencia de los poderes públicos, estatales y autonómicos.

En Japón se está estudiando el rendimiento del maíz, un cultivo poco tolerante a las sombras. De momento, se ha comprobado que con poca densidad fotovoltaica, el rendimiento se incrementa algo, mientras que con alta densidad FV se reduce también algo. Los mejores resultados, hasta el momento se han obtenido en viñedos, de nuevo en instalaciones experimentales del centro francés INRA, con paneles de inclinación regula-

ble. Aunque las conclusiones definitivas no se esperan hasta 2021, ya se vio en 2019 que la zona de sombra dio más fruto al estar más protegida de los fuertes calores de ese verano. En otra instalación, con paneles orientables, la producción también aumentó, aunque aquí se señala que el alcohol de las uvas bajó un grado.

### ■ Piscifactorías, avicultura...

No son agricultura, pero valen también, aunque en este caso habría que hablar más bien de "piscivoltaica". En Francia —de nuevo— se ha analizado el caso de cría de esturión con los paneles solares cubriendo completamente estanques y se ha comprobado, entre otras ventajas, que el esturión, que en la naturaleza vive en aguas frescas y profundas, lo puede hacer en aguas más someras gracias a que los paneles quitan luz y calor del sol. La idea puede extenderse a otras especies, cambiando las condiciones y utilizando paneles más elevados. El resultado sembraría un inverna-

Y de organizaciones empresariales del sector, como las cooperativas, etc. Y de universidades, para responder a la necesidad de investigación que antes he apuntado. El IDAE nos parece que puede tener un papel clave por su carácter institucional y su vocación innovadora, con capacidad de comunicación y de financiación de proyectos. Un compañero subrayó que la D del IDAE significa diversificación, y ese es el mensaje cuando hablamos de soluciones para el campo.

Necesitaríamos un IDAE de lo agrícola, y creo que en el Ministerio habrá organismos que puedan cumplir ese papel. A nivel de las Comunidades Autónomas creo que hay mucho que se puede hacer. Por tanto de momento estamos en hacer crecer el grupo, y en identificar las barreras normativas por las que antes me preguntabas. Y estamos en aprovechar oportunidades como la que nos brinda *Energías Renovables* para llegar a cuanta más gente mejor. Muchas gracias. ■

dero con paneles sobre la cubierta, si se trata de una instalación cerrada, o se parecería a un cultivo agrovoltaico en abierto, que en climas cálidos permite reducir la evaporación y el fuerte calentamiento del agua por el día. Lo mismo puede valer para una granja avícola o para explotaciones similares, más o menos grandes.

Volviendo al agua, las instalaciones fotovoltaicas sobre balsas de riego, flotantes o no, aprovechan la superficie y reducen la evaporación, siempre con la precaución de las posibles variaciones del nivel de agua. En Corea del Sur, la agrovoltaica se está probando incluso con una planta de producción de sal, que utiliza paneles sumergibles dentro del agua salada a modo experimental.

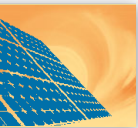
De acuerdo con la PxINME, estos ejemplos apuntan, también, en una dirección: que la agrovoltaica es idónea para superficies de tamaño medio y para el autoconsumo de los propios campos agrícolas. Una combinación que abre el camino a realizar un desarrollo conjunto de autoconsumo-agrovoltaica en el ámbito rural. La Plataforma pide que se estudien las posibilidades que ofrece en nuestro territorio las distintas soluciones de agrovoltaica y, con este fin, ya ha mantenido un encuentro con representantes de IDAE, el Ministerio de Agricultura, UNEF, Anpier y las Organizaciones Profesionales Agrarias (OPA).

*El documento de la PxINME se puede consultar en este enlace: [http://www.nuevomodeloenergetico.org/pgs2/files/5115/8996/0315/Px1NME\\_Agrovoltaica\\_SumandoAgriculturaYElectricidadSolar.pdf](http://www.nuevomodeloenergetico.org/pgs2/files/5115/8996/0315/Px1NME_Agrovoltaica_SumandoAgriculturaYElectricidadSolar.pdf)*

Delivering true value | Higher power, lower LCOE

**Shaping the future.  
Once again.**

**Hi-MO 5**



SOLAR FOTOVOLTAICA

# Así trabaja el mayor sistema antivertido de un autoconsumo sobre cubierta

*La planta cuenta con una potencia instalada de 8 MWp. Wattkraft, en colaboración con Huawei, Powen y SumSol, ha pasado los ensayos que ha realizado el CERE, para la que se considera la mayor instalación fotovoltaica de Europa con sistema antivertido (inyección cero). Así funciona.*

Luis Merino

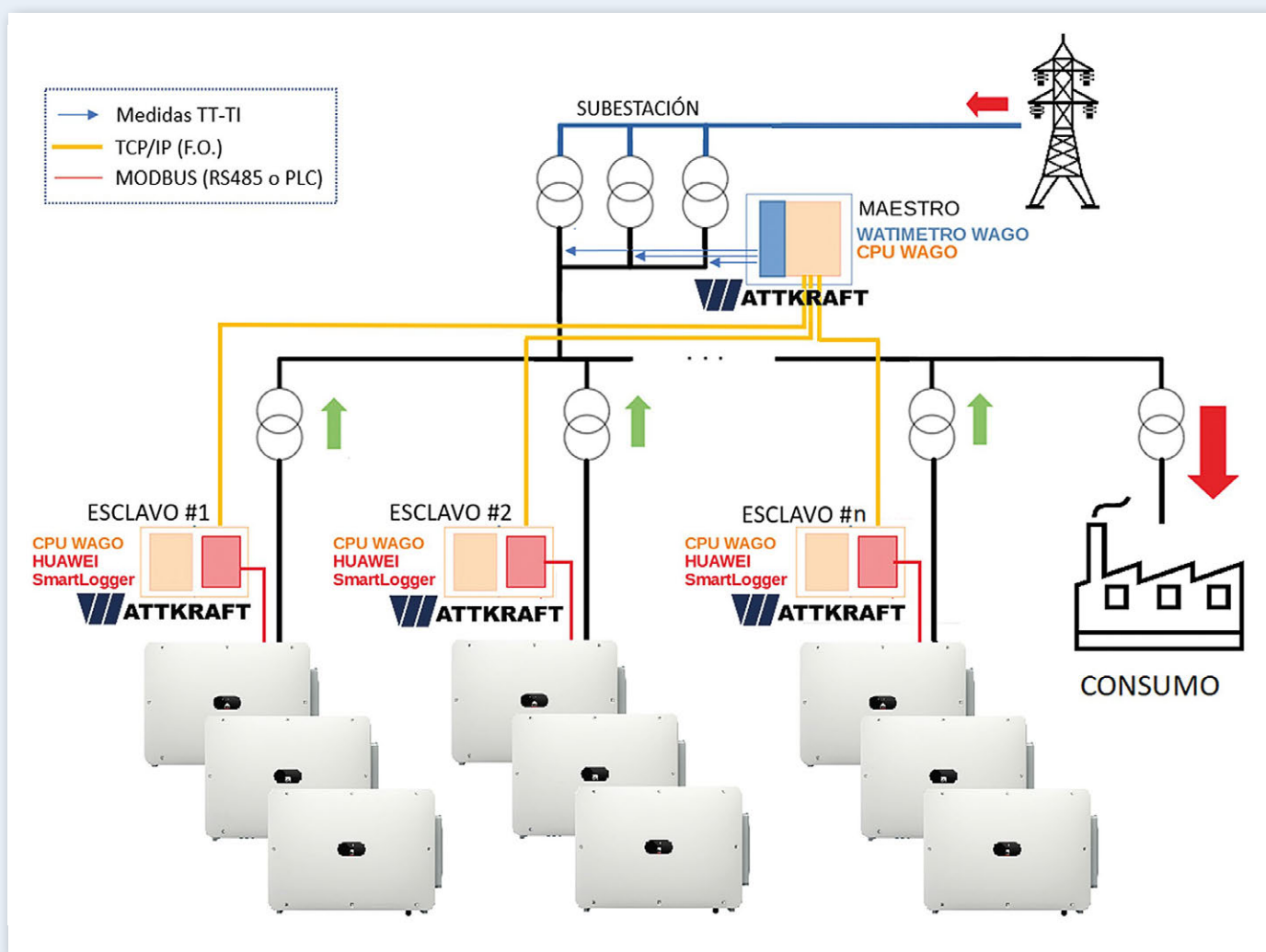
**E**n los últimos dos años, han sido dos los Reales Decretos que han construido el marco legal del autoconsumo en nuestro país. En primer lugar, el RD 15/2018 de 5 de octubre de 2018 ya sentaba las bases de lo que posteriormente se

extendería en el RD 244/2019, ya en abril de 2019. Desde entonces, el sector del autoconsumo fotovoltaico en nuestro país ha vivido una nueva edad dorada (emergencia sanitaria del Covid aparte) y ha dejado atrás años oscuros en los que el total de la potencia

anual instalada en nuestro país no superaba a lo instalado en la ciudad de Bruselas (2.015 MW en el municipio belga frente a 49 MW en toda España). A los 235 MW instalados en 2018 se le añadieron otros 459 MW en 2019.



## Solución antivertido Wattkraft instalada en una red eléctrica multinivel



Parte de ellos son instalaciones de autoconsumo sin excedentes. Instalaciones que, si bien no pueden inyectar excedentes a las redes de distribución y transporte, disfrutan de un tratamiento administrativo simplificado. Los propietarios de instalaciones sin excedentes tienen la ventaja de no estar obligados a tramitar los permisos de acceso y conexión (ni a depositar los correspondientes avales y garantías) y, además, se ahorran los trámites burocráticos asociados a convertirse en productores de energía para formalizar la venta de excedentes.

Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes han demostrado ya ser una opción totalmente válida. Especialmente para aquellos autoconsumidores cuyo nivel de generación se encuentra siempre por debajo del perfil de consumo. Pero también para otros que, aunque en un momento puntual del año puedan “desperdiciar excedentes”, en el balance anual les sale a cuenta este tipo de instalación.

### Dos factores claves en el autoconsumo sin excedentes

Las instalaciones de autoconsumo sin excedentes tienen que contar con un mecanismo antivertido que impida la inyección de energía excedentaria a la red de transporte o de distribución. De ahí que también se las llame de “inyección cero”. Powen, empresa responsable de esta instalación de 8 MW, explica que “estos dispositivos funcionan a nivel de los inversores, reduciendo su potencia de salida de manera sincronizada con el consumo del cliente, para evitar que se genere más energía de la que se puede consumir”. En instalaciones de autoconsumo de más de 100 kWp, la instalación de estos dispositivos antivertido “dependen de dos factores principalmente”:

- **Grado de aprovechamiento de la energía generada (% de autoconsumo)**

En aquellos clientes donde el consumo es tan elevado y constante que es capaz de absorber toda (o casi toda) la energía que produce la instalación fotovoltaica, “es recomendable instalar un sistema de antivertido para asegurar la instalación frente a la red. Además de acortar los plazos es más económico”.

- **Complejidad para el aprovechamiento de la energía excedentaria**

En casos donde la energía excedentaria sea significativa y pueda generar algún rendimiento económico, “se deberá contratar a un agente representante que se encargue de gestionar esa energía en el mercado”. Esto añade unas cargas adicionales de burocracia y además, se aleja del área de negocio de los clientes de autoconsumo. Es recomendable en aquellas instalaciones con consumos muy estacionales, por ejemplo, en el entorno agrícola, donde las plantas fotovoltaicas producen mucha más energía de la que necesitan los clientes fuera de la campaña de riego.

Jesús Heras, Product and Solution Manager de Wattkraft, explica que “para conseguir el diseño óptimo que amortice con la mayor rentabilidad una instalación sin excedentes, el modelo financiero debe alimentarse de un correcto estudio del perfil horario de consumo eléctrico histórico (y a futuro) de la instalación y, a la vez, cruzar esos datos con una estimación precisa de la producción horaria para todo el ciclo anual. Esto último se puede obtener fácilmente, por ejemplo, generando una batería de simulaciones de PVsyst que nos den la producción horaria esperada según un año meteorológico típico y ver qué configuración consigue maximizar el autoconsumo (y por lo tanto el ahorro), minimizando a su vez la inversión (Capex) y los excedentes (por los que no se obtendrá ningún beneficio)”.

### ■ Solución antivertido

La pieza clave para legalizar una instalación de autoconsumo sin excedentes es disponer de una solución antivertido acorde al RD244/2019. Una que mediante informe de ensayos o certificado emitido por un laboratorio acreditado demuestre cumplimiento con los exigentes criterios establecidos por el ITC-BT-40 Anexo I: “Sistemas para evitar el vertido de energía a la red” (mismos requerimientos que la UNE 217001-IN). “Conviene remarcar que no es válida una autodeclaración de conformidad o de cumplimiento emitida por el fabricante de la solución –insiste Heras–. De emplearse un sistema no evaluado por un laboratorio acreditado la planta se encontraría en situación de ilegalidad”.

Las soluciones antivertido existentes para gama de Huawei FusionSolar han sido sometidas a un proceso de ensayos y certificación en laboratorio acreditado por parte del fabricante y son aptas para instalaciones domésticas y comerciales de tamaño mediano con un único punto de medida del balance consumo-generación. Además, su comunicación basada en RS485 tan solo abarca distancias entre el punto de medida y los inversores de unos centenares de metros, con velocidades de comunicación bajas y latencias relativamente elevadas.

Aunque estas soluciones son perfectamente válidas para una gran cantidad de instalaciones, no son aplicables a una tipología de instalaciones que, cada vez más, vemos en el sector del autoconsumo español: instalaciones de mediana y gran potencia con diversas ramas de generación, híbridas (generación y cargas en la misma rama) y/o con largas distancias entre los puntos de generación (los inversores) y los puntos de medida. Estas instalaciones suelen poseer diferentes transformadores tanto en la subestación de



conexión a red como en el nivel de generación fotovoltaica, formando una red multi-nivel como la de la siguiente figura donde las soluciones antivertido más sencillas no son viables.

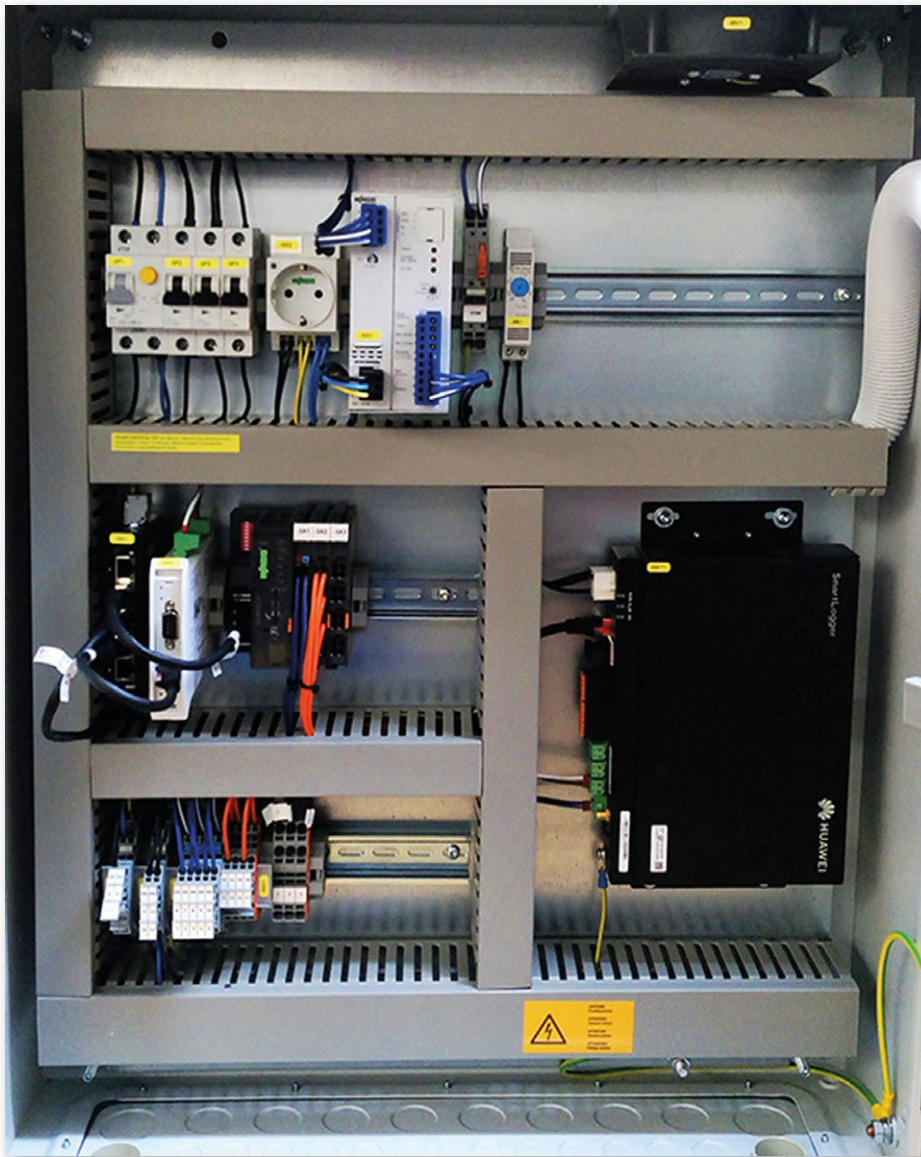
Así fue cómo el equipo de Wattkraft identificó la necesidad de desarrollar un dispositivo que complementara las soluciones antivertido disponibles en la gama de productos Huawei. La solución desarrollada consta de dos tipos de unidades de control fundamentales. Por un lado, una unidad “maestra” que mide el balance eléctrico generación-consumo en tiempo real en el punto de inyección a red (aguas arriba de todas las ramas de generación/consumo) y en la que se ha implementado el algoritmo de inyección cero. Por otro lado, una o varias unidades “esclavas” (en función del número de centros de transformación con inversores conectados aguas abajo) que retransmiten los comandos de regulación de la unidad maes-

tra a los inversores y además hacen de vigilantes de la comunicación.

Ambos equipos, maestro y esclavo, cuentan con CPUs ultra rápidas del fabricante alemán Wago y pueden conectarse mediante fibra óptica. La comunicación se realiza sobre la base del protocolo TCP/IP, a elevada velocidad de transmisión de datos y baja latencia en comparación con la RS-485. De esta forma se logra que los tiempos de respuesta se encuentren por debajo de los dos segundos exigidos por la norma y se solventa la otra limitación que se mencionó anteriormente: las potencialmente largas distancias entre el punto de medida en la subestación y la generación.

“Sin entrar en demasiados detalles técnicos, sí es importante remarcar que la unidad máster tiene integrada un controlador con analizador de redes para la medición indirecta y simultánea de hasta tres puntos diferentes en alta o media tensión”, apunta Jesús





Hay dos tipos de unidades de control fundamentales. Por un lado, una unidad “maestra” (página anterior) que mide el balance eléctrico generación-consumo en tiempo real en el punto de inyección a red, y en la que se ha implementado el algoritmo de inyección cero. Por otro lado, una o varias unidades “esclavas” que retransmiten los comandos de regulación de la unidad maestra a los inversores y además hacen de vigilantes de la comunicación.

en menos de 2 segundos según también establece la norma de antivertido.

### ■ 8 MW de autoconsumo sobre cubierta

Los dispositivos pasaron todas las pruebas necesarias para su legalización en la instalación fotovoltaica de autoconsumo sin excedentes más grande de Europa (8 MW). Un impresionante proyecto en Badajoz que cuenta con 44 inversores Huawei Sun2000-185KTL agrupados en tres centros de transformación conectados en un anillo de media tensión.

“La solución antivertido de Wattkraft cumplió sobradamente con las exigencias legales en todos los ensayos necesarios. El dispositivo, ante los ensayos de desconexiones de cargas, reaccionó en menos de 1,65 segundos ante el corte del vertido y la respuesta ante incrementos de potencia de generación fue incluso más rápida (de unos 1,35 segundos)”, explica Jesús Heras.

El resultado de la prueba de determinar el máximo número de inversores en paralelo estableció que a los efectos de la norma no hay limitación, dado que los tiempos de respuesta con dos equipos fueron incluso menores que con uno. Por lo tanto, existe la posibilidad de añadir tantos inversores como se requiera mediante la inclusión de tantas unidades esclavas como transformadores tenga el proyecto, con un máximo de 80 inversores por transformador. “Este hecho permite que soñemos con batir nuestro propio récord en una nueva instalación de autoconsumo sin excedentes de una capacidad nominal aún mayor”.

El Product and Solution Manager de Wattkraft señala que esta solución antivertido “se encuentra disponible a través de nuestros socios distribuidores habituales, Saclima y SumSol”. El dispositivo cuenta con su correspondiente informe de ensayo N° 20346 realizado por el laboratorio acreditado CERE (*Certification Entity for Renewable Energies*) que demuestra el cumplimiento con los criterios establecidos por el RD244/2019.

■ **Más información:**  
 → [info@wattkraft.com](mailto:info@wattkraft.com)

Heras. De esta forma, se abarcan también instalaciones que cuenten con transformadores o líneas de evacuación redundantes y que hay que medir en paralelo al no tener consumos simétricos. Wattkraft se decantó por un potente analizador de redes también de la marca Wago (con tiempo de muestreo de 20 ms) en lugar de un contador al uso (tiempos típicos de refresco entre 200 ms y 1.000 ms) dada la dificultad inherente de agrupar en tiempo real las medidas tomadas de forma simultánea en varios puntos y tener tiempo de procesar estos datos, de transmitir la orden y que el inversor reaccione a tiempo de cumplir con el requerimiento legal de adaptarse en apenas 2 segundos ante cambios bruscos del nivel de generación o de consumo.

El analizador de redes se puede conectar a los transformadores de medida de la subestación ya existentes. Los transformadores de tensión (TT) han de ser de clase 1 y de 690V

máximo y los transformadores de corriente (TI) de tipo X/5A y clase 1 para cumplir con el mínimo de precisión de los equipos utilizados en los ensayos de laboratorio con los que se ha validado el sistema de autoconsumo.

El controlador de la unidad maestra analiza los datos de los equipos de medida y genera consignas de regulación de potencia que se envían a los *SmartLoggers* de Huawei ubicados en las unidades esclavas garantizando en todo momento que no se evacúen excedentes de generación fotovoltaica a la red.

Las unidades esclavas tienen la función de vigilantes de las comunicaciones entre la unidad maestra en la subestación y los diferentes *SmartLoggers* ubicados en cada uno de los centros de transformación. En caso de pérdida de comunicaciones con la unidad maestra, comandan a los inversores a través de Modbus por un enlace RS-485 o por el cable de AC (PLC) para cortar la generación



# Gonzalo Martín

Secretario general de Protermosolar

*“Confío plenamente en que España pueda volver a ser el referente termosolar mundial”*

El nuevo secretario general de Protermosolar está convencido de que la solar termoeléctrica es la piedra angular para alcanzar la descarbonización completa del sistema eléctrico español, al garantizar un almacenamiento masivo de energía y aportar un respaldo firme y planificable a la penetración con las renovables intermitentes. También cree que si tanto Gobierno como empresas cumplen el PNIEC, España puede volver a liderar el crecimiento de la termosolar en el mundo.

Pepa Mosquera

■ Vd llegó al sector hace ya casi 15 años, cuando se daba el pistoletazo de salida al desarrollo de la termosolar en España. ¿Cómo vivió aquellos momentos?

■ Fueron momentos realmente ilusionantes y en mi caso no era consciente del cambio que se avecinaba. Trabajaba como becario en Abengoa ayudando en el diseño de la torre PS10 pero no podía imaginar que empresas como la propia Abengoa, Sener, Acciona, Cobra y muchas otras se convertirían en referentes mundiales del sector, convirtiendo la marca España en el líder tecnológico indiscutible.

■ Tras esa etapa de “esplendor”, las renovables fueron duramente castigadas. ¿De qué manera afectó el parón a las empresas españolas que estaban empezando a incursionar en el sector termosolar? ¿La internacionalización fue uno de sus efectos colaterales?

■ Confluyeron varios factores. Uno fue alcanzar el límite de capacidad termosolar a instalar que imposibilitó nuevos desarrollos en España. Este hecho forzó a las empresas a buscar nuevos mercados. Muchas de las empresas ya tenían experiencia internacional; sin embargo, para casi todas las pymes del sector supuso todo un hito establecerse en países como Estados Unidos, Sudáfrica, Chile o Marruecos. Algunas de ellas incluso se instalaron con fábricas en esos países.

Adicionalmente, ocurrió el cambio del esquema retributivo de las plantas que estaban ya en operación. Esto no sólo afectó a las plantas nacionales, sino que pensamos que tuvo consecuencias más allá de nuestras fronteras en dos aspectos: el primero es que muchos planes de expansión termosolar de otros gobiernos se vieron cuestionados al ver lo que estaba pasando en España. El segundo fue el cambio drástico que forzó a muchas de nuestras empresas, que tenían un rol de promotor de proyectos, a convertirse en contratistas para terceros.

Aunque todo esto es muy difícil de cuantificar, creemos que contribuyó a una ralentización mundial de la termosolar – coincidiendo precisamente con una espectacular bajada de costes de la fotovoltaica– de la que hemos empezado a salir hace unos años con desarrollos híbridos termosolar-fotovoltaica como el de Dubái, demostrando la complementariedad de ambas tecnologías.

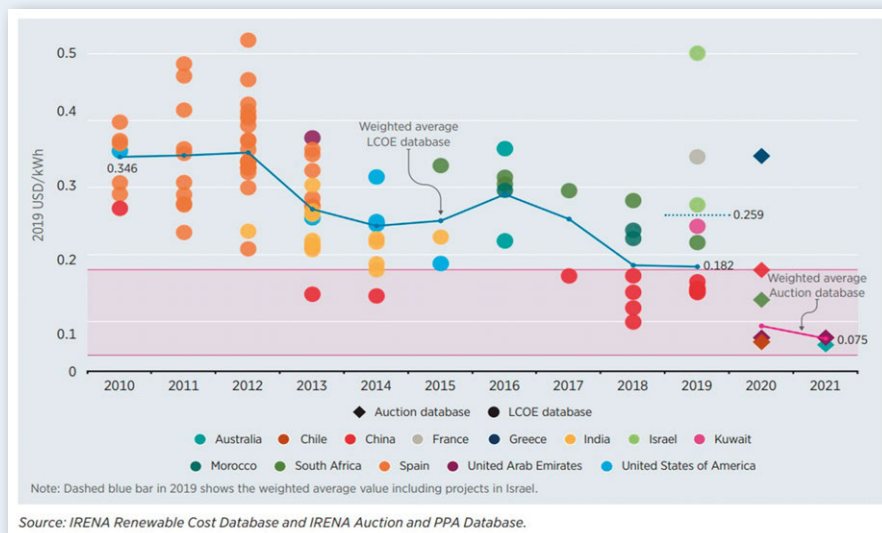


■ Efectivamente, ahora vivimos de nuevo buenos momentos. El PNIEC contempla 5 nuevos gigavatios para esta tecnología de aquí a 2030. ¿Habría que pedir más?

■ En España tenemos 2,3 GW instalados, y eso en su momento fue suficiente para demostrarle al mundo que la tecnología era viable y que nuestras empresas estaban preparadas para construir centrales fiables que una década después siguen operando de manera estable con producciones muy predecibles año tras año. Los 5 GW de nueva capacidad que prevé el PNIEC deben ser suficientes para demostrar la im-

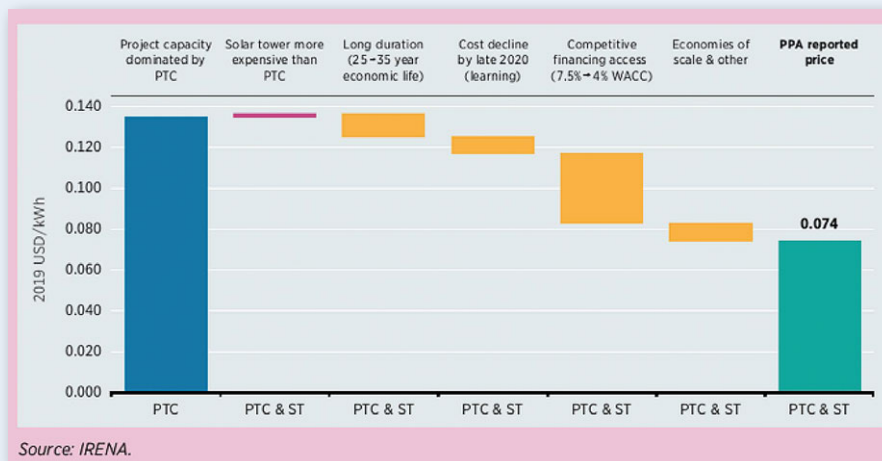


### Coste nivelado de la electricidad y tendencias de los precios de subasta para CP, 2010-2021



La horquilla del precio de los combustibles fósiles está sombreado en rosa y los costes previstos para 2020 y 2021 de termosolar están ya en el rango bajo

### Conciliación del LCOE de un proyecto de referencia de ESTC con el precio PPA del Parque Solar Mohammed bin Rashid Al Maktoum, Fase 4



*“El uso complementario de termosolar con fotovoltaica es la herramienta perfecta que puede aportar el sol al mix energético”*

portancia del rol termosolar en el nuevo *mix* energético, que no es otro que ser la principal –a día de hoy casi la única– fuente de generación renovable nocturna que garantice suministro.

Sin embargo, alcanzar la descarbonización completa, prevista para 2050 en el Pacto Verde Europeo, sí requiere más de 5 GW para poder garantizar un suministro nocturno sin depender de energías fósiles. Querría destacar que una de las medidas del PNIEC está orientada a incrementar el almacenamiento energético, lo cual ayudará a disponer de reservas estratégicas descarbonizadas para casar mejor las curvas de generación y demanda. En almacenamiento distinguimos entre los servicios de almacenamiento de respuesta rápida para el control de frecuencia y voltaje y los de almacenamiento masivos de energía –a un coste mucho menor– para su entrega planificada al sistema. Nosotros nos encontramos en estos segundos servicios, que son los llamados a suplir la demanda nocturna, reduciendo o eliminando la necesidad de un respaldo fósil y por tanto convirtiéndose en la piedra angular para alcanzar la descarbonización completa del sistema eléctrico.

Arriba, planta termosolar de Kathu (Sudáfrica), construida por SENER y ACCIONA



Planta termosolar Solucar en Sanlúcar la Mayor (Sevilla) de Atlantica Yield

■ **¿Tiene capacidad para seguir mejorando esta tecnología?**

■ Completamente. No sólo con mayor almacenamiento, sino como decía antes, con mayores tamaños de turbina que optimicen el coste, con un perfil de funcionamiento orientado a la tarde/noche y con la posibilidad de convertirse en esa reserva estratégica para los picos de demanda, independientemente de que los días anteriores hubieran sido soleados o no. Los costes de generación se han reducido, según la Agencia internacional de Energías Renovables (IRENA), más de un 47% entre 2010 y 2019; y las perspectivas, basadas en las últimas subastas internacionales, prevén una reducción aún más drástica de hasta un 60% adicional en los próximos dos años. Esto ya permite, por un lado, que en determinadas ubicaciones ya sea más atractivo instalar una central termosolar que una de combustibles fósiles y, por otro, conforme aumenta la penetración termosolar en el mix energético, permite que haya asimismo mayor penetración de renovables intermitentes ya que tienen ese respaldo firme y planificable característico de nuestra tecnología.

■ **¿Y en precio? ¿Hay margen para que siga bajando y resulte plenamente competitivo, no ya con las plantas que usan combustibles fósiles sino con otras renovables?**

*“Las baterías eléctricas son la solución para un servicio de almacenamiento de rápida respuesta, pero el almacenamiento masivo, a bajo coste, para un uso planificado durante toda la noche debe provenir de la tecnología termosolar”*

■ El precio al que una planta termosolar puede vender su energía para ser rentable no depende únicamente de los costes “tecnológicos”, es decir, de la inversión en ingeniería, compra de equipos, construcción y mano de obra necesaria para operar la planta, sino también de otros costes externos donde destaca principalmente el financiero. Las plantas previstas para cumplir con los 5 GW del PNIEC pueden suponer una inversión de más de €25 mil millones de los que aproximadamente tres cuartas partes será deuda de proyecto con entidades financieras. Proporcionar un marco retributivo estable en España es la clave para que los costes financieros estén contenidos y no encarezcan la energía. Uno de los principales parámetros que ha permitido establecer el PPA termosolar más bajo hasta la fecha ha sido precisamente la reducción del coste financiero para las plantas de Dubái.

■ **¿De qué manera puede ayudar la termosolar ahora a la reconstrucción del país, a la creación de empleo y de riqueza?**

■ La tecnología termosolar, como he comentado antes, es eminentemente nacional. No sólo a nivel de ingeniería, sino también las empresas constructoras y las que operan y mantienen las plantas. Además, gran parte de la cadena de suministro es nacional. Desde Protermosolar hicimos el pasado mes de abril un documento de propuestas a corto plazo para la recuperación económica, en que cuantificábamos que la termosolar puede aportar más de €1.300 millones de inversión privada y la creación de 5.500 empleos; 50 empleos indefinidos cua-

lificados ubicados en la España Vacía y varios miles en la cadena de suministro, únicamente con la instalación de tanques de sales fundidas en algunas de las plantas existentes, reutilizando y maximizando el uso del resto de la infraestructura (turbina para generación eléctrica, punto de conexión, etc). Esto no requiere nuevas subastas, y responde directamente a la medida del PNIEC de aumentar la capacidad de almacenamiento energético en el país. Es más, apenas supondría sobrecoste al sistema eléctrico ya que si se extiende la vida útil de las instalaciones esta inversión adicional podría acometerse con una refinanciación del activo. Ahora mismo no se puede hacer porque el marco normativo vigente no lo permite, pero si se modificase, sabemos que hay un alto interés en el sector por instalar almacenamiento en las plantas existentes.

### ■ Respecto a las subastas anunciadas por el Gobierno, ¿debería empezarse a hacerse y programarse ya? ¿Qué espera de ellas?

■ Todo el sector renovable, no sólo el termosolar, está esperando que se anuncien estas subastas y que podamos ver el texto concreto que las regirá. Ahora mismo tenemos el PNIEC que establece los objetivos nacionales hasta 2030 para cumplir con el Pacto Verde Europeo, y está tramitándose la Ley de Cambio Climático y Transición Energética donde sí se habla de los procesos de concurrencia competitiva (las subastas) pero sin entrar en el detalle de su funcionamiento. Para proporcionar esa estabilidad que necesitan los inversores y los financiadores, esperamos no sólo la primera subasta, sino un calendario que permita planificar a los promotores su desarrollo a unos años vista, y que las subastas sean lo suficientemente claras para permitir proyectar los ingresos futuros de estas inversiones.

### ■ ¿Cree que España puede volver a liderar el crecimiento de esta tecnología en el mundo?

■ Creo que España puede volver a liderar el sector mundial si cumplimos el PNIEC. Y por cumplir me refiero a todos, gobierno, pero también empresas. El gobierno está marcando la senda, aunque aún falta concretar esos objetivos en un calendario de capacidad asignada que además permita a las empresas planificar sus capacidades. Pero, por otro lado, somos conscientes de que las primeras plantas que se vuelvan a desarrollar en España van a marcar el futuro de las que pudieran venir. Si estas primeras plantas reflejan las reducciones de costes que hemos visto internacionalmente, las entidades financiadoras consiguen ofrecer un coste de deuda bajo y las lecciones aprendidas en operación y mantenimiento se aplican correctamente, sin duda veremos un crecimiento del sector espectacular.

Fuera de España, seguimos muy de cerca los avances en Estados Unidos, Marruecos, Sudáfrica, Emiratos Árabes Unidos y China. En Europa sí que aparece el sector termosolar en los respectivos PNIECs de algunos países como Italia, Chipre, Grecia y el que parece más avanzado, Portugal, aunque con capacidades muy reducidas.

### ■ ¿Cuánta presencia hay de empresas españolas en las centrales termosolares que se construyen hoy en el mundo?

■ La empresa española ha estado prácticamente omnipresente en todos los proyectos desarrollados en el mundo hasta hace poco. De los 6,3 GW instalados a nivel mundial, nuestras empresas han tenido un papel relevante en los 2,3 GW españoles, aproximadamente la mitad de los 1,7 GW de EEUU, en 1 GW de Sudáfrica y Marruecos, los 250 MW de Israel y otras participaciones menores en China e In-

*“Afortunadamente el impacto del Covid ha sido limitado en la operación de las plantas existentes gracias a las medidas de protección que tomaron cada una de las empresas”*

dia. Aunque gran parte del conocimiento sigue siendo español, ya hay grandes competidores internacionales saudíes o chinos con desarrollos sin presencia española. Creemos que cuando haya subastas en España concurrirán casi exclusivamente empresas españolas, lo que garantiza no sólo la creación de riqueza y empleo en nuestro país, sino fortalecer el tejido industrial para poder seguir compitiendo en proyectos internacionales.

### ■ ¿Qué le parece la hibridación de la tecnología termosolar con otras renovables? ¿Es esa una de las posibles vías de futuro?

■ El uso complementario de termosolar con fotovoltaica es la herramienta perfecta que puede aportar el sol al *mix* energético. La energía fotovoltaica, con costes realmente bajos tanto tecnológicos como de financiación, generó en España durante el año pasado desde las 8h hasta las 19h aproximadamente. Se necesita una alternativa para esas 12-13 horas de la tarde/noche. Las baterías eléctricas son la solución para un servicio de almacenamiento de rápida respuesta, pero el almacenamiento masivo, a bajo coste, para un uso planificado durante toda la noche debe provenir de la tecnología termosolar. Las plantas termosolares de hace una década no estaban pensadas para ello, sino que estaban diseñadas para generar a máxima potencia y almacenar durante el día y despachar parte de la noche; pero incluso hay plantas que no tienen almacenamiento a día de hoy – aunque podrían instalarlo como he comentado. Para las nuevas subastas, lo óptimo es que la fotovoltaica genere durante las horas centrales del día y la termosolar desde primera hora de la tarde hasta la mañana siguiente. Este uso complementario de termosolar y fotovoltaica no es una hibridación en sí, se puede realizar a nivel del sistema eléctrico.

Con fotovoltaica existen varias hibridaciones posibles. Por ejemplo para abastecer los autoconsumos de la planta termosolar durante el día o directamente para una producción combinada como se ha visto en otras plantas internacionales. También se puede hibridar con biomasa en determinadas ubicaciones, donde se comparte el bloque de potencia. La tecnología eólica, al tener un perfil de generación más homogéneo durante todo el día no presenta la oportunidad de complementariedad natural de la fotovoltaica, donde además nos aseguramos de que existe buen recurso solar.

### ■ Vd lleva casi tres meses como secretario general de Protermosolar. ¿Ha tenido tiempo para enfocarse hacia los objetivos que tiene previsto seguir durante su mandato? ¿O el Covid-19 ha supuesto un freno demasiado fuerte?

■ Afortunadamente el impacto del covid ha sido limitado en la operación de las plantas existentes gracias a las medidas de protección que tomaron cada una de las empresas. Por tanto, mi actividad en Protermosolar se ha desarrollado con cierta “normalidad”. Creo que todos nos hemos acostumbrado durante el confinamiento a escuchar a un bebé de fondo en las teleconferencias. Sí se ha limitado la parte más institucional de la asociación, al no poder celebrarse encuentros presenciales con actores relevantes. Esperamos que esa parte se subsane no más tarde del cuarto trimestre de este año. Respecto al resto de objetivos de Protermosolar, se ha podido avanzar satisfactoriamente. Hemos celebrado una Junta Directiva, nuestra Junta General anual e incluso ha habido alta de nuevos socios.

Confío plenamente en que España pueda volver a ser el referente termosolar mundial, tenemos el objetivo nacional y europeo, se está preparando el marco normativo, tenemos las empresas y el conocimiento, sólo nos falta ese nuevo pistoletazo de salida que viví como becario hace casi 15 años. ■



# Abengoa, al final del carbón

*Setenta años después de inaugurada la primera térmica de carbón de España, la generación de electricidad con el negro mineral enfila su recta final. La mitad de las centrales de carbón españolas ha apagado sus calderas ya (el 30 de junio ha sido la fecha-fin) y a la otra mitad no le queda apenas horizonte por delante, pues lo más probable es que estén todas fuera de juego antes de 2025. La legislación ambiental, cada día más exigente con las emisiones de CO<sub>2</sub>, y el abaratamiento de las renovables han envejecido al carbón mucho antes de lo que jamás imaginaron los negacionistas del cambio climático. ¿Está llamada la termosolar a ocupar su lugar como fuente de energía base? Abengoa se postula.*

Antonio Barrero F.

**L**a tecnología termosolar aprovecha el calor del Sol para producir electricidad por el día... y también por la noche. Porque las centrales termosolares se han dotado de unos enormes tanques que han llenado con unas sales especiales capaces de obrar el milagro. Son sales térmicas que

funcionan como pilas acumuladoras de calor, calor que almacenan durante el día y que liberan durante la noche para generar también energía eléctrica entonces. La termosolar es por eso, a diferencia de la eólica o la fotovoltaica, una tecnología "gestionable". Es la energía renovable que se puede almacenar,

una energía que podemos emplear a demanda, cuando hace falta, una tecnología además que está más que probada. La primera central que produjo electricidad durante 24 horas consecutivas lo hizo hace exactamente nueve años, en un mes de julio como este, en una instalación ubicada en la provincia de Sevilla.





Desde entonces, las centrales termosolares con soluciones de almacenamiento han ido conquistando continentes. Lo han hecho de la mano de empresas españolas (asturianas, vascas, andaluzas) que ahora mismo lideran la carrera termosolar global, en liza no obstante (y cada vez más dura), con firmas emergentes magrebíes, árabes y chinas. En esa competición España-Resto del Mundo destaca, por encima de todas, Abengoa, una multinacional sevillana que ha construido centrales solares en cuatro continentes y suma 2.300 megavatios de potencia instalados, el 35% del total mundial.

Abengoa lo hace todo: desarrolla componentes (tiene 280 patentes), entrega instalaciones llave en mano (desarrollo de proyecto, ingeniería, compras, construcción y puesta en marcha) y presta servicios de asesoramiento tecnológico, de ingeniería, de operación y de mantenimiento.

La firma andaluza se ha especializado en las dos tecnologías termosolares más implantadas: de torre y cilindroparabólica. La primera grosso modo lo que hace es concentrar en un receptor que ubica en lo alto de una torre (estas superan en muchos casos los 200 metros de altura) la radiación solar que colectan los centenares (o miles) de heliostatos (espejos) que se ubican alrededor de la torre en cuestión, radiación que calentará las sales que generarán la electricidad.

La otra tecnología también concentra la energía solar. Lo hace con colectores cilindroparabólicos a lo largo de los cuales circula (embutido en un tubo) un fluido caloportador (el colector concentra en el fluido todo el calor y ese calor es empleado en un ciclo térmico convencional para generar electricidad).



*En la página anterior, la planta termosolar Solucar en Santlúcar la Mayor (Sevilla) de Abengoa.*

*Arriba, campo solar de colectores cilindroparabólicos en Solana, Arizona (EE.UU.) construida por Abengoa (Propiedad de Atlantica Yield)*

*Sobre estas líneas, el campus Palmas Altas, conjunto de siete edificios que forman la actual sede de la multinacional sevillana*

La multinacional sevillana, que ha instalado ya como se dijo 2.300 megas de potencia termosolar, está trabajando ahora mismo en 760 más. De todos ellos, el proyecto quizá más emblemático es el de Cerro Dominador, el mayor complejo solar de Suramérica, donde se combina energía termosolar, con una

torre de 220 metros, y tecnología fotovoltaica, y que está a punto ya de ver la luz en Chile.

Pues bien, de Chile, de la central termosolar de Luneng Haixi (en China), de las térmicas de carbón que están cerrando hoy en España (y en muchos otros países del mundo) y de la clave del éxito global de esta compañía sevillana (o sea, de I+D+i) nos habla en las páginas que siguen Cristina Prieto, directora de Innovación termosolar en Abengoa, la empresa número 1 del mundo en termosolar, la tecnología renovable clave para superar la era de los combustibles fósiles y encimar la cada vez más imprescindible transición energética. ■

# Cristina Prieto

Directora de Innovación termosolar de Abengoa

*“Sin la gestionabilidad de la termosolar no alcanzaremos el 100% renovable”*

Antonio Barrero F.



Lleva casi quince años vinculada a Abengoa, la empresa Top 1 del mundo en soluciones termosolares (no hay compañía sobre la faz de la Tierra que haya instalado más potencia solar termoeléctrica). Allí llegó Cristina Prieto, desde Cepsa: “siempre digo que vi la luz, cuando, en el año 2006, empecé a llevar las plantas de demostración y de I+D en la Plataforma Solúcar. Yo vengo del área del refino, y este era un reto que no podía dejar escapar”. Prieto es hoy, quince años después de su llegada a Abengoa, una de las mujeres que más sabe de termosolar en todo el mundo. *Energías Renovables* la ha entrevistado: el papel de la termosolar en la transición energética –nos ha dicho– es “indiscutible”.

■ Cerro Dominador es un complejo solar que combina las tecnologías termosolar y fotovoltaica, una formidable instalación (110 megavatios de tecnología de torre y 100 fotovoltaicos) cuya puesta en marcha lideran dos empresas españolas: Acciona y Abengoa. Reflexiono en voz alta: sin combustibles fósiles, ¿es la hibridación la clave de la transición hacia un modelo 100% renovable? O, ¿por qué hibridar?

■ En Cerro Dominador, que es propiedad de EIG Global Energy Partners, y donde participamos como diseñadores, como constructora

llave en mano, combinamos la producción fotovoltaica con la termosolar para dar un suministro base: suministro 24 horas 7 días a la semana. En realidad, Abengoa ya era líder en hibridación de plantas de ciclo combinado con campo solar, plantas en las que el gas es a lo mejor el 80% y la solar, el 20%. Cerro Dominador está en una zona desértica de Chile, y allí el principal consumidor es la industria minera, que consume por igual durante las 24 horas del día. Así que su objetivo inicial era garantizar este suministro. No es en todo caso la única planta donde conviven varias tecnologías en la que estamos trabajando. Ahora mismo estamos haciendo muchos estudios sobre cómo sería la sustitución de los generadores en las térmicas de carbón de manera que el suministro de energía lo dé una instalación o bien fotovoltaica, o bien eólica, o bien termosolar, una instalación renovable en todo caso que alimente directamente a las sales fundidas que producen el calor que va a dicho generador. La idea es que se pueda utilizar el mismo bloque de potencia y por tanto reutilizar todas las instalaciones de las térmicas de carbón que se tienen que dismantelar. Estamos en la fase de preingeniería. Nos están solicitando estos estudios, análisis de viabilidad, en Australia, en Estados Unidos, en Chile, en algunas de las instalaciones en España. [Son proyectos ligados a acuerdos de confidencialidad que Abengoa no puede desvelar].

■ Por resumir: ¿esto sería sustituir al carbón por la termosolar y que todo continuase funcionando?

■ Sustituir el carbón por combustibles renovables. No tiene por qué ser termosolar. Lo que pasa es que el almacenamiento térmico, que es el producto clave de la termosolar, sí que tiene un papel fundamental en estas soluciones. El almacenamiento térmico lo puedes alimentar con termosolar o con otras renovables. Y la ventaja es esa: que utilizas las instalaciones existentes, los ciclos de potencia existentes, y minimizas el impacto en desarrollo local: puedes mantener plantilla, puestos directos e indirectos...

■ Abengoa está trabajando en el análisis y desarrollo de “calentadores eléctricos de sales fundidas para la reducción de dumping del campo solar”. Calentadores... Dumping... ¿Qué es eso exactamente?

■ Las sales las puedes calentar con energía termosolar: cargas el almacén con la concentración solar, pero también puedes cargar de energía térmica el tanque de sales con un calentador eléctrico que alimentes desde una instalación eólica, o desde una fotovoltaica. Dumping es lo que tú rechazas, el exceso de campo que tienes y que no puedes utilizar porque tienes una limitación en tu punto de vertido. Ese exceso de campo, ya proceda de la termosolar, o incluso de la fotovoltaica, lo almacenas. Hasta ahora el rechazo no se utilizaba o se utilizaba con baterías. Bueno, pues también tienes la opción de almacenar térmica-



mente. Eso es obviamente ineficiente desde el punto de vista termodinámico (estamos hablando de un 40% de eficiencia), pero al mismo tiempo es, económicamente, rentable. Porque cuando tú aplicas estas soluciones sobre ciclos existentes, la realidad económica da.

■ **A ver si lo he entendido. La idea es la siguiente: no “desenchufamos” la fotovoltaica cuando la producción es muy elevada y no hay demanda suficiente; o no desenfocamos los espejos y que no miren a la torre cuando no podemos verter a la red por ese motivo –hay demasiada producción y demanda escasa–... sino que, en esos casos, acumulamos la electricidad en los tanques de sales en forma de calor, y cuando el precio de la electricidad es elevado, por ejemplo a las diez de la noche de un sábado de febrero, utilizamos esa energía solar almacenada en las sales térmicas para producir electricidad y verterla a la red.**

■ Así es.

■ **Y todo ello gracias a un calentador eléctrico.**

■ Sí, a través de un calentador eléctrico que tienes que diseñar especialmente, porque es un elemento complejo en lo que se refiere a utilización y durabilidad. Y sí, lo que te permite este equipo es calentar, con la electricidad sobrante de red o de campo, las sales. Y cuando necesites producir lo único que hay que hacer es que las sales se descarguen sobre el generador y que produzcan electricidad a demanda.

■ **Bien, vamos a dejar por un momento la producción de electricidad, y vamos a pasar a la producción de calor. Abengoa está trabajando en el desarrollo de nuevas aplicaciones de la tecnología termosolar en el campo de la producción de calor de procesos. ¿Con qué fin?**

■ Sí, trabajamos en dos campos principales. Uno: la generación eléctrica, y ahí hemos ido a soluciones híbridas, porque la combinación nos da unos mejores costes, una mejor gestionabilidad y un mejor factor de capacidad de la solución. Y dos: la producción de calor, que en realidad es el mercado natural de la termosolar, tecnología que lo que hace es concentrar el calor en un fluido (caloportador), ya sea este un aceite térmico, ya sean sales. En fin, que la tecnología termosolar produce calor: energía térmica con la que luego podemos producir energía eléctrica, o energía térmica que podemos meter directamente en un proceso industrial. Y ahí voy. La termosolar se puede adaptar perfectamente a la demanda de calor que tiene una refinería, o una petroquímica, o una farmacéutica, o una empresa de alimentación, o una minería. Estamos hablando de calores de proceso que demandan entre los 150°C y los 400°C, [para aplicaciones de secado en la industria del papel, procesos de deshidratación de fruta, etcétera]. La termosolar es capaz de suministrar calor de proceso en ese rango de temperaturas calentando fluidos de transferencia en los colectores cilindro parabólicos y puedes integrar esa solución sin tener que modificar en gran medida la instalación existente. O sea, que puedes cambiar el horno que haya, el que utiliza ahora esa empresa, por un horno solar con colectores cilindroparabólicos.

■ **¿Eso ya existe?**

■ Sí. Nosotros tenemos instalaciones ya construidas para el suministro de calor de procesos en una planta minera en Chile y para el suministro de vapor en plantas de alimentación y suministro de agua caliente sanitaria en edificios públicos en Estados Unidos. Y en España estamos trabajando con distintas empresas con el fin de sustituir con soluciones termosolares los hornos de fueloil, o de gasoil, o de diésel convencionales con los que ahora esas empresas están trabajando.

■ **Cristina Prieto dirige las plantas de demostración y de I+D de la Plataforma Solúcar, donde Abengoa prueba sus prototipos**



Torre de la central Khi Solar One, en Sudáfrica

*“Hay que poner en valor el punto adicional de la termosolar, que es una tecnología gestionable, una tecnología capaz de producir a demanda en condiciones de plantas pico o en condiciones de plantas de suministro base”*

**desde principios de siglo, 2005-2006. ¿Es esa (la I+D) la clave del éxito de Abengoa?**

■ Bueno, todos los desarrollos en materia de innovación los planteamos con un enfoque comercial. Y sí, a partir de plantas de demostración que permiten la escalabilidad de resultados, nuestros productos acaban llegando al mercado. Tenemos infinidad de ejemplos de productos que han sido validados en nuestras plantas de demostración de la Plataforma Solúcar, instalaciones demo que pueden ser de cinco megavatios, que es un tamaño bastante relevante. En Solúcar lo trabajamos todo. Por una parte, la tecnología cilindroparabólica. Desarrollamos nuevos colectores, con distintas aperturas; optimizamos los mecanismos hidráulicos para mejorar el seguimiento solar y reducir costes, pero manteniendo siempre el rendimiento óptico del colector. Luego, por otro lado, en una segunda ubicación, dentro de Solúcar, hacemos exactamente lo mismo pero sobre heliostatos. Trabajamos en diseños optimizados para la tecnología de receptor central, optimizamos el diseño, los sistemas de seguimiento y las técnicas de apunte de los distintos componentes del campo solar. Y, por fin, tenemos una tercera ubicación donde hacemos toda la validación óptica y de calidad de los equipos con distintos sistemas de fotogrametría, deflectometría, de manera que podamos ver la calidad óptica de los sistemas que estamos diseñando. Y, como decía, hay muchos ejemplos de validación y salto a la fase comercial.

■ **¿Por ejemplo?**

■ Soluciones que hemos implementado en las plantas cilindroparabólicas que tenemos en España, o también en las plantas cilindroparabólicas de Estados Unidos, o en la planta de torre que tenemos en Suráfrica, en las instalaciones con torre de sales fundidas que hemos llevado a Luneng Haixi, en China, y que ahora hemos llevado también a Cerro Dominador, en Chile. Cada vez que una solución desarrollada y validada por nosotros llega a una fase comercial es un ejemplo del éxito de la innovación en Abengoa.

■ **Bien, en todo caso, más allá de Solúcar, Abengoa también existe. Porque son varios y ambiciosos los proyectos de I+D**



## TERMOSOLAR

(multiparte y multinacionales) en los que participa. ¿Qué es, por ejemplo, Solpart?

■ Sí, es cierto, igual que hacemos desarrollos internos, también participamos mucho en consorcios europeos, para seguir manteniendo este rol de liderazgo tecnológico. La evolución natural de la tecnología termosolar es el calor de proceso. Ya hay soluciones para procesos industriales que demanden hasta los 400°C, soluciones que están maduras a nivel de componentes. Pero la demanda va más allá aún. Hay demanda de soluciones para industrias muy intensivas en consumo energético, como puede ser la industria de la alúmina, la que opera con minerales de alto consumo, las cementeras o la producción de queroseno. Y ahí estamos, en el desarrollo de soluciones termosolares capaces de producir ese calor. Estamos hablando de temperaturas que rondan los mil grados centígrados. Esto para nosotros constituye todo un reto tecnológico, porque para producir en una torre ese calor hay que diseñar componentes, hay que abordar muchos desafíos... y hay que montar consorcios que garanticen todas y cada una de las partes de esa solución tecnológica. Y ejemplo de ello es efectivamente Solpart, un proyecto europeo que está en fase final y que buscaba una solución de receptor de torre, a una escala de demostración, que permitiese la reducción de los consumos de las cementeras. Ahí hemos desarrollado, en colaboración con otros centros de I+D y con empresas como Cemex, por ejemplo, diferentes configuraciones de receptores que permiten trabajar a esas elevadísimas temperaturas. Y hemos trabajado en la integración de ese calor de proceso en la industria del cemento.



### ■ ¿Y con qué resultado?

■ Los resultados han sido bastante positivos. El receptor está a un TRL todavía relativamente bajo, y por eso estamos planteándonos una segunda fase, una escala más relevante, para evolucionar el receptor. [El criterio Technology Readiness Level, que viene del mundo aeroespacial, pretende definir los diferentes niveles en que se encuentra un desarrollo tecnológico para tratar de conocer su grado de madurez; hay 9 niveles; el TRL 1 vendría a ser el concepto base; y el TRL 9, el producto listo para entrar en el mercado].

### ■ Soluciones termosolares para la industria electrointensiva. ¿Puede ser la termosolar una solución para Alcoa?

■ Evidentemente es una solución en cuanto a reducción de costes y emisiones. Lo que no sé es si llegará a tiempo. Estamos trabajando para que esos procesos sean mucho más competitivos. Pero es verdad que queda todavía un desarrollo tecnológico que implica una serie de años trabajando en estas soluciones para que sea un producto maduro y confiable.

### ■ Entiendo que ello es así porque las temperaturas de 1.000°C son muy elevadas. Pero también he entendido que las soluciones termosolares para producir las otras temperaturas de las que hemos hablado, de 150 a 400, son inminentes, ¿verdad?

■ Esas son inminentes. Eso ya se puede ofertar. A nivel de componentes lo tienes. Y a nivel de *software* de integración lo tenemos ya prácticamente cerrado. Lo que a estas soluciones les queda de innovación va a venir más por la vía de alcanzar la madurez operativa en fase comercial. Pero a nivel de desarrollo el proceso está completado, y a nivel de confiabilidad de producto por nuestra parte también está completado. Estas soluciones están listas para el mercado. Las hemos comprobado, como decía, en instalaciones de Chile y Estados Unidos. Pero también es verdad que la alta temperatura todavía no ha alcanzado el cierre de diseño a escala relevante y que por tanto sí que va a necesitar cierto desarrollo adicional antes de llegar a su comercialización. Creemos que va a ser una solución tecnológica, y que va a ser una vía de aplicación de la termosolar, claramente, pero no es algo que puedas ofertar hoy.

### ■ ¿Dónde está la innovación española en materia de termosolar en comparación con la del resto del mundo?

■ Bueno, nosotros somos líderes indiscutibles, con un 35% del mercado mundial termosolar. No hay ninguna otra empresa a nivel internacional que pueda tener un desarrollo superior al que nosotros tenemos, con una capacidad en tantas áreas, en tantos componentes. Abengoa, en ese sentido, y en general España, con sus centros tecnológicos y de investigación, somos líderes en termosolar. Y esto es algo que hay que garantizar y mantener. Ahora mismo no hemos externalizado nada. Tenemos toda la cadena de valor del sector dentro del país. Y creo que pocas tecnologías pueden decir esto. Y nuestros productos comerciales (y no solo hablo ahora de Abengoa, sino también de otras empresas españolas) están en todo el mundo, lo cual avala ese liderazgo.

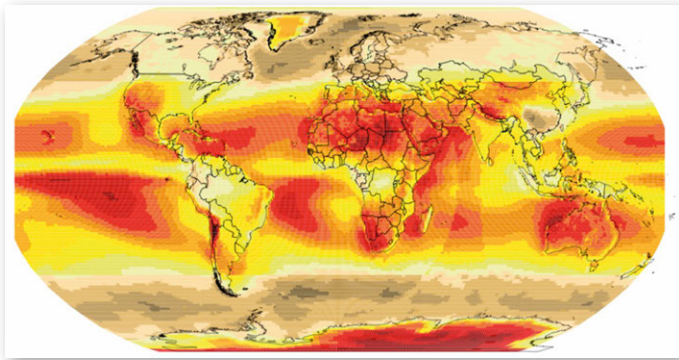
### ■ ¿Con quién compite la termosolar española?

■ Como tecnólogo, China ha identificado la termosolar como un potencial producto. Y en los últimos cinco años ha hecho una inversión que calificaría de... descomunal. Bueno, no tengo la palabra que pueda definir la cantidad de millones que ha destinado a que los centros tecnológicos chinos se pongan al mismo nivel que los demás centros tecnológicos del mundo. Y es cierto que nos están alcanzando. No puedo negar que eso está ahí, que es una competencia clara en cuanto a desarrollo tecnológico, y que ha venido fomentada por una inversión por parte del Gobierno chino de una cuantía inimaginable ahora mismo en cualquier otro lugar. Así que... A nivel de quién va a ser nuestra principal competencia en cuanto a desarrollo tecnológico... China.

### ■ ¿Qué empresas compiten con Abengoa?

■ En el mundo termosolar hay empresas involucradas en los principales proyectos en construcción y desarrollo, como son ACWA o Masdar. Y también hay otras empresas de países del cinturón solar, de la zona del Magreb, de Emiratos, y empresas chinas. Grandes tecnológicas como Google están trabajando también en termosolar y promoviendo soluciones tanto de almacenamiento térmico como de almacenamiento eléctrico con campos termosolares. En resumen, todos los países que están dentro del cinturón solar identifican la termosolar como la tecnología que va a permitir flexibilizar las redes eléctricas con alta penetración de renovables, eólica y fotovoltaica, que son renovables no gestionables. Necesitan soluciones de estas características, termosolares, para que los sistemas eléctricos que vienen sean flexibles.

### ■ ¿Qué le falta a la termosolar para volver a instalar potencia en España? Porque aquí no se ha abierto una sola central desde el año 2013.



El "cinturón solar", la franja geográfica que conforman las latitudes 35º norte y sur – con respecto a la línea del Ecuador – de nuestro planeta, es la que recibe los niveles más altos de radiación solar al año.

En la página anterior, el horno solar del laboratorio PROMES, parte del proyecto Solpart, en Odeillo, Francia

■ Estamos todos pensando en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [que fija como Objetivo 2030 la instalación de 5.000 megavatios de potencia termosolar en España de aquí a esa fecha]. Hay una necesidad de reconversión del mercado energético a nivel europeo. Y a nivel mundial. Y se está produciendo. Se está implementando realmente. Lo que tenemos que tener claro es que la termosolar no puede competir en coste hoy con otras tecnologías, como la fotovoltaica. No puede competir si lo que estamos buscando es una generación barata y solo atendemos a ese criterio. Lo que yo digo es que hay que atender

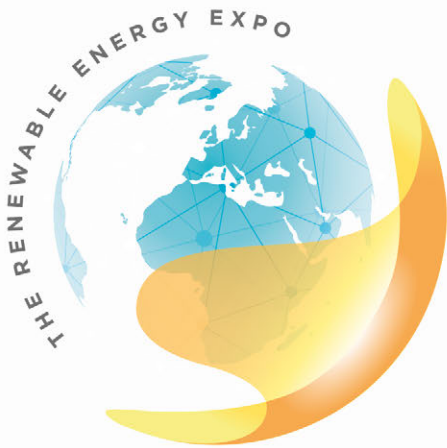
también a otros. Hay que poner en valor el punto adicional de la termosolar, que es una tecnología gestionable, una tecnología capaz de producir a demanda en condiciones de plantas pico o en condiciones de plantas de suministro base. Los mercados español, estadounidense, los de toda la zona del cinturón solar, van a experimentar –ya lo están haciendo– una alta integración de fotovoltaica, y van a necesitar a la termosolar para contrarrestar las curvas y hacer flexibles los sistemas. Y eso se tiene que valorar, y eso se tiene que ver reflejado en los sistemas de subastas.

#### ■ ¿Debo entender pues que la clave del 100% renovable es la termosolar?

■ Exactamente. La gestionabilidad es el factor clave que vamos a tener en todos los mercados con penetración de renovables. Sin esa gestionabilidad no vamos a alcanzar ese 100%. Y ese es el papel de la termosolar, papel indiscutible, y que tenemos que poner en valor. Además, tenemos que mantener esta tecnología, en la medida de lo posible, como producto clave de tecnología española.

#### ■ La última, ¿hay muchas mujeres en el sector termosolar?

■ En el campo de la investigación, en el que suelo trabajar bastante con centros de investigación, sí que hay una representación relevante. Sin embargo, a nivel constructivo de plantas comerciales, no. Nuestro trabajo empieza en el desarrollo conceptual y termina en la fase de construcción y operación de la solución comercial. Por tanto, podríamos decir que en las etapas más tempranas sí que hay una componente femenina importante, pero que, en las etapas más comerciales, en el sector de la construcción, esa presencia es más minoritaria. ■



## Donde la energía avanza hacia el futuro.

Desde las fuentes renovables a la acumulación; desde la gestión eficiente al uso de las tecnologías digitales; desde las ciudades inteligentes a la movilidad sostenible. El mercado que guía la transición energética de empresas y territorios.

**KEY ENERGY**  
THE RENEWABLE ENERGY EXPO

**3 - 6  
NOV.  
2020**

EN EL RECINTO  
FERIAL DE RÍMINI,  
ITALIA

Organizado por

**ITALIAN  
EXHIBITION  
GROUP**  
Providing the future



En colaboración con



Simultáneamente a

**ECOMONDO**  
THE GREEN TECHNOLOGY EXPO



**keyenergy.it**

Para obtener información y entradas gratuitas, póngase en contacto con:

DEKER - Consultores de Marketing - Javier Moreno Oto - Tel. +34 945 35 97 77 - javier.moreno.oto@deker.es - www.deker.es



TERMOSOLAR

# Cerro Dominador, el proyecto termosolar bandera de América Latina

*No es sólo el más importante, es prácticamente el único de cierto volumen con visos de materializarse, algo inminente según sus desarrolladores, el consorcio formado por las españolas Abengoa y Acciona, con fecha de inicio de operaciones que no debería ir más allá de finales de este año. A continuación, un recorrido sobre este primer hito de la tecnología termosolar en el subcontinente sudamericano, ubicado en la localidad de María Elena, desierto chileno de Atacama, una de las zonas con mayor nivel de radiación solar en todo el mundo.*

Luis Ini

**P**uede decirse que esta historia se inicia en enero de 2014, cuando el gobierno chileno, a través del Ministerio de Energía y Corfo (Corporación de Fomento de la Producción), seleccionó en un concurso de convocatoria internacional a la empresa Abengoa para desarrollar una planta termosolar, de tecnología de torre de sales fundidas, con 110 MW de potencia instalada, en la región de Antofagasta.

En mayo de ese año, el Servicio de Medio Ambiente de Chile otorgó la calificación medioambiental favorable para desarrollar el proyecto que permitirá generar electricidad

durante las 24 horas del día. Ese mismo año, también, se firmaron acuerdos de compraventa de energía con empresas distribuidoras por 15 años.

Cuatro años más tarde, en 2018, el proyecto se convirtió en híbrido, a partir de que en terrenos aledaños al desarrollo termosolar entró en operaciones una planta fotovoltaica de 100 MW, capaz de aumentar su capacidad de respaldo de entrega.

Desde aquella aprobación medioambiental hasta hoy, sin embargo, ha habido diversas vicisitudes, no siempre positivas. Entre ellas, la más notable ocurrió en 2015, cuan-

do Abengoa solicitó formalmente ante un juzgado de Sevilla el precurso de acreedores. En 2016 llegarían las declaraciones concursales de sus filiales en Estados Unidos y México por el impago de algunos títulos de deuda. Hacia 2018 la situación pareció encausarse a nivel global, aunque la inestabilidad financiera había conducido a la paralización de las obras. Ese año se conformó un consorcio para continuar la construcción entre las españolas Acciona y Abengoa, liderado por Acciona Industrial con una participación del 51%; por su parte, la central pasaba a ser propiedad de Cerro Dominador, compañía de EIG Global Energy Partners. Como último apunte, aunque esto no parece afectar al desarrollo futuro del proyecto termosolar, Abengoa vuelve a aparecer en estas últimas semanas en las noticias del periodismo de las páginas color salmón, en las que se da cuenta de que otra vez vive momentos financieros delicados.

## ■ Premio LatinFinance

Así como antes se destacaban las zozobras que vivió el proyecto, es justo mencionar que en octubre de 2018 la central termosolar recibió en Nueva York el Premio LatinFinance a la mejor financiación de un proyecto de energías renovables en Latinoamérica y premio a la mejor financiación de una infraestructura





## Especificaciones técnicas del complejo

**Superficie completa:** 1.000 hectáreas  
**Superficie campo termosolar:** 146 hectáreas

**Cantidad de heliostatos:** 10.600 heliostatos

**Volumen de de sales térmicas:** 46 mil toneladas

**Duración del almacenamiento térmico:** 17,5 horas

**Altura de la torre receptora:** 252 metros  
**Peso de la torre receptora:** 2.300 toneladas

**Toneladas de CO<sub>2</sub> anuales ahorradas:**  
 640.000 la planta termosolar;  
 230.000, la fotovoltaica

**Puestos de trabajo directos creados:** 700 de media

**Pico máximo de trabajadores ocupados:** 2.000

**Puestos de trabajo estables en operación comercial:** 50



de la Región Andes. Este premio fue otorgado por la consultora LatinFinance, que pasa por ser la compañía especializada en “inteligencia sobre los mercados financieros y económicos de Latinoamérica y Caribe” más importante del mundo.

En concreto, la financiación del complejo termosolar–fotovoltaico alcanzó un valor de más de 800 millones de dólares y fue suscrita en mayo de dicho año por un grupo de instituciones financieras chilenas e internacionales. Entre ellas, figuran Société Générale, Santander, el banco público alemán de crédito al desarrollo KfW–IPEX, ABN Amro, Brookfield, Natixis, Kyobo (banco participado por el gobierno coreano), Helaba, Commerzbank, Deutsche Bank, KB Insurance, y BTG Pactual.

Sumado a este elemento financiero, debe destacarse que en junio se informó que Cerro Dominador fue registrado en el programa VCS (*Verified Carbon Standard*), lo que le permitirá comercializar bonos de carbono a partir del inicio de sus operaciones comerciales, estimado –como queda dicho– para fines de este año. El acuerdo se ha sellado con la compa a South Pole, y se afirma que ha sido realizado “según los rigurosos estándares y certificación de VERRA”, organización que gestiona el programa VCS.

## ■ Hitos

Este año de 2020 ha supuesto la consecución de varios hitos para el proyecto. En marzo pasado, por ejemplo, se produjo el izado e instalación de su receptor solar, primera vez que se realizó este tipo maniobra en un proyecto similar a nivel mundial. En abril se informó

## Potencial chileno para la instalación de centrales de torre

En abril pasado, investigadores chilenos publicaron un trabajo científico en el que presentaban un estudio sobre el potencial de Chile para desarrollar en su geografía, y a partir de los recursos solares y las condiciones atmosféricas para cada sitio, la tecnología basada en la energía solar concentrada con receptor central.

El trabajo, publicado online en *Energies*, una revista de libre acceso revisada por pares de investigación científica, se titula “Mapa de potencial para la instalación de torres de energía solar concentrada en Chile”, y está firmado por Catalina Hernández, Rodrigo Barraza, Alejandro Saez, Mercedes Ibarra y Danilo Estay.

Entre los elementos que destacan los investigadores, uno de ellos es que tomaron como modelo una planta de energía solar concentrada de 130 MWe “para estimar la producción anual de electricidad para cada sitio”. También que “los costos operativos y de capital se identificaron en función de la ubicación”.

Según infieren los investigadores de sus exploraciones, “la mejor zona se encuentra entre la región de Arica y Parinacota y la parte norte de la región de Coquimbo, que muestra un costo promedio de 89 dólares/MWh, con un mínimo de 76 dólares/MWh cerca de Copiapó”, esta última en la región de Atacama. Todas las regiones mencionadas se ubican en el norte de Chile.

El trabajo puede ser consultado en el enlace:  
<https://www.mdpi.com/1996-1073/13/9/2131/htm>



### Likana, un proyecto de hasta 450 MW

En octubre de 2019 se supo que el grupo Cerro Dominador cerró el acuerdo para adquirir a la compañía estadounidense Solar Reserve la totalidad de los derechos del proyecto termosolar Likana, que cuenta con aprobación ambiental vigente y contempla una capacidad instalada de hasta 450 MW con tecnología de Concentración Solar de Potencia (CSP), y 3.150 GWh anuales de generación. Este proyecto, ubicado cerca de la localidad de Calama, en la región de Antofagasta, contempla la construcción de hasta tres torres, con un almacenamiento de energía de 13 horas. Y tiene la singularidad de que las torres estarán provistas de enfriamiento a través de aerocondensadores, lo cual representará una reducción significativa del uso del agua.

Este es el tercer proyecto termosolar que adquiere el grupo Cerro Dominador en Chile. En total, hay aprobados en el país cuatro proyectos CPS –en construcción o en desarrollo–; una vez operativos, el país andino tendrá una capacidad instalada en esa tecnología superior a los 1,2 GW.

Además de los ya mencionados, debe sumarse Copiapó, desarrollada por SolarReserve en la región de Atacama, con una potencia de 260 MW y un almacenamiento de 13 horas a plena carga; y Tamarugal, con entrada en funcionamiento prevista para 2021, que se sitúa en la región de Tarapacá, con una capacidad instalada de 450 MW y capaz de brindar 13 horas de almacenamiento.

### Abengoa y Acciona

Abengoa, que actúa como constructor y socio tecnológico del proyecto, alega haber desarrollado y construido plantas con una potencia instalada de 2.200 megavatios, lo que representa el 34% de la capacidad instalada a nivel mundial. Entre sus últimos proyectos, destaca su participación en la construcción del complejo solar más grande del mundo en Dubái.

Por su parte, Acciona ha construido diez plantas termosolares, con un total de 624 MW de capacidad, y recientemente ha finalizado la construcción de la planta de Kathu, en Sudáfrica, de 100 MW (arriba, en la foto). Cerro Dominador se convierte en la quinta planta termosolar que la empresa construye fuera de España.



de que la central ya tiene dispuestas y fundidas 46 mil toneladas de sales provenientes del mismo desierto en el que está localizada. Dichas sales tienen la capacidad de conservar la energía captada durante el día y mantenerla, en un sistema de almacenamiento en tanques durante más de 24 horas. Las sales –informa Abengoa– se mantienen a una temperatura de 560°C en el caso de los tanques de sales calientes, y a 290°C en el caso de tanques de sales frías.

Así las cosas, luego de más de seis años de derroteros, a veces inciertos, la puesta en marcha de este proyecto, un hito a nivel regional, empieza a deshojar un calendario de apenas pocos meses.

#### ■ Más información:

→ <https://cerrodominador.com>





# 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](http://www.energias-renovables.com)



# Solar térmica en procesos industriales: el potencial es enorme

*Proyectistas con amplios conocimientos, instaladores con gran experiencia, fabricantes con soluciones técnicas, rendimientos superiores al 70%, contaminación cero y 30 años de vida media. La energía solar térmica también ha merecido en estos tiempos de coronavirus su jornada virtual específica, centrada en el enorme potencial de esta tecnología para aportar el calor necesario a múltiples procesos industriales.*

Pepa Mosquera

Organizada por la Fundación de la Energía de la Comunidad de Madrid (Fenercom) y la Asociación Solar de la Industria Térmica, ASIT, la jornada contó con más de 250 inscripciones y la participación de siete expertos en diferentes ámbitos de esta tecnología. La inauguración del evento corrió a cargo de Iván Vaquero, Jefe de la Unidad Técnica de la Fundación de la Energía, y del presidente de ASIT y Solplat, Vicente Abarca, quien puso números al crecimiento del calor industrial: un aumento anual en torno al 1,7% hasta el año 2030. “El consumo final de energía térmica en el sector industrial es mayor que el consumo de electricidad a nivel mundial. Sin embargo, se habla mucho más de la electricidad”, dijo Abarca, que centró su intervención en las ventajas de esta tecnología, su rentabilidad y su potencial en aplicaciones para procesos industriales.

Según explicó el presidente de ASIT, a temperaturas bajas (inferiores a 150°C) la solar térmica es idónea para procesos industriales habituales en los sectores agroalimentario y de bebidas (como la pasteurización o la esterilización), en la industria del papel (secado, agua para la caldera) o en el sector textil (blanqueamiento, teñido...), por citar algunos de ellos. Cuando la temperatura requerida se sitúa entre los 150°C y los 400°C, resulta indicada para la destilación (utilizada, por ejemplo, en las industrias de la cosmética, la farmacéutica y la química), la coloración (industria textil, papelera...) o la compresión. A temperaturas aún más al-

tas, por encima de los 400°C, como los requeridos en procesos de transformación de materiales, la solar térmica es de nuevo una opción, más limpia y sostenible, frente a los combustibles fósiles.

Este amplio abanico de posibilidades es desconocido, sin embargo, por la mayoría de los potenciales clientes industriales de solar térmica. Para revertir esta situación, el presidente de ASIT cree imprescindible aumentar los esfuerzos de comunicación sobre el calor industrial, apoyar los modelos de financiamiento para reducir riesgos y costos iniciales a pymes e implementar medidas que la promuevan. Por ejemplo, estipulando una cuota obligatoria de energías renovables en determinadas industrias.

En el encuentro, Vicente Abarca aportó también información sobre el periodo de recuperación de la inversión realizada en los colectores solares. De acuerdo con el presidente de ASIT, éste dependerá de diversos factores, como la zona geográfica, el consumo y el tamaño de la instalación. De media, ronda los 6-7 años, pero este tiempo se pue-

de acortar a unos 4-5 años si se obtiene una ayuda del 30%. A esto hay que añadir que “la tendencia del precio de la electricidad y del gas es al alza, por lo que los tiempos de recuperación de la inversión serán cada vez menores”, concluyó Abarca.

## ■ Vino fermentado con la ayuda del sol

Susana Rivera, de Cooperativas Agro-alimentarias de España, y Esperanza Tomás, de Bodegas Roda y otras de las participantes en el webinar, centraron su intervención en el proyecto europeo SHIP2FAIR sobre integración de la energía solar térmica en el sector agroalimentario. Este proyecto busca validar un conjunto de herramientas y métodos para el desarrollo de proyectos solares, que a testar en cuatro industrias representativas de la agroalimentación: destilación de bebidas alcohólicas (Italia), cocción de jamón (Loste Tradi-France, Francia), refinado de azúcar (Grupo RAR, Portugal) y fermentación y estabilización del vino (Bodegas Roda, La Rioja, España).

En el marco de este proyecto, que arrancó en 2018, se va a desarrollar, además, un programa de capacitación y concienciación dirigido a profesionales, estudiantes avanzados y autoridades públicas. SHIP2FAIR, que ha obtenido una mención de honor en los premios EnerAgen de este año, está liderado en España por la Fundación Circe. En el caso de las bodegas Roda ya está en funcionamiento, mientras que en los otros tres enclaves seleccionados se pondrá en marcha

### Datos Sector Solar Térmica en España 2019

- ✓ **Facturación Sector:** 166 Mill.
- ✓ **Nuevo parque instalado:** 207.150 m<sup>2</sup> ..... 145 MWth
- ✓ **Nº de Empleos (Directos):** 4.150 Personas



## Aplicaciones de la solar térmica en la industria

SECTOR INDUSTRIAL	UNIDAD DE OPERACIÓN	RANGO DE TEMP. (°C)
Agroalimentario	Secado	30-90
	Lavado	60-90
	Pasteurización	60-80
	Tratamiento térmico	40-60
Bebidas	Lavado	60-80
	Esterilizante	60-90
	Pasteurización	60-70
Industria del papel	Cocinar y secar	60-80
	Agua para la caldera	60-90
Tratamiento superficial del metal	Tratamiento, electro-deposición, etc.	30-80
Ladrillos y bloques	Curación	60-140
Industria textil	Blanqueamiento	60-100
	Teñido	70-90
	Lavado	40-80
Todos los sectores industriales	Pre calentamiento del agua de alimentación de la caldera	30-100
	Enfriamiento solar industrial	55-180
	Calefacción de edificios de fábrica	30-80

Fuente: ASIT / SOLPLAT



Kevin Mozas, director ejecutivo de Sunti, subsidiaria del grupo francés Soper (Société de Participations dans les Energies Renouvelables) mostró en su presentación varios casos de éxito de la solar térmica en proyectos realizados por esta compañía en plantas

de procesamiento de frutas y en queserías (en ambos casos en Francia) y aseguró que la solar térmica ha demostrado ser “una herramienta de descarbonación de alto rendimiento al desplazar el consumo de gas” en ambos casos. De acuerdo con Mozas, “una central solar térmica de 10.000 m<sup>2</sup> permite evitar la emisión de entre 1.500 y 3.000 to-

neladas de CO<sub>2</sub> por año, en función de la ubicación y la aplicación a la que se integra”. En el caso de la fábrica quesera de Sunti, el campo solar aporta cerca del 10% de las necesidades energéticas de la instalación y se utiliza para la maduración y el lavado de los quesos, operaciones que requieren temperaturas de entre 50°C y 60°C. La planta tiene una potencia de 1,8 MW y suministra en torno a 1.380 MWh/año, lo que permite a esta quesería ahorrar en la factura energética un 13,8% por MWh y evitar la emisión de 512 toneladas de al año, según Mozas. En cuanto a la planta de procesamiento de fruta, el calor solar se destina a la rehidratación de la fruta, que requiere unas temperaturas que van desde los 15° a los 85°C. En su caso, la instalación solar es de casi 10 kW y les permite ahorrar 6.030 MWh/año.

Kevin Mozas terminó su intervención destacando los aspectos que hay que tener en cuenta a la hora de plantear la conveniencia, o no, de proyectos de este tipo. De acuerdo con el representante de Sunti, estos son los más importantes: las temperaturas en las que opera el proceso (entrada y salida); los flujos de aire/agua/producto a calentar; el rango de operación para cada parte del proceso (día, mes, año); el terreno disponible para la instalación y ubicación de los procesos de demanda térmica; las facilidades de integración: la factura de gas o combustible que se quiere sustituir; la eficiencia de la caldera y de la distribución; y la auditoría energética.

### ■ Otras formas de acceder

En el encuentro organizado por Fenercam y ASIT se habló, también, sobre una posibilidad que ya ofrecen algunas compañías: que el cliente no tenga que invertir para tener una instalación de energía solar térmica, sino que la disfrute a través de modelos como el que ofrece Sumersol. Juan José Rojo, director general de esta compañía, explicó este modelo, a través del cual Sumersol diseña, instala y

el próximo año. La solar térmica instalada en las bodegas riojanas servirá tanto para generar calor como frío, según explicó Esperanza Tomás, y para lograr una disminución en el gasto energético de la bodega. En especial, ayudará a mejorar la eficiencia energética del proceso de vinificación, almacenamiento y envejecimiento del vino.

de procesamiento de frutas y en queserías (en ambos casos en Francia) y aseguró que la solar térmica ha demostrado ser “una herramienta de descarbonación de alto rendimiento al desplazar el consumo de gas” en ambos casos. De acuerdo con Mozas, “una central solar térmica de 10.000 m<sup>2</sup> permite evitar la emisión de entre 1.500 y 3.000 to-

## Nuevos alimentos

A partir de la utilización de un deshidratador solar, investigadores de la Facultad de Ingeniería y Ciencias Agropecuarias (FICA) de la Universidad Nacional de San Luis (UNSL, Argentina), están procesando hortalizas no aptas para su comercialización –ya sea por estar dañadas o por tener imperfecciones estéticas– para obtener alimentos de valor nutricional completo, de larga vida útil, y apropiados para ser destinados a comedores comunitarios o para familias en situación de riesgo social.

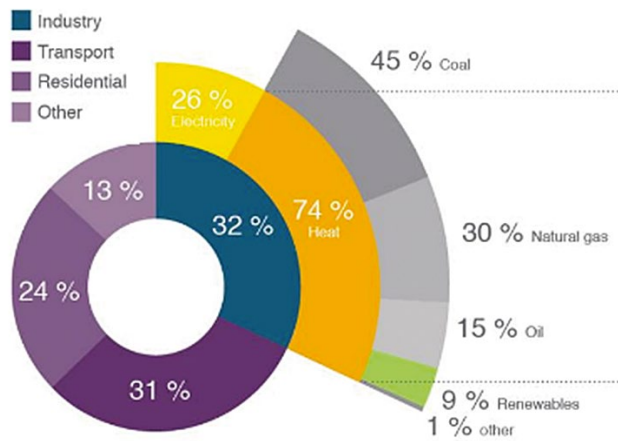
De acuerdo con los científicos que están desarrollando este proyecto, a cuyo frente se encuentra Myriam Grzona, doctora en Ingeniería Química, el objetivo perseguido es obtener un alimento “nutricionalmente completo, sin contaminación, que no necesite refrigeración y pueda ser reconstruido fácilmente para cubrir deficiencias en las dietas”. La investigadora destaca, además, el beneficio de este proceso en el contexto de la pandemia del coronavirus, pues sería de gran utilidad para “ayudar en la emergencia alimentaria”.

El proceso para la elaboración de este nuevo alimento se inicia con el paso de los vegetales por una lavadora y procesadora, bandejas para su pretratamiento y el escaldado. Posteriormente, la energía solar se utiliza como combustible para el secado en un deshidratador solar mixto, proceso que se realiza a una temperatura de hasta 60°C, “lo que permite obtener productos deshidratados con muy buenas propiedades organolépticas”, de acuerdo con los investigadores.

De momento, este procesamiento permite producir 50 kilos de verduras deshidratadas en dos días, que, mezclada con lentejas, soja o suero deshidratado, son envasadas al vacío y pueden destinarse a los comedores comunitarios como complemento nutricional, con el agregado de que tiene una vida útil estimada de un año. La idea es desarrollar una producción en escala que pueda ayudar a las personas en situación vulnerable.

Sigue en página 59...

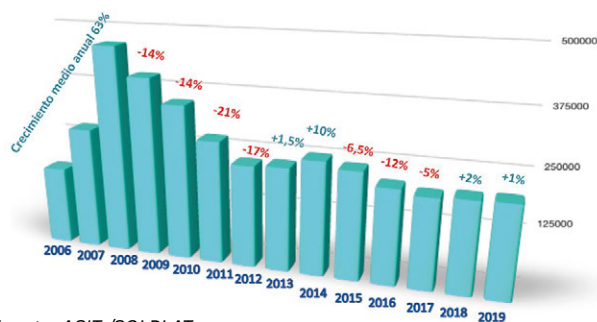
## Consumo energético total (datos de 2014)



Fuente: AIE (Solar Payback)

- 1/3** de la energía mundial es consumida por el sector industrial.
- 25%** de la energía que se consume a nivel global es utilizada en procesos de calor en la industria.
- 10%** de la energía que se consume a nivel global es utilizada en forma de electricidad en la industria.

## Desarrollo del mercado solar térmico en España 2006-2019

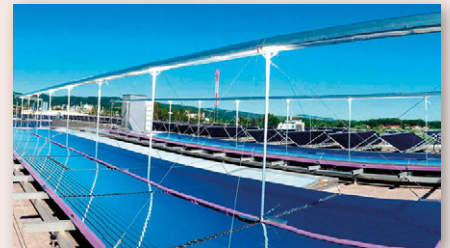


Fuente: ASIT /SOLPLAT

## Proyecto Hycool

El proyecto, liderado por Veolia Serveis Catalunya junto a otros 16 participantes de seis países europeos, tiene como objetivo la validación de un sistema de generación de frío industrial y vapor a partir de paneles solares de alta temperatura. Con la primera aplicación del sistema Hycool se espera reducir el consumo energético alrededor de un 75% y aumentar la eficiencia en un 25% en los entornos de aplicación. El proyecto arrancó en mayo de 2018 y tendrá una duración de tres años.

El sector alimentario, con una demanda cada vez mayor de refrigeración en los procesos de producción y conservación de productos, es un candidato idóneo para beneficiarse de este proyecto. El objetivo de la refrigeración requerida en esta industria es la reducción de los cambios bioquímicos y microbiológicos en los alimentos, con el fin, por un lado, de incrementar el tiempo de vida de los productos frescos o de los alimentos; y por otro, para mantener cierta temperatura durante el procesado, como sería el caso de los procesos de fermentación.



El sistema de enfriamiento de Hycool permite alcanzar temperaturas de hasta 5°C o -10°C, por lo que se puede adaptar en prácticamente todos los procesos de la industria alimentaria. La primera empresa de este sector en el que se está ensayando el sistema es Bo de Debò, ubicada en Sant Vicenç de Castellet (Barcelona). Su actividad se centra en la preparación de platos precocinados de alta calidad, lo que requiere la utilización de frío en sus procesos de conservación de materias primas y productos finales (entre 0 y 4°C) y en las zonas de producción y entrega (entre 8 y 12°C).

También lo va a ensayar Givaudan, especializada en la creación de sabores y fragancias, en su planta de Sant Celoni (Barcelona). El sistema Hycool proporcionará el agua fría necesaria para refrigerar el glicol almacenado en un depósito de reserva antes de que se bombee a los anillos de agua de la bomba de vacío. El calor residual del sistema se utilizará para producir vapor que se inyectará en la red de la fábrica.

■ Más información: <https://hycool-project.eu>

## Participación de la solar térmica en la industria en España

INDUSTRIA EXTRACTIVA Y MANUFACTURERA CON ALTO CONSUMO ENERGÉTICO (60-180 °C)	NÚMERO DE INDUSTRIAS EN ESPAÑA	FUEL/GAS-OIL/GAS (MWH)	CONSUMO MEDIO MWH/IND.	POTENCIA m² SOLAR 50%
Pan, galletas y productos de panadería y pastelería	7961	954 200	120	1 370 977
Elaboración de bebidas alcohólicas	2589	587 667	227	844 349
Producción de aguas minerales y bebidas alcohólicas	369	553667	958	508 142
Preparación e hilado de fibras textiles	623	109 850	176	157 830
Fabricación de tejidos textiles	434	164 683	379	236 614
Acabado de textiles	763	584 867	767	840 326
Preparación, curtido y acabado de cuero	263	127 917	486	183 788
Fabricación de chapas, tableros y paneles de madera	399	893 717	2240	1 284 076
Fabricación de pasta papelera, papel y cartón	235	3 477 883	14 800	4 996 959
Fabricación de productos químicos básicos	825	6 447 233	7815	9 263 266
<b>TOTAL</b>	<b>14 461</b>	<b>13 701 683</b>	<b>947</b>	<b>19 686 327</b>

Fuente: ASIT /SOLPLAT

## Evolución de las emisiones (en miles de toneladas de CO<sub>2</sub> equivalente)

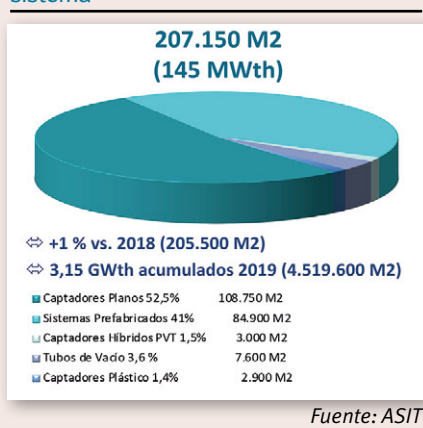
Dimensión descarbonización. Disminuir emisiones 90% en 2050 y un 23% en 2030.

Disminución de un 30% en industria (vs 1990)

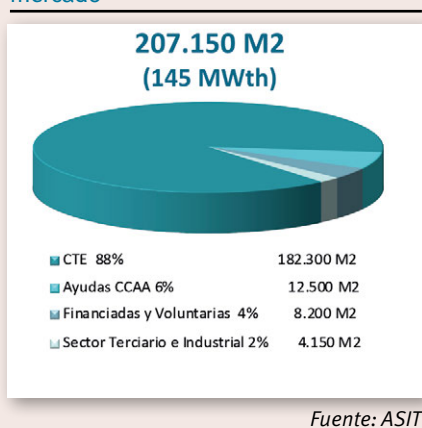
AÑOS	1990	2005	2015	2020*	2025*	2030*
Transporte	59.199	102.310	83.197	87.058	77.651	59.875
Generación de energía eléctrica	65.864	112.623	74.051	56.622	26.497	20.603
Sector industrial (combustión)	45.099	68.598	40.462	37.736	33.293	30.462
Sector industrial (emisiones de procesos)	28.559	31.992	21.036	21.147	20.656	20.017
Sectores residencial, comercial e institucional	17.571	31.124	28.135	28.464	23.764	18.397
Ganadería	21.885	25.726	22.854	23.247	21.216	19.184
Cultivos	12.275	10.868	11.679	11.382	11.089	10.797
Residuos	9.825	13.389	14.375	13.657	11.932	9.718
Industria del refino	10.878	13.078	11.560	12.330	11.969	11.190
Otras industrias energéticas	2.161	1.020	782	825	760	760
Otros sectores	9.082	11.729	11.991	12.552	11.805	11.120
Emisiones fugitivas	3.837	3.386	4.455	4.789	4.604	4.362
Uso de productos	1.358	1.762	1.146	1.236	1.288	1.320
Gases fluorados	64	11.465	10.086	8.267	6.152	4.037
<b>TOTAL</b>	<b>287.656</b>	<b>439.070</b>	<b>335.809</b>	<b>319.312</b>	<b>262.675</b>	<b>221.844</b>

\*Los datos de 2020, 2025 y 2030 son estimaciones del escenario objetivo del PNIEC  
Fuente: Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. 2019

### Parque instalado en España 2019 Distribución por tipo de captador y sistema



### Parque instalado en España 2019 Distribución por segmentos de mercado



### Parque instalado en España 2019 Distribución por Origen de Fabricación del Captador



...Viene de página 57

opera la planta solar, facturando al cliente solo la energía solar que consume. La compañía lo está aplicando, sobre todo, para proveer de calefacción y agua caliente sanitaria a grandes consumidores, como residencias de tercera edad, residencias de estudiantes, piscinas climatizadas, spas, hospitales, hoteles, etc... Pero, según indicó Rojo, este modelo se puede aplicar igualmente a instalaciones industriales.

Otro de los participantes en el encuentro, Óscar Mogro, R&D Manager Solar Competence Center de BDR Group, puso varios ejemplos de cómo la solar térmica contribuye a reducir la huella de carbono de las instalaciones en donde se instala. De acuerdo con Mogro, la huella de carbono del ciclo de vida de esta tecnología es hasta 4,4 veces menor que la solar fotovoltaica. Por su parte,

Carlos Montoya, director del Departamento Solar del Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE), centró su intervención en el marco normativo existente en España para el desarrollo de las renovables térmicas y en los mecanismos de apoyo a estas tecnologías. También detalló algunos de los aspectos más significativos de la Guía Técnica de la Energía Solar Térmica, elaborada conjuntamente entre IDAE y ASIT.

Esta guía, que ha sido actualizada y ampliada hace apenas tres meses con motivo de las recientes modificaciones efectuadas en el Código Técnico de la Edificación, recoge información basada en la experiencia adquirida durante los últimos años por profesionales del sector, de manera que va más allá del objetivo de establecer unas especificaciones técnicas mínimas, lo que permite a quienes trabajan en este sector disponer de una información contrastada y reconocida que les

sirve de ayuda a la hora de dimensionar, diseñar, ejecutar, operar y mantener las instalaciones.

Respecto al PNIEC y los aspectos que incluye para impulsar las renovables térmicas, Montoya se refirió a los mecanismos de obligación, la creación de comunidades energéticas, las garantías de origen o la modificación de los códigos CTE y RITE para impulsar las renovables en la edificación. Los préstamos y subvenciones para edificios y redes de calor y la adecuación del marco normativo y fiscal para incentivar el uso de las renovables térmicas son otros aspectos que, según destacó Montoya, van a impulsar a la solar térmica en España.

#### ■ Más información:

→ [www.asit-solar.com/news/show/id/42](http://www.asit-solar.com/news/show/id/42)

→ [www.idae.es/publicaciones/guia-tecnica-de-energia-solar-termica](http://www.idae.es/publicaciones/guia-tecnica-de-energia-solar-termica)



AHORRO

España

# Más ineficientes que nunca y tan gravemente dependientes como siempre

*El Observatorio 2019 de Energía y Sostenibilidad en España es un documento que analiza las claves energéticas de nuestro país. El informe (que ha alcanzado este año su 13ª edición) es obra de la Cátedra BP, iniciativa conjunta de la Universidad Pontificia Comillas y la petrolera BP España, y suele dejar todos los años muchos titulares. En esta ocasión destacan dos: (1) la dependencia energética de España respecto del exterior se sitúa en un 89%; y (2) nuestra intensidad energética primaria (cantidad de energía empleada para producir una unidad de PIB) no solo está un 15% por encima de la media de la UE sino que, en los últimos 18 años, esa brecha, además, ha crecido.*

Antonio Barrero F.

**E**spaña necesitaba en 2008 hasta 28 toneladas equivalentes de petróleo más que la UE15 para producir un millón de euros. 28 toneladas más para producir lo mismo: tan sencillo como eso. Necesitábamos más energía porque nuestros procesos productivos no aprovechaban como es debido la energía que usaban y desperdiciaban buena parte de la misma. No éramos eficientes. Diez años después, en 2018 (año analizado por la Cátedra BP en este su último Observatorio), seguimos siendo menos eficientes que nuestros vecinos. Más aún: según los autores del informe –José Bellver, Rafael Cossent, Pedro Linares y José Carlos Romero–, la brecha que nos separa de la tasa de eficiencia de la UE15 ha crecido. “Entre los años 2000 y 2018 –explica el Observatorio–, la intensidad energética primaria en la UE15 se redujo en más de

un 22%, mientras que en España esta reducción fue ligeramente inferior a ese 22%”. Así, continuamos estando muchos puntos por encima de la media de la UE15. Porque estos 18 años no solo no han servido para aproximarnos a esa media, sino que, antes al contrario, nos han alejado aún más de ella. En fin, que seguimos empleando más energía que nuestros vecinos para producir exactamente lo mismo.

El otro dato clave del último Informe publicado por la Cátedra BP es el relativo a la dependencia. “La dependencia energética de España respecto del exterior –dicen los autores en la página 14– apenas muestra signos de mejora y se mantiene en un 89%”. No hay error tipográfico: 89. El sector energético español consumió 6,25 exajulios (EJ) de energía primaria en 2018. Y el 89% de esos exajulios llegó de allende las fronteras. Y es-

## Otros titulares

La demanda de energía aumentó (un 1% en energía primaria y un 3,1% en energía final) por encima del PIB.

La factura energética española volvió a aumentar, de la mano del aumento de la demanda y el ascenso de los precios finales de la energía.

El repunte de los precios internacionales de los combustibles en 2018 supuso que los precios finales de la energía aumentaran casi un 6% en España. “La única solución a este respecto –dicen los autores–, más allá de mejoras en la fiscalidad que pueden ser únicamente transferencias, es la promoción del ahorro energético, y la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles, cuyos precios y volatilidad están fuera de nuestro control”.

El sector del transporte, que sigue siendo el principal emisor y consumidor de energía de la economía española, volvió a ver cómo aumentaba la demanda de transporte privado por carretera en un 3,1%, el tren, en un 9% (pero menos relevante en términos absolutos por su pequeña participación global). Además, el transporte de mercancías aumentó un 3,6%.





## Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España

El objetivo del Informe 2019 del Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España, publicado por la Cátedra BP, es “valorar la evolución de los acontecimientos en el campo de la energía en España desde el punto de vista del desarrollo sostenible”. Los autores del informe analizan para su elaboración fuentes de información y estudio que contienen indicadores que consideran “fiables y representativos de la evolución de la producción y consumo de energía en España y de sus implicaciones en el desarrollo sostenible” y, además, aportan su particular “análisis crítico con el apoyo de expertos externos”.

tamos hablando de una cantidad de recursos (energéticos y económicos) realmente formidable. Según la Secretaría de Estado de Comercio (Gobierno de España), nuestro país gastó más de 47.000 millones de euros (M€) en importaciones de productos energéticos en 2018. Ese año, enviamos al extranjero 130 millones de euros cada día para comprar productos energéticos, productos que luego no empleamos tan eficientemente como nuestros vecinos. 130 millones de euros “desaparecidos” diariamente que no hacen sino merma en la calidad de vida de las familias, que consiguientemente cuentan con menos recursos para abordar otros gastos, y que perjudican la competitividad de las empresas, más dependientes ellas que sus vecinas por mor de la mayor intensidad energética que apuntábamos al principio.

“La dependencia energética del exterior –alerta la Cátedra BP– se mantiene en niveles muy elevados”, dependencia sobre todo de combustibles fósiles contaminantes (petróleo y gas, fundamentalmente) que se materializa en un coste igualmente muy elevado y que en 2018 se ha traducido así mismo en unas emisiones de CO<sub>2</sub> muy elevadas, un +15,5 % respecto al año base 1990. Y aún podemos darnos por satisfechos, vienen a decir los redactores: “el principal motivo de que los indicadores no hayan mostrado una evolución marcadamente negativa –advierten– ha sido la elevada hidraulicidad, que permitió reducir significativamente el uso de carbón (...). En un escenario de largo plazo –concluyen en todo caso los autores–, parece poco razonable fiar la sostenibilidad del sector energético a las lluvias, más aún en el caso español,

que se enfrenta a un importante riesgo de bajada de las precipitaciones debido al cambio climático. De hecho, si el año hubiera sido climatológicamente medio, hubiera aumentado aún más la energía primaria y las emisiones de CO<sub>2</sub> (en un 3%)”.

El transporte sigue siendo el sector que más energía consume (casi el 22% del consumo total de energía primaria o en torno al 39% de la energía final) y el que más emisiones de CO<sub>2</sub> causa (cerca del 24% del total de emisiones y casi el 46% una vez descontadas las emisiones asociadas a los autoconsumos, las pérdidas y las exportaciones). “Por tanto –apuntan desde la Cátedra–, este sector sigue siendo prioritario en cuanto al diseño de una política energética sostenible”. El Ejecutivo no parece estar del todo de acuerdo y acaba de aprobar un plan de ayudas al automóvil que incluye 250 millones de euros en subvenciones directas a la compra de vehículos diésel y de gasolina, y apenas 70 millones de ayuda a la adquisición de “vehículos sostenibles”. El Gobierno entiende por tales a los eléctricos 100%, pero también ahí –bajo ese eufemismo (vehículos sostenibles)– cuea a otra categoría de vehículos de motor de combustión: los que usan gas natural, gas licuado de petróleo, o los modelos bi fuel (usan diésel y gas natural comprimido simultáneamente, por ejemplo).

Así las cosas, y según los autores del informe, desde el punto de vista de la sostenibilidad, el modelo energético español continúa presentando “importantes desafíos” respecto a las emisiones de CO<sub>2</sub>, la eficiencia energética, la dependencia energética exterior o al impacto medioambiental. “Afortunadamente, y por primera vez en muchos años –consideran–, se observa un cambio de orientación en la política energética y ambiental”, cambio que los autores perciben (1) “en la preparación” de la primera Ley de Cambio Climático y Transición Energética (que debe aún pasar por el Parlamento para quedar definitivamente redactada) y (2) “en la elaboración”

## Cátedra BP de Energía y Sostenibilidad

El objetivo del Informe 2019 del Observatorio de Energía y Sostenibilidad en España, publicado por la Cátedra BP, es “valorar la evolución de los acontecimientos en el campo de la energía en España desde el punto de vista del desarrollo sostenible”. Los autores del informe analizan para su elaboración fuentes de información y estudio que contienen indicadores que consideran “fiables y representativos de la evolución de la producción y consumo de energía en España y de sus implicaciones en el desarrollo sostenible” y, además, aportan su particular “análisis crítico con el apoyo de expertos externos”.

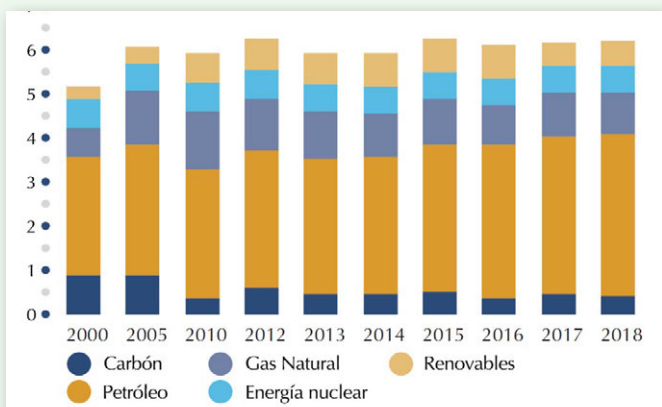
**BP**  
La petrolera británica bp está presente en España desde 1954, declara una plantilla de alrededor de 900 empleados y más de 750 estaciones de servicio. bp ocupa el tercer puesto en el mercado español, con una cuota de mercado de en torno al 8% y presume de “una posición destacada en el mercado industrial del gas natural”. Uno de sus principales activos en España es la refinería de Castellón.

BP trabaja en más de 70 países en 5 continentes y cuenta con 74.500 empleados. La compañía suministra combustibles para el transporte; energía para calefacción y luz; y productos petroquímicos para una variedad de aplicaciones. También trabaja en los biocombustibles, en la energía eólica y solar y en la generación y comercialización de electricidad de origen renovable. La empresa se ha propuesto ser cero neto en emisiones en 2050.

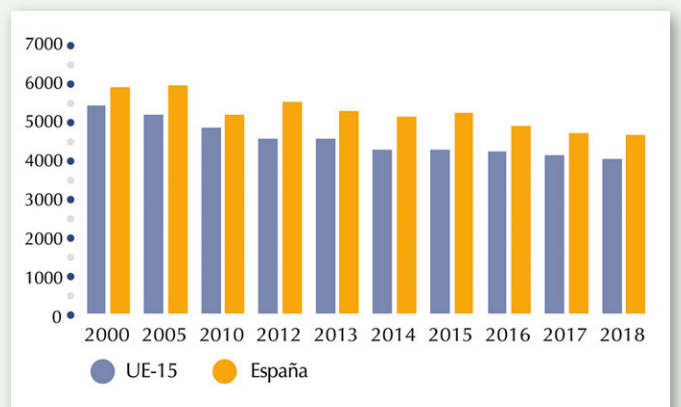




## Consumo de energía primaria en España (en exajulios)



## Energía primaria por PIB-Intensidad energética (Gj /Millón € constantes 2016)



del Plan Nacional Integrado (PNI) de Energía y Clima 2021–2030 y de la Estrategia de Largo Plazo 2050 (aún no hecha pública).

La Ley, apoyada en el PNI de Energía y Clima, establece objetivos que la Cátedra BP considera “muy ambiciosos para enfrentarse a estos desafíos”, y es una iniciativa que los autores del informe reciben como “muy bienvenida, junto con la próxima Estrategia de Largo Plazo 2050”. Todos estos instrumentos –dice la Cátedra– constituyen “un marco esencial para avanzar hacia la descarbonización y sostenibilidad del modelo energético español”. Eso sí, “tal como indicábamos el año pasado –matizan desde BP–, creemos que la Ley cuenta con margen de mejora en su tramitación parlamentaria para que esta transición sea inclusiva y eficiente, factible y efectiva”.

La Cátedra señala, en particular, que “debería incluir una señal de precio de CO<sub>2</sub> estable y creciente en el marco de una reforma fiscal verde; un diseño apropiado de los mercados energéticos; y una estrategia de innovación energética y política industrial en un contexto global”. Así mismo, “deberían eliminarse normativas de detalle que conviene dejar a otras normas de rango inferior, más flexibles para incorporar la evolución tecnológica”. Así, además –dicen–, será más fácil que incluya todas las posibilidades tecnológicas que puedan contribuir a la descarbonización, y que cuente con el imprescindible respaldo de todos los sectores económicos e industriales.

Los autores del Observatorio reclaman por otro lado que el Gobierno case la ambición de los objetivos del PNI de Energía y Clima con la minimización de los costes para el consumidor mediante “una batería potente de medidas de ahorro y eficiencia energética, y con el despliegue de una estrategia ambiciosa de innovación energética, como herramientas fundamentales para la sostenibilidad”.

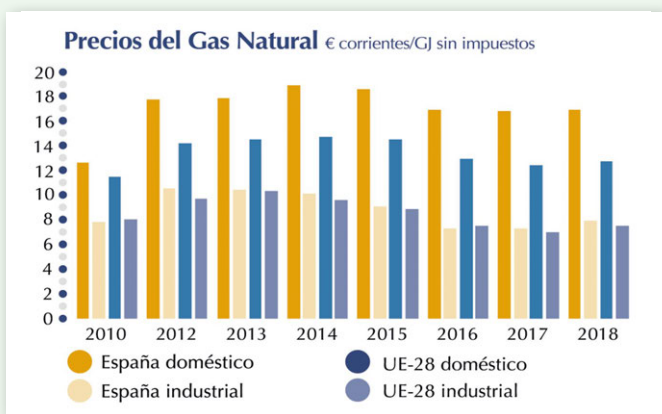
La Cátedra BP considera por lo demás que los fondos de recuperación asociados a la crisis del Covid-19, ya planteados por Bruselas en el marco del Pacto Verde Europeo, constituyen “una oportunidad inmejorable para alinear los objetivos de recuperación económica con los de la transición energética recogidos en el PNI”.

Pero la salida sostenible de la crisis –sostienen– requerirá combinar “no solo objetivos de descarbonización, sino también de empleo y valor añadido: será preciso inversiones con criterios sostenibles, pero también señales económicas que desincentiven comportamientos pasados”.

Para lograr este alineamiento –concluyen los autores del informe– hace falta “visión de largo plazo y voluntad de consenso, generosidad y responsabilidad. Es necesario que la tramitación parlamentaria de la Ley de Cambio Climático y Transición Energética sirva para comenzar a avanzar juntos hacia un modelo energético sostenible”.

## Los números del gas

España importó en 2018 (año sobre el que versa el estudio) productos energéticos por valor de más de 47.000 millones de euros. Según la Secretaría de Estado de Comercio (Ministerio de Industria), 7.758 millones de euros se nos fueron en gas (21 millones de euros cada día). Los principales destinos de esa enorme partida fueron Argelia, Nigeria y Catar, naciones que ese año le vendieron a este país casi tres de cada cuatro gigavatios hora de gas, según consta en el Informe Estadístico Anual 2018 de Cores, la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (Cores es una entidad de derecho público tutelada por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo). Según el Observatorio 2019 de la Cátedra BP, el precio que pagó el consumidor doméstico español en 2018 por el gas natural sin impuestos (en euros corrientes por gigajulio) fue aproximadamente un 30% más caro que la media de lo que pagó el consumidor doméstico de la UE28. Al consumidor industrial español le pasó lo mismo: pagó el gas más caro que el consumidor industrial de la UE28. La brecha que separa al consumidor industrial de gas español de sus vecinos europeos es menor (no alcanza el 30%), pero lo cierto es que el año pasado creció. Según la Cátedra BP, los precios del gas experimentaron un ascenso generalizado en 2018. En la UE-28 –concreta el informe–, ese aumento fue del 7,0% para el sector industrial UE28 y del 9,3% para el sector industrial español. España importa el 100% del gas que consume.



■ Más información:

→ [www.comillas.edu/catedrabp/informes-anales](http://www.comillas.edu/catedrabp/informes-anales)

# Blue Power

The professional choice



[www.victronenergy.com](http://www.victronenergy.com)

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:



Ronda Narcís Monturiol, 4  
Edif. A - Despacho 204,  
Parque Tecnològic  
46980 Paterna, Valencia  
Tel. 963 211 166  
[info@betsolar.es](mailto:info@betsolar.es)  
[www.betsolar.es](http://www.betsolar.es)



P.I. Riu, Cno. del Riu, s/n  
03420 Castalla, Alicante  
Tel. 965 560 025  
[bornay@bornay.com](mailto:bornay@bornay.com)  
[www.bornay.com](http://www.bornay.com)



Polígono Industrial "Els mollons",  
Torners, 6  
46970 Alaquàs, Valencia  
Tel. 961517050  
[info@saclimafotovoltaica.com](mailto:info@saclimafotovoltaica.com)  
[www.saclimafotovoltaica.com](http://www.saclimafotovoltaica.com)

**SKV**   
Solo Kilovatios Verdes

**900 373 105**

Comercializador de energía  
de origen 100% renovable

## #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](mailto:info@gesternova.com)

[www.gesternova.com](http://www.gesternova.com)

 **gesternova**  
energía

