



ENERGÍAS RENOVABLES

233
Julio / Agosto 2024

www.energias-renovables.com @ERenovables

CSP para usos
industriales

La termosolar calienta motores

**Radiografía AEE
del sector eólico
nacional: luces y
sombras**



**FV: España instala
el doble que UK,
Alemania, Italia y
Francia juntas**



**Llega la aerotermia
100% renovable**



B



O

R

N

A

Y

Bornay promueve la **responsabilidad humana** para conseguir un planeta sostenible. Sol y viento, los productores naturales de energía, se convierten en los mejores aliados de aerogeneradores y placas fotovoltaicas.

Bornay 

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



233



Número 233
Julio / Agosto 2024

En portada, instalación termosolar Fresnel para generación de vapor en Heineken Quart de Poblet (Valencia)
Fuente foto: Miguel Frasset-Solatom

Se anuncian en este número

APSYSTEMS	4	SALÓN DEL GAS RENOVABLE	59
ASTRENERGY	13	SOLARWATT	9
BORNAY.....	2	TBB POWER.....	19
CONTIGO ENERGÍA.....	64	VICTRON	63
GREENHEISS.....	15	WATTKRAFT	11
JUNKERS	51	WINDENERGY HAMBURG	27
RISEN	17		

■ PANORAMA

La actualidad en breves	6
Pep Puig (10) / Jorge González Cortés (14) / María Prado (16) / Erika Martínez (18)	

La fotovoltaica de España es la que más crece de toda Europa	20
Flexcite: La suite de soluciones para los retos que vienen	24

■ EÓLICA

Radiografía del sector eólico nacional	28
La eólica marina que no acaba de zarpar	32

■ FOTOVOLTAICA

España instala el doble que Alemania, Italia, Francia y UK juntas	36
Desalinizar agua con el calor del sol	40

■ TERMOSOLAR

Entrevista a Óscar Balseiro , secretario general de Protermosolar	44
Calores solares para procesos industriales	48

(+Entrevista a Miguel Frasset, cofundador y CEO de Solatom, y a Marisol Oropeza, responsable de asuntos internacionales de la Asociación Nacional de Energía Solar de México)

■ ENERGÍAS DEL MAR

BiMEP, la casa del viento y las olas	52
<i>(+Entrevista a Yago Torre-Enciso, director técnico de BiMEP)</i>	

■ AEROTERMIA

Llega la aerotermia 100% renovable	56
<i>(+Entrevista a Nuno Lourenço, director de Ventas de Hisense Iberia)</i>	

■ BIOENERGÍA

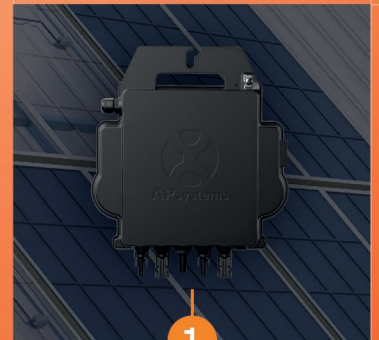
La astilla de madera , el combustible más económico para calentar tu casa	60
--	----





SEGURO E INTELIGENTE

SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA RESIDENCIAL



1

DS3
Serie de Microinversores



2

3

ELS-5K
Sistemas de Conversión de Energía
+APBATTERY



5

ECU-R
Unidad de Comunicación de Energía



4

EMA
Monitoring & App

¿Europa va o viene?

¿Por qué instalamos renovables? ¿Por qué hemos decidido apostar por la movilidad eléctrica? ¿Por qué hay momentos de duda en la transición energética? ¿Vamos muy rápido o muy despacio? ¿Hay alguna posibilidad de desandar el camino andado?

Preguntas impensables hace unos años. Las ideas fuerza que llevaron a los países occidentales a tomar medidas para cambiar de modelo energético eran sólidas como una roca. Si algunas tecnologías podían aportar certezas sobre los tres retos que afectan a la energía, esas eran las renovables: seguridad de suministro, protección del medio ambiente y precios razonables. No hace falta irse a la crisis del petróleo de los años 70. Basta recordar lo que pasó hace dos años y medio, cuando Putin invadió Ucrania. De la noche a la mañana se dispararon los precios de los combustibles fósiles y nadie podía garantizar que el gas seguiría saliendo por el grifo. En ese momento, febrero de 2022, Europa vio en las renovables la única tabla de salvación posible. Hoy la tabla flota, sí. ¿Pero quién la necesita? ¿Quién se está ahogando?

Los problemas que nos llevaron a poner el foco en las renovables son los mismos y algunos empeoran a diario. Las evidencias científicas que llevaron al mundo a firmar en diciembre de 2015 el Acuerdo de París para tratar de limitar el aumento de la temperatura media global a 1,5°C, son hoy más evidentes. En cuanto a los precios, las renovables ganan por goleada. De hecho, la potencia eólica y solar instalada en nuestro país, bien regado de sol y viento, logra una y otra vez que los precios de la electricidad en España sean los más baratos de Europa. Lo que se traduce en una oportunidad histórica de industrialización.

¿Qué está pasando entonces? ¿Por qué las recientes elecciones europeas o las que se celebrarán en noviembre en Estados Unidos son capaces de generar dudas en torno a la transición energética? Javier García Brea, uno de los expertos que más en profundidad ha analizado el espíritu y la letra de la legislación europea en la materia publicó en enero de 2022 un artículo titulado 'Bruselas desata una ofensiva contra la viabilidad de las energías renovables'. Hablaba de la llamada "taxonomía", que otorgaba la etiqueta de energía verde al gas y a la nuclear. Aquello fue un torpedo en la línea de flotación de la política energética. Torpedo que fue posible lanzar gracias al Reglamento (UE) 2020/852 sobre inversiones sostenibles, que establece los criterios para determinar qué actividad económica se considera sostenible y puede optar, por ejemplo, a fondos europeos. "Es el cambio que exigían los lobbies gasistas, petroleros, nucleares, del automóvil o los países más carboneros de la UE", apunta García Brea.

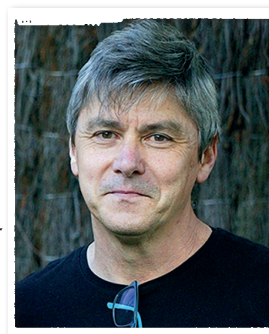
Todas las directivas derivadas del llamado paquete "Fit for 55", la 2023/2413 de energías renovables, la 2023/1791 de eficiencia energética, o la 2024/1275, de eficiencia de edificios, son un ejemplo claro del "coladero" que es ahora la legislación europea. "La ambigüedad y las contradicciones del Reglamento (UE) 2020/852 permitirán que los gobiernos lo conviertan en el Reglamento europeo del 'greenwashing' para dar un paso atrás en la transición energética, apoyando una recuperación más gris que verde de la economía europea", defiende García Brea.

La energía y la política están muy unidas. "Decir que no hay política en cuestiones como la energía es ridículo", decía recientemente Pedro Fresco, autor del libro *Energy Fakes*. Y algunas políticas no se llevan bien con las renovables. El tirón de la ultraderecha en las elecciones europeas y francesas, o la posibilidad de que Trump vuelva a la Casa Blanca demuestra las propias contradicciones de la democracia, que puede aupar al poder a quienes reniegan del sistema o ponen en cuestión derechos conseguidos a base de esfuerzo. Imposible decirlo mejor que Alejo Stivel, el cantante de Tequila, en una entrevista del mes pasado en El País: "Ya no hacen falta dictaduras. Con el poder de los medios se convence a la gente de que vote a sus verdugos".

Vamos a creer que Europa estará siempre en el lado correcto de la historia.
¡Buen verano!



Luis Merino



SOCIOS FUNDADORES Pepa Mosquera y Luis Merino
DIRECTOR Luis Merino lmerino@energias-renovables.com
REDACTOR JEFE Antonio Barrero F. abarrero@energias-renovables.com
REDACCIÓN Celia García-Ceca celia@energias-renovables.com Manuel Moncada manuelmoncada@energias-renovables.com
DISEÑO Y MAQUETACIÓN Fernando de Miguel trazas@telefonica.net
COLABORADORES Paloma Asensio, Alba Luke, Anthony Luke, Javier Rico, Hannah Zsolosz
CONSEJO ASESOR 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) Rafael Benjumea Presidente de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) Javier Díaz Presidente de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (Avebiom) Oleguer Fuertes, Presidente de la Asociación Solar de la Industria Térmica (ASIT) Javier García Brea Experto en Políticas Energéticas y presidente de NzE José Luis García Ortega Responsable del Área de Investigación e Incidencia y del Área de Cambio Climático y Energía de Greenpeace España Santiago Gómez Ramos Presidente de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) Antoni Martínez Senior Advisor de InnoEnergy Miguel Ángel Martínez-Aroca Presidente de la Asociación Nacional de Productores de Energía Fotovoltaica (Anpier) Carlos Martínez Camarero Secretaría de Sostenibilidad Medioambiental de CCOO 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
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.

Autoconsumo, tiempo de rebajas

Incentivos fiscales en el IBI, ICIO e IAE para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico en municipios con más de 10.000 habitantes. Ese es el título, largo, pero inequívoco, del último informe que sobre autoconsumo ha publicado la Fundación Renovables. Acompaña a ese informe una herramienta digital de libre acceso mediante la que cualquiera puede averiguar si su Ayuntamiento incentiva el autoconsumo con una rebaja en el IBI, el Impuesto sobre Instalaciones, Construcciones y Obras o el IAE. Zamora y Cáceres son las dos únicas capitales de provincia de España que no incentivan esta solución de ahorro con bonificaciones en el IBI.

Crebillente, en Alicante (algo más de 30.000 habitantes), 30% de descuento en el IBI durante uno, dos y tres años; y 90% de rebaja en el Impuesto sobre Instalaciones, Construcciones y Obras (ICIO). Priego de Córdoba (22.000 habitantes), 50% de descuento en el IBI durante uno, dos, tres, cuatro, cinco y... hasta 10 años; y 50% de rebaja en el impuesto por obra. Andratx (Balears, 11.833 habitantes), 25% de rebaja en el IBI durante tres años; 95% de descuento en el ICIO. Gijón (268.000 habitantes), 50% en el IBI durante

cinco años; 95% en el ICIO. Y, así, hasta 771 municipios, que son los que ha analizado la Fundación Renovables, en colaboración con la empresa Otovo, en esta quinta edición de su ya tradicional informe sobre incentivos fiscales al autoconsumo.

Hemos elegido esos casos para empezar, pero hay de todo. En Agüimes, por ejemplo (Las Palmas, 32.000 habitantes), el descuento en el IBI (20%) lo aplica el Ayuntamiento al vecino o vecina que se instala un autoconsumo durante... diez años; mientras que en la vecina Pájara (también en Las Palmas, 21.000 habitantes) el descuento IBI es cero redondo (vamos, que no hay descuento que valga) y el que se anima a meterse en obra y montar sobre su tejado un sistema solar doméstico para autoconsumo tiene que pagar también íntegramente el ICIO, porque el Ayuntamiento "pajareño" tampoco aplica ahí descuento alguno.

Zamora (60.000 habitantes) y Cáceres (casi 100.000) son las únicas capitales de provincia en toda España que dicen no al descuento en el IBI. Las dos hacen doblete, la capital extremeña tampoco bonifica el

IAE; la zamorana no bonifica el ICIO. Melilla (85.000 habitantes) se marca un triple: el gobierno de la ciudad autónoma no incentiva el autoconsumo de ninguna manera, vamos, que no hay descuento que valga para los vecinos o vecinas que quieran instalar placas solares para uso propio (ni en el IBI, ni el ICIO, ni en el IAE). Ceuta (83.000 habitantes) es otro planeta: 50% en el IBI, 60% de descuento en el ICIO.

Pero, más allá de casos concretos, las cifras grandes del informe sobre Incentivos Fiscales al Autoconsumo son estas: (1) hasta el 64% de los ayuntamientos de los municipios españoles de más de 10.000 habitantes estudiados ofrecen bonificaciones en el IBI para instalar autoconsumo fotovoltaico; (2) un porcentaje muy parecido de los ayuntamientos analizados (63%) dispone de medidas para bonificar el autoconsumo en el Impuesto sobre Instalaciones Construcciones y Obras (ICIO); y (3) apenas el 27% de las



El ICIO es un impuesto local que solo se debe pagar cuando se realiza una construcción, instalación u obra, para la cual se exija presentar comunicación previa. Debe pagarlo quién asuma el coste de la actuación, sea o no propietario del inmueble en el que se realiza.

Se paga al comenzar el proceso de solicitud de la licencia y es el ayuntamiento de cada municipio el que determina la regulación del tributo, el período de pago y la cuota tributaria, sin que pueda ser superior al 4%.

Ejemplo: Madrid

Coste instalación: 6.600 €

Tipo impositivo en Madrid: 4%

Coste ICIO: 240 €²

Bonificación autoconsumo: hasta un 95%

Ahorro: 228 €

2. La fórmula utilizada para calcular el coste anual del ICIO es la siguiente: valor catastral x tipo impositivo

El IBI es una tasa impositiva municipal que afecta a la mayoría de los propietarios de bienes inmuebles.

Es de carácter anual y el período de pago y el importe dependen del municipio.

Viene determinado por el valor catastral del inmueble, que se calcula a partir del valor de la construcción y del suelo en el que se encuentra. Ese valor catastral se puede consultar en la web del catastro o a través del propio ayuntamiento.

Ejemplo: Madrid

Valor catastral: 250.000 €

Tipo impositivo en Madrid: 0,456%

Coste IBI: 1.140 €/AÑO¹

Bonificación autoconsumo: hasta un 50%

Ahorro: 570 €/año

1. La fórmula utilizada para calcular el coste anual del IBI es la siguiente: valor catastral x tipo impositivo



Coversun solutions

ordenanzas municipales ofrece incentivos al autoconsumo en el Impuesto de Actividades Económicas (IAE).

La Fundación también le pone nota al papeleo que hay que hacer para lograr los descuentos.

Según el informe de incentivos fiscales al autoconsumo, en la mayoría de los casos, acceder a estas ventajas fiscales es sencillo, en tanto que el 64% de las ordenanzas analizadas imponen requisitos “asumibles”, frente a un 33% de municipios que dispone de condiciones “restrictivas” para bonificar el IBI por autoconsumo. El 6% de las normativas estudiadas en el informe son “muy restrictivas” y presentan exigencias que dificultan a

los ciudadanos acceder a las bonificaciones.

EL PASO DEL TIEMPO

La Fundación Renovables lleva cinco años analizando las bonificaciones al autoconsumo que realizan los ayuntamientos españoles en sus impuestos. El histórico muestra que en los últimos años cada vez son más los consistorios que impulsan medidas fiscales para favorecer la instalación de paneles fotovoltaicos.

En 2021 el número de municipios de más de 10.000 habitantes que presentaban bonificaciones en el IBI por autoconsumo era de 361. Actualmente, la cifra se eleva hasta los 493 municipios. En cuanto al

ICIO, las localidades con ventajas fiscales por autoconsumo han pasado de 429 a 477.

Los municipios analizados en el informe acogen al 80% de la población española y al 97% de las empresas del país. “Para realizar el análisis –informa la Fundación–, se ha accedido a todas las ordenanzas municipales disponibles y se ha contactado con los consistorios para conocer con profundidad las bonificaciones al autoconsumo”.

El trabajo en todo caso va más allá del informe propiamente dicho. Es más, quizá su fruto más valioso sea la herramienta que ha implementado la Fundación, en colaboración con Otovo, en *fundacionrenovables.org*. La herramienta, de libre acceso y muy fácil manejo, permite a cualquiera localizar su municipio (de más 10.000 habitantes) y comprobar cómo lo está haciendo en materia de incentivos al autoconsumo.

Raquel Paule, directora de la Fundación Renovables

«Cada vez más ciudadanía, empresas y administraciones ven todos los beneficios que les ofrece el autoconsumo, asegurándose un suministro de energía renovable y barato independientemente de lo que pase en los mercados internacionales. A nivel nacional el autoconsumo contribuye a aumentar la soberanía energética y la eficiencia del sistema, pero sobre todo a democratizar la energía, asegurando un empoderamiento de la ciudadanía, que ayude a equilibrar el juego del poder dentro del sistema energético. El Gobierno y administraciones deben impulsar políticas y acciones que aseguren el avance del autoconsumo y por tanto de la transición y del cambio de modelo energético con una reforma de la fiscalidad dónde de una vez por todas se deje de subvencionar a los combustibles fósiles en detrimento de las renovables»



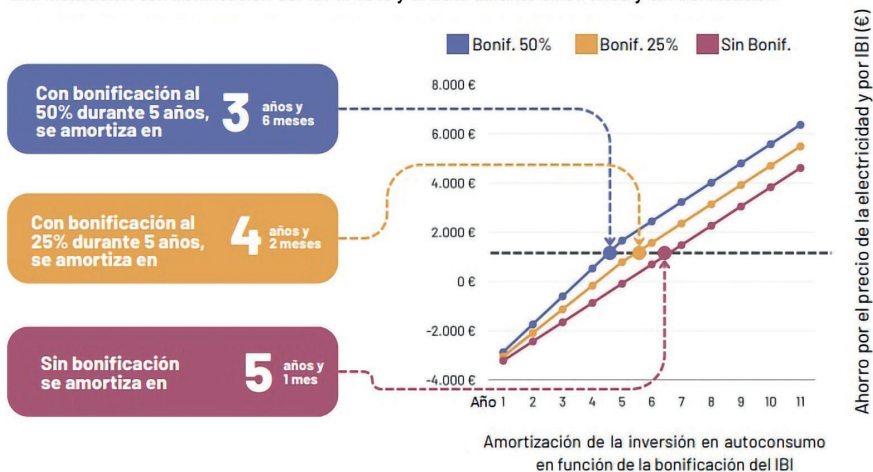
UN PAR DE CONCLUSIONES Y SEIS RECOMENDACIONES

Las autoras del informe concluyen que las instalaciones de autoconsumo fotovoltaico “son rentables de por sí y no requieren de ayudas ni almacenamiento”. El ejemplo de Zamora es espectacular. Aún sin contar con bonificación alguna en el IBI, una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo puede amortizarse en esa ciudad en apenas cinco años (véanse los números en el gráfico aladaño).

Eso sí, la energía solar “no es gestionable, es decir, no podemos decidir a qué hora vamos a producir la energía”, por lo que los autores del informe recomiendan adaptar el consumo a las horas en las que la instalación produce energía o apostar por las baterías cuando cambiar los horarios de uso es com-

Caso Zamora

Para estudiar la viabilidad de las instalaciones fotovoltaicas del caso de Zamora, donde se producen al año aproximadamente 1.600 kilovatios hora (kWh) por kilovatio instalado de potencia, se considera una instalación con bonificación del IBI al 50% y al 25% durante cinco años y sin bonificación



Con bonificación al 50% durante 5 años, se amortiza en **3 años y 6 meses**

Con bonificación al 25% durante 5 años, se amortiza en **4 años y 2 meses**

Sin bonificación se amortiza en **5 años y 1 mes**

Datos

- Potencia instalada: **4 kWp**
- Presupuesto total (IVA incluido): **4.000 €**
- Consumo anual de la red, previo a la instalación fotovoltaica: **5.900 kWh**
- Precio de la energía compensada: **0,09 €/kWh**
- Precio medio del kWh en punta: **0,20 €/kWh (incluidos impuestos)**
- Precio medio del kWh en valle: **0,15 €/kWh (incluidos impuestos)**
- Se considera un valor de **700 € anuales para el IBI**
- Para realizar el balance energético horario se han tomado los perfiles finales de consumo de Red Eléctrica por meses para la tarifa **2.0 TD** y las curvas de generación solar fotovoltaica por horas de **ESIOS**
- Datos de radiación con **PVGIS**

plicado. “Para estos casos, que se suelen dar entre las seis y las diez de la noche, una buena solución es el uso de baterías”.

Y ahí la demanda es muy clara: “los ayuntamientos –apela el informe– también pueden ofrecer bonificaciones en sus impuestos para las baterías”.

Porque los precios aún son quizá algo elevados, según muchos bolsillos, y el plazo de amortización de una instalación se alarga más de lo que muchos autoconsumidores están dispuestos a asumir. Por eso en España solo “a lo mejor una de cada cuatro instalaciones, una de cada cinco, incorpora batería, mientras que en los principales países europeos en los que nos estamos moviendo, Alemania, Reino Unido, Italia es cuatro de cada cinco”, según ha contado durante la presentación del informe Íñigo Amoribieta, director general de Otovo España, Portugal y Reino Unido.

“Es aquí donde pedimos que se centren las políticas públicas de apoyo. Porque, en unos años, el autoconsumo residencial no se entenderá sin una batería acoplada. Este es el camino en el que los estamentos públicos deben colaborar”, añade.

¿Conclusión? No a la subvención a fondo perdido, sí a las bonificaciones (que incenti-

van y mucho el autoconsumo) y sí a políticas públicas nítidas de apoyo a las baterías, porque las baterías sí que aún necesitan de ese empujón inicial.

En resumen, estos son los seis consejos (6) para incentivar el autoconsumo desde la administración pública que plantea la Fundación

1. Tramitación telemática. Estamos inmersos en la transformación digital y los ayuntamientos no son ajenos a ello. Este nuevo paradigma evita desplazamientos innecesarios y reduce los tiempos, tanto a los técnicos municipales como a la ciudadanía, aportando eficiencia en el proceso.

2. Evitar tasas innecesarias. Hay que eliminar la imposición de tasas que, aunque en ocasiones se devuelven, no deberían ser obligatorias para este tipo de instalaciones. Así, se evitarían casos como el de solicitar tasa de residuos cuando estas instalaciones no tienen más residuo que el embalaje del equipamiento.

3. Ventanilla única. Es de vital importancia que las ordenanzas municipales definan adecuadamente cómo deben ser los trámites administrativos, con

formularios sencillos y pasos claros en el proceso. Los procedimientos abreviados son una buena solución para acortar plazos de tiempo en este tipo de instalaciones que tienen escasa complejidad técnica. Las ventanillas únicas municipales son una herramienta muy útil a la hora de centralizar y aligerar todos los trámites administrativos, a la vez que ayudan a la ciudadanía a solventar dudas y son un lugar al que acudir para informarse.

4. Bonificaciones en impuestos por autoconsumo y baterías. Si bien es verdad que estas bonificaciones no son necesarias para que una instalación de autoconsumo, con o sin baterías, sea rentable, sí hacen de “efecto llamada” y son un buen incentivo para que la ciudadanía se anime a dar el paso de instalar autoconsumo en su tejado. Por ello, si se ofrecen, tienen que estar bien diseñadas, de forma que no limiten el acceso de la ciudadanía con restricciones que técnicamente son casi imposibles de cumplir, como ligar potencia con la superficie o exigir porcentajes de energía autoconsumida muy altos.

5. Registro de instalaciones. Además del registro de instalaciones de autoconsumo nacional o de la comunidad autónoma, es interesante publicar un registro municipal de acceso gratuito en la web del ayuntamiento. Esta medida permite a la ciudadanía conocer cuántas instalaciones existen en su municipio, lo que sirve de incentivo y motivación, a la vez que es una muestra de compromiso y transparencia por parte del ayuntamiento.

6. Comunicación con otros departamentos. La energía es un tema transversal y así debe ser tratada dentro de los ayuntamientos. Todas las áreas tienen facilitar la implantación de estas instalaciones, con relación a sus competencias.

CLAVES

Las cinco ediciones publicadas de este informe han analizado qué municipios de más de 10.000 habitantes bonifican las instalaciones de autoconsumo en el IBI y en el ICIO. Dos de ellas (esta es una) también ha analizado el IAE. “Estos municipios –explican desde la Fundación– acogen al 80% de la población y al 97% de las empresas de España”. El IBI (Impuesto de Bienes Inmuebles), el ICIO (Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras) y el IAE (Impuesto de Actividades Económicas) son impuestos de carácter local. Cada municipio tiene derecho a elegir su tipo impositivo y las bonificaciones que ofrece. ■



Mucho más que un nuevo parking solar



Mucho más. Porque tiene absolutamente todo para proporcionar el máximo confort y los elementos necesarios para instalarlo en 24 horas, enchufarlo y comenzar a ahorrar en tu factura de luz, evitando que tu automóvil sufra las altas temperaturas que podrían perjudicar a sus baterías.

Con cinco años gratis de seguro a todo riesgo para toda la instalación. Y sus míticos módulos Solarwatt con 30 años de garantía.

Solarwatt. El parking por excelencia.

¡Llámanos!

917 236 854

info.spain@solarwatt.com

powering a better tomorrow



Pep Puig
Presidente de Eurosolar España
 > pep.puigboix@gmail.com

Energía circular y distribuida

Hoy ya no se cuestiona la necesidad de abandonar la quema de materiales fósiles para disponer de energía y abrir la puerta, de par en par, a las fuentes de energía renovable, que la naturaleza nos ofrece generosamente.

Pero, hay un aspecto de la naciente sociedad renovable desapercibido para amplios sectores de la sociedad. Aprovechar la energía contenida en los flujos biosféricos no es un simple cambio de fuente de energía. Es un profundo cambio de paradigma, pues significa abandonar la visión del mundo lineal expoliadora de los sistemas naturales (extracción, quema, vertido) y abrazar la visión del mundo circular de cooperación con los sistemas naturales (captación, uso, regeneración).

Para disponer de energía siempre se necesita algún ingenio técnico que haga la captación y la transformación en energía útil. Y cualquier ingenio requiere materiales para su fabricación. Ello hace que algún aspecto de la vieja sociedad extractivista pueda mantenerse (conflictos en torno a materiales).

Por eso es importante que los ingenios que la sociedad va creando para captar y transformar la energía que nos rodea, sean pensados y diseñados con criterios de circularidad (eficiencia en uso de materiales, larga vida, reparabilidad y reciclado de materiales al acabar su vida útil).

Hay otro aspecto que se presta a interpretaciones erróneas. ¿Qué significado tiene la expresión “energía distribuida”? Toda captación de la energía contenida en el flujo solar y en la fuerza de los vientos es distribuida por su propia naturaleza, pues por unidad de superficie de captación la cantidad de energía captada es estrictamente limitada (la constante solar es 1.368 W/m² o Juls/seg. m²: la cantidad de energía recibida en forma de radiación solar por unidad de tiempo y unidad de superficie, medida en la parte externa de la atmósfera terrestre, en un plano perpendicular a los rayos de Sol). Luego, es tan distribuida la captación solar en un tejado familiar como en un huerto solar en el suelo. Tan distribuida es la captación eólica de un solo aerogenerador como la de cualquier parque eólico.

Otra cosa, muy distinta, es quién pone el dinero para materializar la captación solar o eólica. Hay dos formas de hacerlo: 1) un grupo reducido de personas hace la inversión, 2) un grupo amplio de personas es quien hace la inversión (agrupados en empresa, fondo de inversión, cooperativa, asociación, etc). En el primer caso es una inversión concentrada en manos de pocas personas, y en el segundo, es una inversión distribuida entre muchas personas, o participada, en el caso de que un proyecto comercial se abra a la participación ciudadana.

Calificar un proyecto solar o eólico como “concentrado” por el hecho de tener decenas o cientos de MW de potencia, es ignorar la realidad física que hace que la captación deba realizarse en una gran superficie (tanto si es una captación solar como eólica). Hoy existen en el mundo instalaciones solares y eólicas de cientos e, incluso, miles de MW de potencia, que son distribuidas por vastas extensiones de espacio.

¿Cómo actuar cuando un proyecto de instalación solar o eólica, de decenas o cientos de MW de potencia, es propiedad de un muy reducido número de personas que no tienen ningún vínculo, ni arraigo, con la gente que habita la zona donde se quiere realizar la actuación? Lo sensato es dialogar directamente con los promotores del proyecto y acordar un procedimiento de negociación que determine en qué condiciones el proyecto podría ser aceptable por las personas que hacen vida en el territorio afectado.

Negarse a dialogar y negociar, bien sea por parte de quien propone el proyecto como por parte de las personas que viven en el territorio, es una actitud claramente retrógrada y del todo obstruccionista de la tan necesaria y urgente transición energética que hay que hacer para abandonar las pesadillas fósiles y nucleares, en las que nos encadenaron personas que solo seguían el evangelio del máximo beneficio a expensas de la sociedad y de los sistemas naturales.

Es importante que los ingenios que la sociedad va creando para captar y transformar la energía que nos rodea, sean pensados y diseñados con criterios de circularidad

Eólica y solar se disparan en la UE en 5 años

El grupo de analistas del sector de la energía Ember acaba de publicar un informe *–Wind and solar displace a fifth of EU fossil generation since 2019–* en el que revela que la potencia eólica y solar instalada en Europa desde 2019 ha logrado reducir la generación fósil en un 22%. En concreto, la generación combinada de ambas tecnologías ha aumentado un 46% entre 2019 y 2023, y la capacidad instalada conjunta ha subido un 65%. En 2023, la energía eólica y la solar generaron más de una cuarta parte de la energía de la UE (27%), aumento significativo (en 2019 constituían apenas el 17% del *mix* eléctrico UE) que es el principal impulsor de un aumento de la proporción de energías renovables, hasta un 44% en 2023.

Según el equipo de analistas de Ember, la capacidad solar fotovoltaica instalada actualmente significa que se han desplegado más de 230.000 paneles solares cada día durante esos cuatro años. Por su parte, la energía eólica ha superado además a la generación con gas en 2023 para convertirse en la segunda fuente de electricidad de la Unión Europea.

En el otro plato de la balanza, la electricidad procedente de combustibles fósiles ha caído una quinta parte entre 2019 y 2023, con fuertes descensos en la aportación del carbón y el gas. En concreto, y según Ember, la generación de carbón cayó una cuarta parte, a pesar de un repunte temporal en 2021 en medio de la crisis energética desatada por la guerra de Ucrania, mientras que el gas ha caído durante cuatro años consecutivos y ha cerrado el 23 en su nivel más bajo desde 2015 y/o un 21% por debajo de sus niveles de 2019.

Más información
 → ember-climate.org



Las compañías energéticas españolas compran hoy un 146% más gas ruso que antes de la guerra

El gas natural ruso no cesa de llegar a España, donde las grandes energéticas (Iberdrola, Naturgy, Repsol y compañía) operan decenas de centrales de ciclo combinado que queman ese combustible fósil para generar electricidad y/o lo venden para producir calefacción. Según el último boletín mensual de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, que ha publicado en junio el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, las compañías energéticas que operan en España han importado desde Rusia hasta 26.854 gigavatios hora de gas entre el 1 de enero y el 30 de abril de 2024, es decir, en este primer tercio del año, mucho más del doble de lo que importaron (10.908 GWh) en el mismo lapso del año 22.

Las mentiras en torno al gas natural no son muchas. Son tantas... Ni Argelia ha dejado de suministrar gas natural a España, por muy mucho que hubiera desencuentro hispano-argelino hace un par de años; ni Rusia ha dejado de inyectar gas en las venas del sistema energético nacional,

por muy mucho que haya una guerra en Ucrania y muchas resoluciones europeas de “sanción” al régimen de Putin. Ni mucho menos. Argelia es el mayor suministrador de gas de España en lo que va de año, según el último boletín Cores (de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos, Gobierno de España) y Rusia es el segundo mayor. El podio es idéntico (primera, Argelia; segunda, Rusia) si el lapso elegido corresponde a los últimos doce meses. En los últimos doce meses (año móvil: mayo del 23 – abril del 24), desde Argelia (Top1) han llegado a España 124.706 gigavatios hora de gas; desde Rusia (Top2), 75.734. Vamos, que la guerra no está siendo obstáculo para la llegada, masiva, de gas natural ruso a las venas del sistema energético nacional. El tercer lugar lo ocupa Estados Unidos, con 74.210 gigas hora.

Entre el 1 de enero y el 30 de abril de este año, y según datos de Red Eléctrica, en España, más del 15% de la electricidad ha salido de centrales térmicas que queman gas natural (centrales de ciclo combi-

nado y de cogeneración). Actualmente hay en el país 26.250 megavatios de potencia en ciclos combinados. De entre las grandes compañías eléctricas que operan en el mercado español, Naturgy, antes conocida como Gas Natural Fenosa, cuenta con 7.400 megavatios de potencia en centrales de ciclo combinado; Iberdrola tiene 5.700; y Endesa, que es la tercera con más potencia instalada, 5.445 MW (esta última asegura que no compra gas a Rusia: “nos proveemos –informa la compañía– de África, Oriente Medio y Estados Unidos, algo público que hemos dicho muchas veces”).

Según el Ministerio de Economía, Comercio y Empresa, España pagó en 2023 por sus importaciones de gas casi 14.000 millones de euros (concretamente 13.971,9). El último Informe Mensual de Comercio Exterior publicado por el Ministerio, que recoge datos a 30 de abril del corriente, concreta que en esos cuatro primeros meses del año (enero, febrero, marzo y abril), España ya ha pagado por sus importaciones de gas natural más de 3.100 millones de euros. ■

WATTKRAFT



PRODUCCIÓN DE ENERGÍA SOSTENIBLE | ALMACENAMIENTO | CONTROL INTELIGENTE



Wattkraft Iberia



wattkraft.com/es

El IVA vuelve al 10% en julio

El Impuesto sobre el Valor Añadido del recibo de la luz de los contratos domésticos baja del 21 al 10% en este mes de julio. La medida la estableció en junio de 2021 el Gobierno a través de un real decreto-ley que señalaba que, cuando el precio de la luz supere los 45 euros el megavatio hora en el mercado mayorista, ese IVA deberá ser reducido. Durante los últimos meses, el precio de la luz en el pool ha estado por debajo de esos 45 euros, pero junio ha cerrado con un precio medio de 56,1 euros.

El IVA de la electricidad es, con carácter general, de un 21%, pero se le ha venido aplicando un tipo reducido a la luz desde junio de 2021, hace ya pues tres años. En aquel momento, mediados del 21, se produce una dura crisis energética, derivada fundamentalmente del fuerte incremento del precio del gas, consecuencia de una escasez de energía a nivel global que vino provocada por los efectos de la recuperación económica (efecto rebote) que comenzó tras la pandemia de Covid19. El Gobierno de coalición PSOE-Unidas Podemos optó entonces por reducir el IVA de la electricidad, que pasó del 21% habitual al 10%. La medida, en principio provisional, se mantuvo sin embargo en el tiempo, debido al estallido de la guerra en Ucrania (febrero de 2022). El conflicto dispara aún más el precio de la energía y el Ejecutivo aplica una nueva rebaja del IVA, que sitúa en el 5%.

Esa última reducción del Impuesto sobre el Valor Añadido a aplicar a la electricidad venció el pasado 31 de diciembre de 2023, y, desde este 1 de enero, el IVA de la luz ha sido del 10%, hasta que el pasado 1 de marzo el tipo volvía por fin a su altura habitual: 21%.

El motivo de la recuperación del IVA habitual es que, durante el mes de febrero, el precio del mercado bajó de los 45 euros por megavatio hora, y, automáticamente, a partir de ese momento, quedaban eliminadas las bonificaciones existentes (45 €/MWh es el listón que había fijado el Gobierno en su Real Decreto-ley de junio de 2021).

Real Decreto-ley 12/2021, de 24 de junio, por el que se adoptan medidas urgentes en el ámbito de la fiscalidad energética y en materia de generación de energía, y sobre gestión del canon de regulación y de la tarifa de utilización del agua.

«Para dar respuesta a la situación generada por el incremento de los precios de la electricidad, dentro de los límites de la Directiva 2006/112/CE, de 28 de noviembre, se establece de forma excepcional y transitoria, hasta el 31 de diciembre de 2021, para los contratos de energía eléctrica cuyo término fijo de potencia no supere los 10 kW, una rebaja, desde el 21 al 10 por ciento, en

el tipo impositivo del IVA que recae sobre todos los componentes de la factura eléctrica cuando el precio medio mensual del mercado mayorista en el mes anterior al de la facturación haya superado los 45 €/MWh, con el objeto de reducir su importe»

DE REGRESO A LA CRONOLOGÍA

El Gobierno de coalición PSOE-Sumar aprobó el pasado mes de diciembre el Real Decreto-ley 8/2023, de 27 de diciembre, por el que se adoptan medidas para afrontar las consecuencias económicas y sociales derivadas de los conflictos en Ucrania y Oriente Próximo, así como para paliar los efectos de la sequía.

Esta nueva norma decía y dice (véase abajo RDL 8/2023) que si el precio de la electricidad supera los 45 €/MWh debe volver la bonificación (rebaja) al IVA de la luz, que debe quedar fijado nuevamente en el 10%. Y eso es lo que ha sucedido.

Real Decreto-ley 8/2023

«Con efectos desde el 1 de enero de 2024 y vigencia hasta el 31 de diciembre de 2024, se aplicará el tipo del 10% del Impuesto sobre el Valor Añadido a (...) titulares de contratos de suministro de electricidad, cuya potencia contratada (término fijo de potencia) sea inferior o igual a 10 kW, con independencia del nivel de tensión del suministro y la modalidad de contratación, cuando el precio medio aritmético del mercado diario correspondiente al último mes natural anterior al del último día del periodo de facturación haya superado los 45 €/MWh»

Los meses de marzo, abril y mayo han dejado unos precios de la electricidad históricamente bajos, impulsados por la fuerte presencia de las renovables en la generación, y especialmente de la fotovoltaica y la hidráulica, precios muy bajos que conllevaron la aplicación de un IVA del 21%.

Ahora, sin embargo, con el repunte de los precios eléctricos, que está previsto se mantengan elevados en los próximos meses de verano, el IVA vuelve a su valor reducido del 10%, que mantendrá, si se cumplen las previsiones, hasta final de año.

OTROS IMPUESTOS QUE RECUPERAN SUS VALORES ORIGINALES

El Impuesto Especial de la Electricidad (IEE) va a ir ascendiendo progresivamente este año. A finales de 2023 estaba en el 0,5%, y con la llegada del 2024 ha subido al 2,5%. El 1 de abril de 2024 subió al 3,8% y el 1 de julio vuelve a subir, recuperando su valor originario del 5,11%.

También sube el Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (Ivpee). Tras unos meses al 0%, subió al 3,5% hasta marzo, y se ha situado en un 5,25% hasta junio. Después, alcanzará el 7% habitual. ■

Evolución precio medio del mercado diario hasta junio de 2024. Previsión hasta diciembre

€/MWh	2019	2020	2021	2022	2023	2024
Enero	62,0	41,1	60,2	201,7	69,6	73,8
Febrero	54,0	35,9	28,5	200,2	133,5	41,3
Marzo	48,8	27,7	45,4	283,3	89,6	20,3
Abril	50,4	17,7	65,0	191,5	73,7	13,7
Mayo	48,4	21,3	67,1	187,1	74,2	32,3
Junio	47,2	30,6	83,3	169,6	93,0	56,1
Julio	51,5	34,6	92,4	142,7	90,5	76,0
Agosto	45,0	36,2	105,9	154,9	96,1	76,0
Septiembre	42,1	42,0	156,2	141,1	103,3	76,0
Octubre	47,2	36,6	200,1	127,2	90,1	82,3
Noviembre	42,2	41,9	193,4	115,6	63,4	82,3
Diciembre	33,8	42,0	239,2	97,0	72,2	82,3
Media	47,7	34,0	111,9	167,5	87,1	59,2

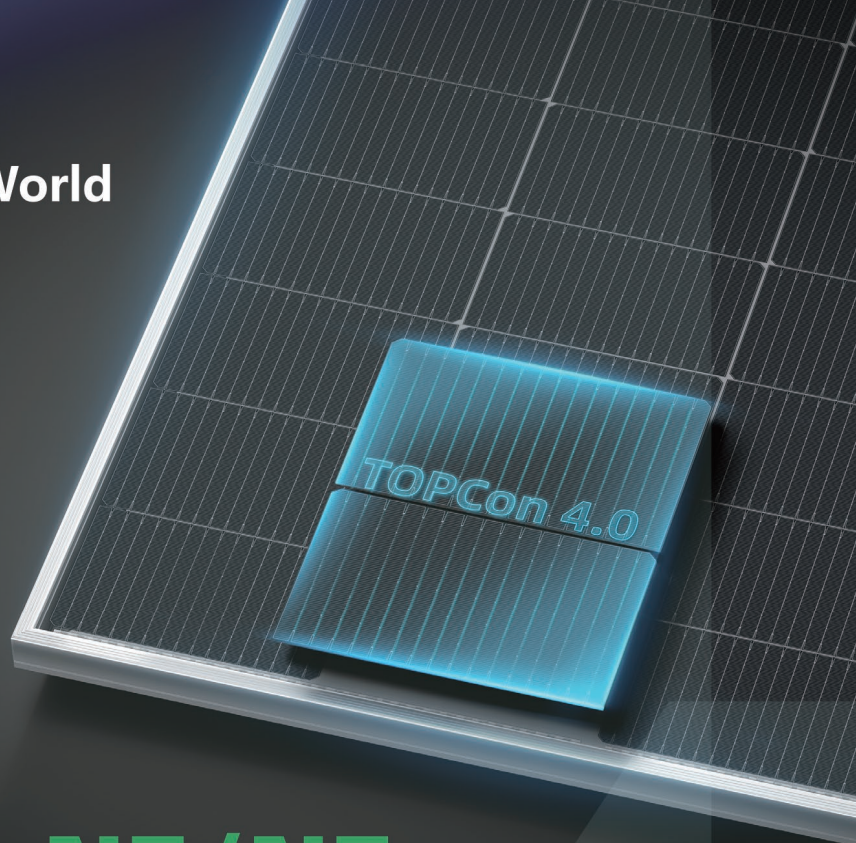
Evolución precio medio del mercado diario (2015-2024) en España, Alemania, Francia e Italia

€/MWh	España	Alemania	Francia	Italia
2015	50,3	31,7	38,5	52,4
2016	39,7	29,0	36,7	42,9
2017	52,2	34,2	44,9	53,9
2018	57,3	44,5	50,2	61,2
2019	47,7	37,7	39,4	52,3
2020	34,0	30,5	32,2	39,0
2021	111,9	96,5	109,2	126,9
2022	167,5	235,4	275,9	304,0
2023	87,1	95,2	96,9	128,8
2024	35,8	66,5	48,7	91,6
2024*	58,8	79,9	60,6	104,1

Fuente: Epexspot, OMIE, OMIP, elaboración propia (actualización a 31 de mayo)

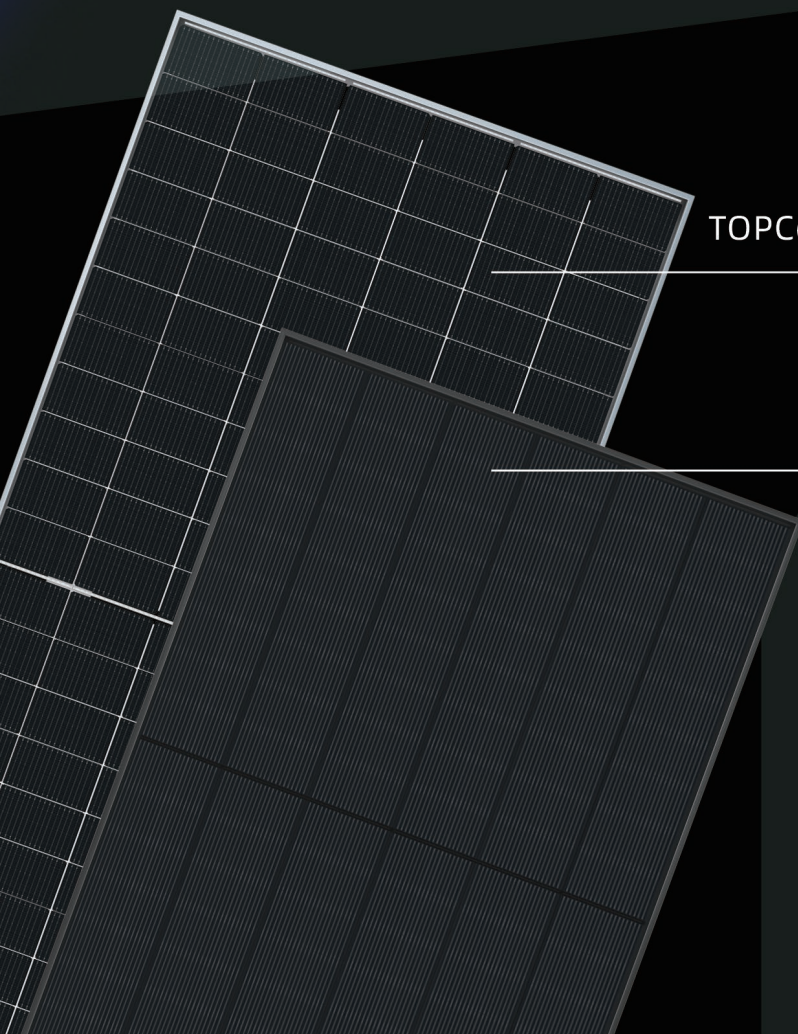


For A Greener World



ASTRO N7/N7s

Energiza Un Mundo Más Verde



630Wp

TOPCon 4.0 Módulos fotovoltaicos de alta eficiencia

460Wp

ZBB-TF TOPCon 4.0 Módulos fotovoltaicos



Follow Us @Astronergy Solar



<https://www.astronergy.com.cn/es>



Jorge **González Cortés**
Vicepresidente de Gesternova
> jgonzalezcortes@gesternova.com

El puzzle de la transición energética

Resumir algún periodo de la Historia es algo que se puede hacer más o menos extenso, con mayor o menor objetividad, pero basta un rato para contarlo o un libro para leerlo. Lo que no es tan sencillo es describir lo que está ocurriendo, mientras está ocurriendo, con una foto fija de algo que constantemente está evolucionando. Es el caso de la transición energética y es interesante remarcarlo en estos momentos de incertidumbre en los que los precios de la energía en las horas solares condicionan el desarrollo de muchas inversiones en nuestro sistema eléctrico.

Existe un plan, unos objetivos y una ambición clara en toda Europa de hacer de las renovables y la eficiencia los protagonistas de la transición y en España, vamos por buen camino. No quiere decir que no existan imprevistos, que no surjan dificultades, pero quizás en esto también llevemos ventaja y podamos obtener un aprendizaje.

Sin perder de vista que hacemos renovables para obtener energía limpia, autóctona, asequible e inagotable, la transición es un puzzle en el que deben estar alineados los reguladores, los fabricantes, los inversores, el sector financiero y la sociedad civil, que a su vez es una amalgama de intereses cruzados.

El gobierno ha marcado un objetivo ambicioso con el PNI, pero no olvidemos que se trata de una proyección de cómo deberá ser el sistema eléctrico del mañana, condicionado por las decisiones que tome el sector privado, que es quien debe acometer la inversión que requiere el plan.

Los fabricantes deben dimensionarse para abastecer los equipos en tiempo y forma, y moverse entre mercados en función de factores como velocidad, precios, avances tecnológicos o competencia.

El sector financiero debe asegurarse de obtener el retorno de sus préstamos, quizás asumiendo que los tiempos de los Excel en los que se conocían los ingresos de los parques fotovoltaicos a 30 años vista, probablemente no volverán, y tendrán que confiar como en tantos otros sectores, en la ley de oferta y demanda.

Los inversores, siempre condicionados por el apalancamiento, deben ajustarse unas gafas progresivas para alcanzar a ver la coyuntura actual pero también el lugar al que nos dirigimos. Es posible que cada vez sea menor el hueco para aquellos que buscan un retorno rápido de sus inversiones y una alta rotación de activos por su naturaleza y es comprensible que ante la incertidumbre, las decisiones de cambio sean más frecuentes entre estos perfiles.

Los reguladores no siempre tienen la capacidad de actuar a la velocidad del resto de actores y su responsabilidad es distinta: asegurar la competencia, los precios asequibles de la energía y la integración en el sistema de muchas renovables sin comprometer la estabilidad ni la seguridad de suministro.

La sociedad espera que las renovables dejen en su entorno un dividendo social y a veces juegan en contra de los intereses de colectivos tan dispares como los de conservacionistas o cazadores que ven cómo las renovables ocupan terrenos que antes quedaban a su disposición.

Los precios de la energía en este segundo semestre del año darán algo de tranquilidad a unos inversores que han visto cómo después de un año de abundancia hidrológica, el foco ha estado en el inminente y necesario desarrollo del almacenamiento y los pagos por capacidad que están al caer y que marcarán una señal para el futuro de la participación de los recursos flexibles en los mercados de ajuste.

Pero para que todo este puzzle encaje, es también necesario que los agentes de mercado evolucionemos hacia un servicio en el que podamos cubrir las necesidades de nuestros clientes de forma honesta y transparente. Y está por ver la forma en la que minimizaremos el impacto de los precios negativos, los vertidos y el hecho de que la gestión del almacenamiento hará que las estrategias de participación en los servicios de regulación sean complejas y reñidas.

Si nada cambia, vamos hacia un mercado de mayor competencia y libertad de acceso en el que la mayor beneficiada deberá ser la demanda que nos dará una oportunidad de crecimiento económico para competir a nivel global.

La transición es un puzzle en el que deben estar alineados los reguladores, los fabricantes, los inversores, el sector financiero y la sociedad civil

Santiago Gómez Ramos, reelegido presidente de APPA

La Asociación de Empresas de Energías Renovables de España (APPA Renovables) acaba de celebrar (lo hizo el pasado 26 de junio) su Asamblea General, en la que ha sido reelegido presidente Santiago Gómez Ramos. “En los últimos cuatro años nos hemos enfrentado a una pandemia, a una fuerte inflación y a la invasión rusa de Ucrania, y, a pesar de este contexto, se han instalado en España cerca de 28 GW de renovables superando el pasado año la barrera psicológica del 50% de electricidad limpia”, ha destacado Gómez Ramos durante su discurso de toma de posesión.

El presidente reelecto no se ha olvidado no obstante de los desafíos que vienen de camino: “los retos que debemos afrontar hasta el final de la década son muy importantes: una electrificación lenta e insuficiente de los consumos fósiles; desequilibrios entre oferta y demanda eléctrica, así como entre las propias tecnologías renovables, que requerirán una apuesta decidida por el almacenamiento y la flexibilidad de la demanda; y la integración de renovables en el transporte y otros sectores difusos, que sigue siendo la asignatura pendiente de nuestro país”, ha destacado.

Más información

→ appa.es



X1 Wind, la ingeniería que quiere disputarle la hegemonía a la eólica marina china

Fundada por Alex Raventos y con sede en Barcelona, X1 Wind coordina un proyecto (NextFloat+) que acaba de recibir una multimillonaria subvención (13 millones de euros) del fondo europeo para la innovación (Innovation Fund). La inyección de liquidez –explican desde la empresa– permitirá avanzar “en la industrialización y la escalabilidad de la plataforma eólica flotante” que está desarrollando la empresa, plataforma cuyo horizonte es soportar aerogeneradores de hasta más de 20 megavatios (MW). Ahora mismo las turbinas marinas más grandes del mundo operan con potencias que giran en torno a los 15–16 MW y están siendo desarrollados por la danesa Vestas y, sobre todo, fabricantes asiáticos.

NextFloat+ es un proyecto liderado por el consorcio que integran X1 Wind (coordinadora del proyecto), la petroquímica francesa Technip Energies y NextFloat Plus SAS. El objetivo concreto de este proyecto es desplegar una plataforma eólica flotante de 6 MW en el banco de pruebas Mistral, situado en el Mediterráneo, en aguas francesas. El

prototipo precomercial, que ha sido denominado X90, debe demostrar “un sistema costo–efectivo compuesto por una plataforma flotante eficiente y ligera, con un sistema de amarre de punto único (*single point mooring*, SPM) combinado con un pequeño sistema de amarre en tensión (*tension leg platform*, TLP), lo que reduce en gran medida –explican desde X1 Wind– el impacto de la huella en el lecho marino”. La subvención se produce poco después de que la plataforma X90 haya obtenido la validación de la certificadora DNV, que ha concedido a este prototipo los sellos *Statement of Feasibility* (declaración de viabilidad) y *Statement of Compliance I* (declaración de conformidad I).

Según el director ejecutivo y cofundador de X1 Wind, Alex Raventos, “la subvención resulta clave en la recaudación de fondos para el proyecto NextFloat+, que se suma a la financiación ya asegurada a través de la Comisión Europea en el marco del programa Horizon Europe, a la financiación asegurada a través del Gobierno francés como parte del plan Francia 2030 operado por Ademe,



además de la financiación privada de socios y accionistas”.

El proyecto NextFloat+ arranca de los resultados del Proyecto PivotBuoy (imagen), que demostró la tecnología de X1 Wind mediante el despliegue con éxito de un prototipo a escala parcial en aguas canarias.

El concepto X1 Wind fue alumbrado inicialmente por su fundador en el Instituto Tecnológico de Massachusetts. Raventos fundó posteriormente su empresa y su tecnología ha ido evolucionando de la mano de un equipo de más de 40 personas de los sectores eólico y marítimo. Recientemente, la Comisión Europea ha adjudicado a X1 Wind la ejecución de los proyectos NextFloat y NextFloat+, proyectos con los que, junto a Technip Energies y otros socios, el objetivo es acelerar la industrialización y escalabilidad de la energía eólica flotante. ■

¡SOY GREENHEISSer!



Por sus 10 años de garantía



Por su servicio técnico rápido y eficiente



Por su completa gama de productos



+ de 20.000 instalaciones nos avalan

GREENHEISS

SOLAR SYSTEMS

Por esto y mucho más que puedes descubrir en solar.greenheiss.com



María Prado
 Coordinadora de
 Campañas en
 Greenpeace España.
 Área de Clima, Energía
 y Movilidad
 → maria.prado@
 greenpeace.org
 → @Maria_PradoR

El que contamina al fin va a pagar

El estado de Nueva York acaba de aprobar la extraordinaria ley del Súper Fondo para el Cambio Climático. Por su relevancia en inspiración mundial merece la pena explicar algunas claves.

Objetivo: la ley establecerá un fondo de 30.000 millones de dólares a lo largo de diez años, con contribuciones de las empresas de combustibles fósiles en función de sus emisiones históricas de gases de efecto invernadero desde el año 2000.

Beneficiarios: al menos el 35% de los fondos se dirigirán a proyectos que beneficien a comunidades desfavorecidas, afectadas desproporcionadamente por el cambio climático.

Empresas afectadas: la ley se dirige a las principales empresas de combustibles fósiles conocidas por sus importantes emisiones de gases de efecto invernadero. Probablemente incluirá a ExxonMobil, Chevron, Shell, BP entre otras con responsabilidad histórica.

Proyectos financiados: los fondos apoyarán diferentes proyectos, como sistemas de drenaje de aguas pluviales, restauración de humedales costeros y mejoras a la infraestructura pública, como carreteras, puentes y escuelas para enfrentar mejor las condiciones climáticas extremas.

Desafíos y consideraciones legales: la ley todavía necesita la firma del gobernador (demócrata y que apoya formalmente la acción climática) y sobrevivir a desafíos legales por parte de la industria de los combustibles fósiles.

De modo muy similar, el estado de Vermont aprueba otro Súper Fondo, mientras por todo el mundo se han iniciado más de 2.200 litigios por responsabilidad climática.

Estos avances legales son extremadamente positivos y esperanzadores, si bien todavía mejorables, por no alcanzar la ambición necesaria (poner fin a los combustibles fósiles) y por no incluir la compensación internacional a pérdidas y daños.

En Europa mientras, tanto, observamos ilusionados dos sucesos: por un lado, el Tribunal de Justicia de la Unión Europea (TJUE) sentencia que una compañía debe suspender su actividad si presenta riesgos para la salud humana y el medio ambiente. Por otro, **la Comisión Europea denuncia el principio de “quien contamina paga”** y da un tirón de orejas a España en materia de vulnerabilidades (por número de víctimas mortales por fenómenos climáticos extremos) y nos anima a incrementar los impuestos ambientales: España, con un 1,5% respecto al PIB, sigue por debajo de la media Europea del 2%.

Mientras tanto, la realidad del cambio climático no para de generar razones para justificar medidas como estas o incluso más ambiciosas: mayo continuó con pésimas y graves noticias de registros récords de temperaturas globales, y junio nos dejó perplejos con las muertes por olas de calor de más de 1.300 personas en su peregrinación a La Meca en Arabia Saudí.

Con este panorama, con la nueva ventana de esperanza de “el que contamina paga” sobre la mesa, y cuando la mayor encuesta global sobre la crisis climática de la historia confirma que el 80% de los encuestados pide a sus gobiernos medidas más contundentes, cabe preguntarse: **¿podría España inspirarse en el enfoque del Súper Fondo de Nueva York?** ¿Se atreverán nuestros gobernantes a recuperar los daños causados por todas las industrias responsables de las emisiones? ¿A quién afectaría? ¿Industrias de combustibles fósiles –petroleras, gasistas y carboneras– y otras? ¿No sería justo y útil destinar dicho fondo para cumplir con los compromisos renovados de España de pagar por la mitigación, la adaptación y el fondo de pérdidas y daños bajo el Convenio Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático?

Evidentemente, la contribución debería ser proporcional a sus emisiones, y aunque la lista es larga, Repsol, que ostenta el número uno del ránking en España y la 50 en el mundo, debería ser la primera empresa de nuestro país en pagar por su responsabilidad.

Esperemos que esta ley y los nuevos obvios principios nos sirvan de inspiración. Ya no hay que inventar nada. Si se quiere se puede.

.....
**¿Se atreverán
 nuestros gobernantes
 a recuperar los daños
 causados por todas las
 industrias responsables
 de las emisiones?**

■ Energía solar para 56 millones de hogares europeos

El 8 de mayo entró oficialmente en vigor la Directiva sobre Eficiencia Energética de los Edificios (EPBD por sus siglas en inglés), con su publicación en el Diario Oficial de la UE. Un análisis preliminar llevado a cabo por la patronal del sector fotovoltaico continental, SolarPower Europe, sugiere que la aplicación de esta directiva (que incluye una norma solar para cubiertas) podría impulsar la instalación de entre 150 y 200 gigavatios de energía solar fotovoltaica (FV) en tejados en los próximos años, aprovechando el potencial de los tejados de la UE, estimado por el EU Joint Research Center en 560 gigavatios (GW). La capacidad total de energía solar sobre tejado en Europa superaba los 170 GW a finales de 2023.

La nueva potencia solar fotovoltaica correspondería a la instalada en el 60% de las cubiertas de los edificios públicos de la UE, ya que no todos van a ser aptos para entrar en el ámbito de aplicación de la denominada *EU Solar Rooftop Standard*, que liberará, sobre todo, el potencial de las grandes cubiertas, como las de oficinas, edificios comerciales o aparcamientos. Otros edificios, como los agrícolas o los históricos, pueden quedar excluidos.

La Norma Solar para Cubiertas de la Unión Europea se aplicará a los nuevos edificios no residenciales y públicos a partir de 2027, a los edificios no residenciales existentes que sean objeto de reformas importantes a partir de 2028, a los nuevos edificios residenciales a partir de 2030 y a todos los edificios públicos existentes adecuados a partir de 2031. En SolarPower Europe consideran que los edificios públicos, como escuelas y hospitales, se verán especialmente favorecidos por la normativa, al beneficiarse de los ahorros económicos que conlleva el autoconsumo FV. Los Estados miembros de la UE disponen de dos años para transponer la nueva directiva a la legislación nacional.

Más información
 → solarpowereurope.org

■ Risen logra una eficiencia récord del 24,7% en sus módulos HJT Hyper-ion de 767,38 Wp

Risen Energy ha anunciado que sus módulos Hyper-ion de heterounión (HJT) han logrado una potencia máxima (Pmax) de 767,38 Wp, con una eficiencia de conversión del 24,7%, confirmada por un organismo internacional independiente, que lo ha reconocido después de rigurosas pruebas. “Esta notable producción de Pmax consolida la posición de Risen Energy como líder mundial en tecnología fotovoltaica”, subrayan desde la compañía.



“El módulo HJT Hyper-ion, el último de nuestros productos dentro de la estrategia de reducción de emisiones para lograr los objetivos de 'carbono dual', ofrece múltiples ventajas, que abarcan el concepto de 'cuatro máximos y cuatro mínimos': alta potencia de salida, alta generación de electricidad, alta eficiencia de conversión y alta fiabilidad, junto con baja degradación, bajo coeficiente de temperatura, baja huella de carbono y bajo coste nivelado de electricidad (LCOE)”. Así lo explica Liu Yafeng (Evan Liu), vicepresidente de la división global del Instituto de Investigación Fotovoltaica de Risen Energy.

“En comparación con otras tecnologías convencionales, nuestro producto también proporciona un mayor valor con las ventajas mencionadas –continúa Liu–. Risen Energy seguirá impulsando la reforma y actualización de la tecnología y los productos fotovoltaicos, ayudando continuamente a los clientes a alcanzar sus objetivos de bajas emisiones de carbono y acelerando la transición hacia la neutralidad de carbono”.

Durante años, Risen Energy ha demostrado una dedicación inquebrantable al campo HJT y ha mantenido constantemente su posición como líder en envíos de módulos HJT. Además, la empresa actualiza constantemente el récord mundial de potencia y eficiencia de sus módulos. Risen fue pionera en lograr la producción en masa de productos HJT, y ha desplegado con éxito la última tecnología en temas como la de cero busbar, las obleas ultrafinas, el consumo de plata de menos de 7 mg/W y la tecnología de interconexión Hyper-Link sin estrés. Avances todos que han sido

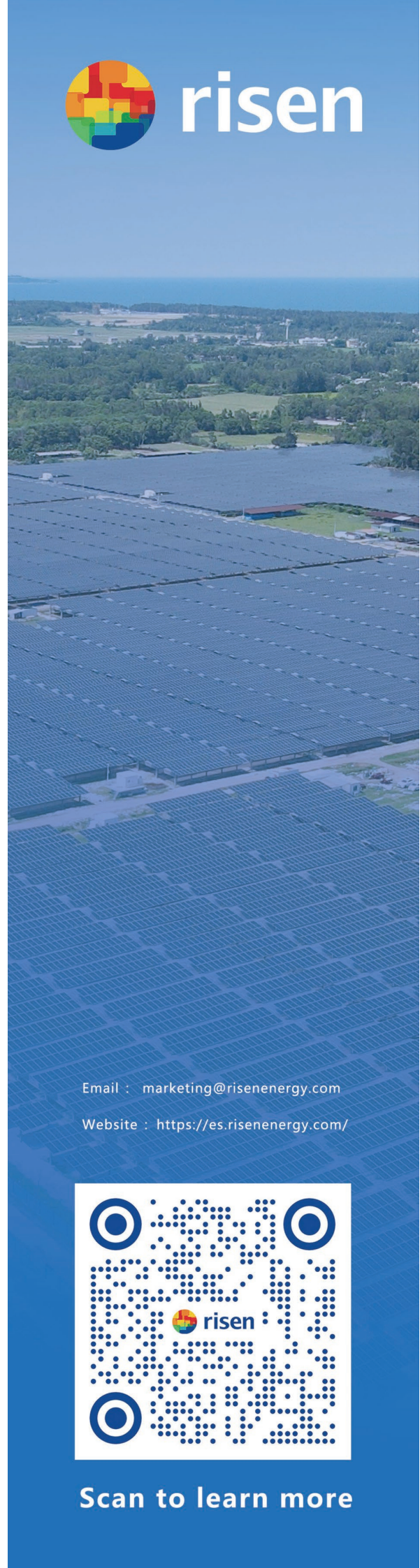
mostrados en la última edición de Intersolar Europe.

Además, los módulos HJT Hyper-ion no solo destacan por sus avances tecnológicos, sino que también “demuestran una calidad y fiabilidad excepcionales”. El producto ha superado con éxito múltiples estándares IEC estrictos y pruebas de fiabilidad ambiental, como IEC TS 63126, IEC TS 63209-1 e IEC 62938-82, que sirven como testimonio de un rendimiento estable en diversas condiciones ambientales extremas.

Desde su lanzamiento, los módulos HJT Hyper-ion de Risen Energy se han exportado a casi 50 países, con un envío acumulado que supera los 4 GW. La participación activa de la compañía en la iniciativa ‘Belt and Road’ ha permitido ampliar sus mercados a países como Emiratos Árabes Unidos, Pakistán, Israel, Irak, Indonesia y Yemen. Esta presencia global subraya el papel de Risen Energy en la promoción de una economía verde y la mejora de la influencia de su marca en todo el mundo.

A medida que crece el consenso mundial sobre la necesidad de reducir las emisiones de carbono, aumenta la demanda de tecnologías y productos de energías renovables. “La tecnología HJT, con su alta eficiencia de conversión y su baja huella de carbono, es ideal para satisfacer estas demandas del mercado”.

Intersolar Europe ha permitido a Risen Energy mostrar lo último de la tecnología fotovoltaica. “El rendimiento récord de los módulos HJT Hyper-ion ha establecido un nuevo punto de referencia en la industria, lo que demuestra nuestro compromiso con la innovación, la calidad y la sostenibilidad”, apuntan desde Risen. ■



Email : marketing@risenenergy.com

Website : <https://es.risenenergy.com/>



Scan to learn more



Erika **Martínez**
 Presidenta de Goiener
 → [linkedin.com/in/erika-martinezlizarraga](https://www.linkedin.com/in/erika-martinezlizarraga)

Hablemos de nuestros derechos

A estas alturas, a nadie le sorprenderá que el sector energético sea uno de los que más reclamaciones recibe. Según la Organización de Consumidores y Usuarios, en el año 2023 fue el segundo, solo por detrás de la banca. Estos datos pueden interpretarse desde dos puntos de vista distintos y no excluyentes: la mala praxis tristemente habitual y unas consumidoras cada vez más informadas sobre sus derechos.

En este último punto creo que se ha avanzado notablemente. La energía ha entrado de pleno en la agenda pública debido, entre otras cosas, a los vaivenes del mercado. Esto, junto con la aprobación de nuevas normas y la difusión de campañas de información y sensibilización, demuestra que nos “hemos puesto las pilas”. Veamos en qué punto estamos.

El derecho más elemental que toda consumidora debe tener es conocer los productos que tiene a su disposición para poder comparar y decantarse por la opción que mejor se adapte a sus necesidades. Ya lo decía aquel anuncio de los 80: “busque, compare y, si encuentra algo mejor, cómprelo”.

Que levante la mano quien haya sido capaz de comparar dos ofertas de comercializadoras y tenga la seguridad de haber acertado. No tengo la esperanza de ver muchas manos levantadas. Mi más sincera enhorabuena a quienes lo hayan hecho.

Si la energía es un básico para poder vivir, deberíamos saber interpretar una factura de la luz de igual manera que sabemos interpretar un ticket de la compra, o comparar los precios entre diferentes supermercados.

Sé que las ofertas en este sector son endiabladamente rebuscadas y que las facturas son más complejas. Pero el problema va más allá.

Pongo otro ejemplo. Que levante la mano ahora, quien sepa identificar qué potencia tiene contratada. Es bastante fácil de identificar. Así que, aquí sí, espero ver un bosque de manos alzadas. Las malas noticias es que esto, en sí mismo, no garantiza nada. Siento decir que tal vez estéis entre ese 63% de hogares que tiene más potencia contratada de la necesaria (datos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia)

Un derecho que tenemos garantizado y asumido es el derecho a reclamar. Pero, ¿sabemos a quién reclamar si nos quedamos sin luz en casa por una avería? La Ley del sector eléctrico deja claro que la responsabilidad es de las distribuidoras, quienes además deben tener un servicio de atención de incidencias 24/7. Sin embargo, el Proyecto de Ley de

Atención a la Clientela pretende exigir a las comercializadoras con cierto volumen de negocio la prestación de este servicio cuando, en realidad, poco pueden hacer.

Esto no solo echa por tierra la labor pedagógica que llevamos años haciendo sobre los diferentes actores y sus funciones, sino que es totalmente contraproducente. Teniendo en cuenta que muy pocas comercializadoras podrían seguir operando bajo estas reglas, se reduciría la competencia dejando a las consumidoras con menos opciones donde elegir y con empresas con más cuota de mercado y, por ende, de poder.

Por último, pero no menos importante. Proteger a las consumidoras es ir más allá de escudos sociales. Por supuesto que son necesarios, pero no dejan de tener una perspectiva meramente asistencialista. Lo verdaderamente transformador es ser radical; ir a la raíz misma de los problemas.

Empezar por señalar a los culpables de que casi 8 millones de personas no pudieran tener una temperatura adecuada en sus hogares en 2023; a asumir responsabilidades porque 7 de cada 10 personas que fueron atendidas por Cruz Roja (por poner un ejemplo) no supieran que podían acceder al bono social.

Y, sobre todo, entender que el problema no es de cada una de estas personas, sino algo sistémico. Y que al igual que una Ley necesita de recursos para ser efectiva, avanzaremos en derechos y afianzaremos todo lo que hemos conseguido hasta ahora dotándonos y dotando al sistema entero de una sólida cultura energética.

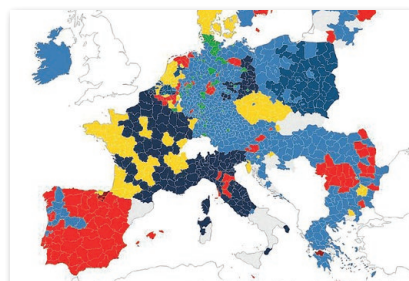
.....
Un derecho que tenemos garantizado y asumido es el derecho a reclamar. Pero, ¿sabemos a quién reclamar si nos quedamos sin luz en casa por una avería?

Suficiente para frenar los programas negacionistas y retardistas

Los resultados de las europeas deberían ser suficientes para frenar los programas negacionistas y retardistas. Es la valoración que hace la Fundación Renovables a la vista de los resultados que han arrojado las urnas en esta última convocatoria europea, donde los tres partidos más votados han sido el PP europeo (184 eurodiputados), la Alianza Progresista de Socialistas y Demócratas (136); y los liberales de Renew Europe (75). Las tres formaciones han gobernado, con la popular Von der Leyen al frente, durante los últimos cinco años, y las tres han acordado ya volver a hacerlo durante el próximo quinquenio.

La mayoría absoluta está en el Europarlamento en los 361 escaños, y populares, socialdemócratas y liberales suman de sobra (más de 400 sobre un total de 720), por lo que la ultraderecha, a menos que le abran la puerta las tres fuerzas gobernantes, no va a poder acceder a lugares de relevancia. La Fundación Renovables considera “preocupantes” en todo caso los resultados, en tanto en cuanto crece la representación de los partidos negacionistas, que seguramente dificultarían, si estuviesen en condiciones de hacerlo, “un nuevo impulso de las políticas de descarbonización y del desarrollo de la transición ecológica justa que ya habíamos iniciado”.

El vaso sin embargo parece más medio lleno que medio vacío a ojos de este colectivo de expertos: “el mantenimiento de la mayoría con partidos europeístas debería ser suficiente –sostienen– para frenar los programas negacionistas y retardistas, así como para blindar la Agenda Verde”. ¿Conclusión? “Los próximos cinco años –adelanta la Fundación– son fundamentales para que la Agenda Verde no solo continúe siendo una política transversal en todos los Estados miembros, sino para que aumente la ambición ante la década clave para la acción climática mundial”. ■





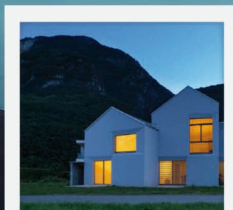
TBB POWER
EASY POWER, EASY LIFE



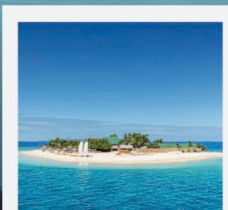
RiO Sun II
Nuevo Inversor
multifunción
todo en uno.

Soluciones completas

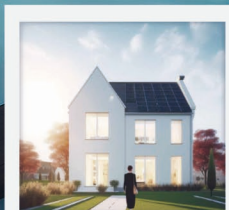
Escenarios de aplicación:



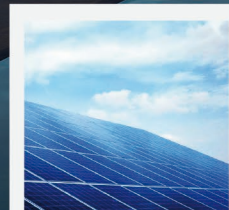
Sistema Backup con ESS
2kVA-72kVA



Sistemas aislados con ESS
2kW-135kW



Híbrido residencial ESS
6kW-45kW



Comercial e industrial
33kW-330kW



Mini Redes
33kW-330kW

Distribuidor exclusivo en España

Bornay

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



La fotovoltaica de España es la que más crece de toda Europa

Las inversiones en energía renovable crecen a un ritmo multiplicado por dos en comparación con el de los combustibles fósiles. La energía solar fotovoltaica, muy por encima del resto de tecnologías, podría superar los 500 mil millones de dólares en 2024. El último informe de la International Energy Agency (IEA) destaca a España como líder en adopción de la fotovoltaica dentro de una Unión Europea que se posiciona ya como una de las principales regiones del mundo en despliegue renovable.

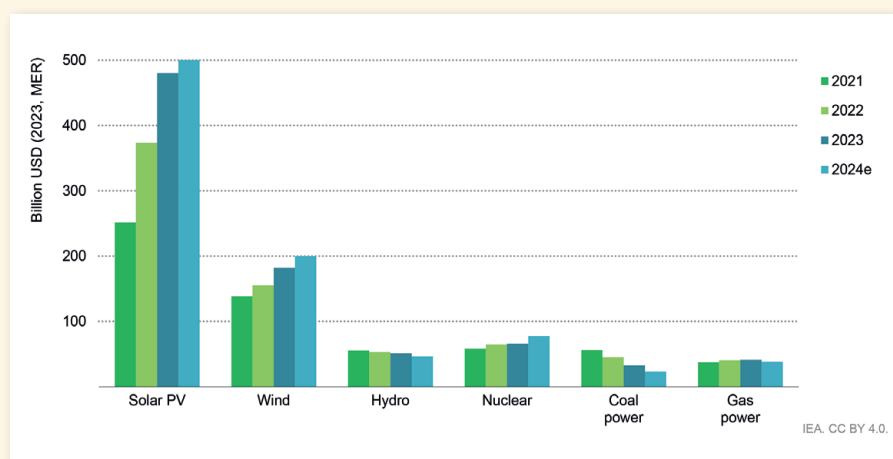
Celia García-Ceca

La energía solar fotovoltaica a nivel mundial atrajo un gasto récord de 480.000 millones de dólares en 2023 –más que todas las demás tecnologías de generación combinadas–, mientras que la inversión en energía de carbón ha caído un 40% desde 2021. Por su parte, la Unión Europea destaca por ser una de las regiones líderes en el despliegue de energía limpia y una de las regiones que tiene los mayores ratios de inversión en energía limpia y combustibles fósiles: gasta más de 10 dólares en energía limpia por cada 1 dólar invertido en combustibles fósiles. Esto se traduce en que en 2023, la inversión de la Unión Europea en generación de energías renovables ascendió a casi 110 mil millones de dólares, un aumento de más del 6% respecto al año anterior. De los veintisiete países, España ha liderado el aumento de la adopción de la energía solar y “ha visto cómo los precios mayoristas de la electricidad caían a mínimos históricos durante los periodos de alta producción solar”, según señala el último informe ‘World Energy Investment 2024’ de la International Energy Agency (IEA). En el documento también se recoge que esta caída de precios “ha supuesto algunos beneficios para los consumidores, pero también una señal de alarma para algunos flujos de ingresos de los inversores y las perspectivas de futuras inversiones”.

A nivel mundial, las inversiones crecen y crecen, lo que provoca que la inversión en energías renovables alcance los 2 billones de dólares de un total en energía que superará los 3 billones por primera vez en 2024 según las previsiones del último informe de la IEA. En general, el crecimiento de las inversiones en energías limpias de las economías avanzadas será un 50% mayor que en 2020, excepto China que crecerá un 75%. Y es que el mundo invierte ahora casi el doble en energía limpia que en combustibles fósiles, destacando la inversión en energía solar fotovoltaica por encima de todas las demás tecnologías de generación combinadas, que podría superar los 500 mil millones de dólares en 2024.

Las energías renovables, y la fotovoltaica en especial, no es la única que se encuentra en una fase de crecimiento. La inversión en redes eléctricas aumentó más del 20% en 2023, casi alcanzando los 65 mil millones de dólares, mientras que la inversión mundial en el sector eléctrico creció un 15% en 2023, alcanzando la cifra récord de 1,3 billones de dólares. Es decir, el gasto en energía renovable, redes y almacenamiento es ahora mayor que el gasto total en petróleo, gas y carbón. Además, las presiones en la cadena de suministro y la caída de los precios han aliviado los costes de, por ejemplo, paneles solares (se abaratan un 30% en los últimos dos años), y las materias primas, especialmente las necesarias para las baterías, según se indica en el informe. Por su parte, se prevé que el crecimiento del gasto en el sector eléctrico continúe en 2024, pero a un ritmo más modesto.

Inversión anual mundial en generación de electricidad por tecnologías

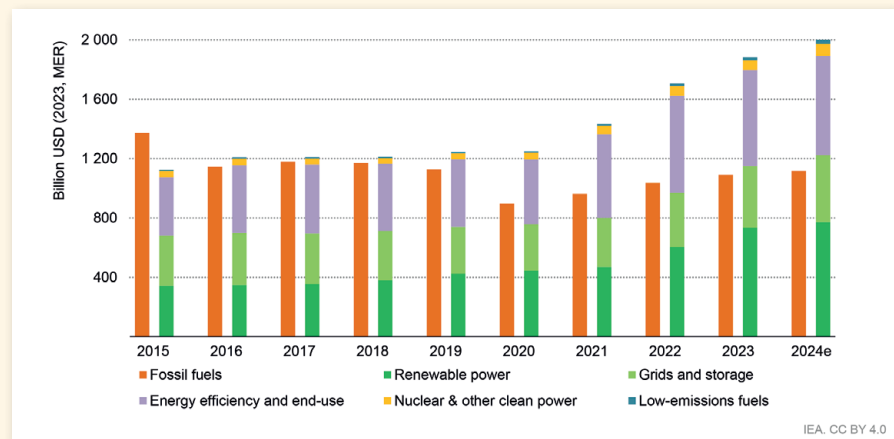


■ 735.000 millones en renovables

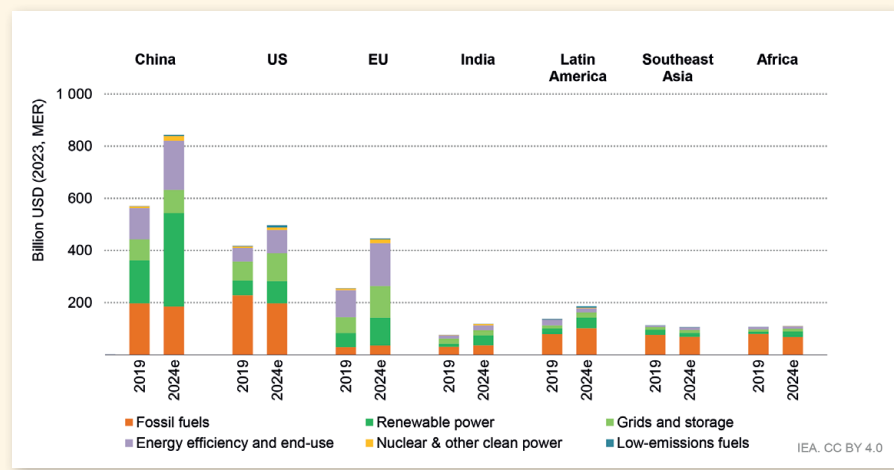
El gasto mundial en energías renovables también alcanzó un nuevo récord de 735.000 millones de dólares, impulsado por la energía solar fotovoltaica y la eólica. Solo en China, el gasto en energía solar fotovoltaica se disparó hasta los 220.000 millones de dólares –casi la mitad de la inversión mundial en energía solar del año–, y la capacidad añadida se multiplicó por 2,5 en comparación con 2022 gracias a la caída de los precios de los módulos y a los



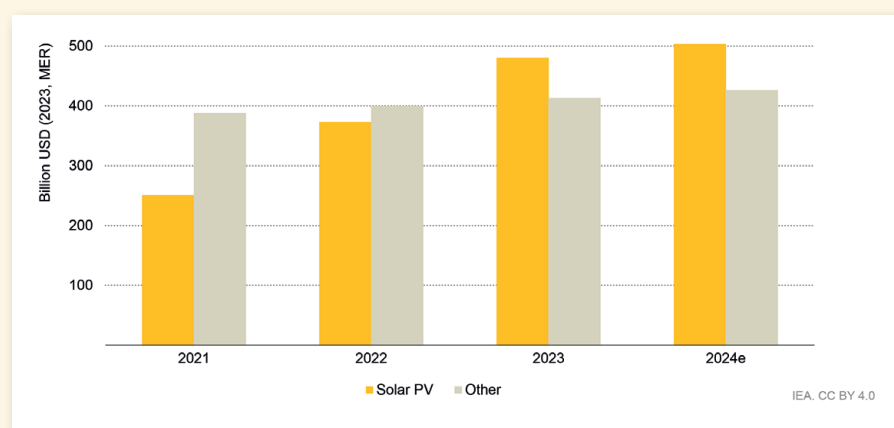
Inversión mundial en energías limpias y combustibles fósiles



Inversión anual en energía por país y región



Comparativa inversión anual mundial en fotovoltaica y otras tecnologías



efectos de la recuperación de la pandemia. “A medida que los precios de los módulos solares y otras tecnologías clave de energías limpias sigan cayendo, esperamos que el crecimiento del gasto en energías renovables se ralentice, especialmente en energía solar fotovoltaica distribuida, y alcance los 770.000 millones de dólares en 2024. Esto no refleja una ralentización de la capacidad de energía renovable

añadida, ya que la disminución de los precios permite añadir más capacidad por dólar gastado”, apuntan desde la AIE.

Además, la inversión en redes eléctricas alcanzó los 375.000 millones de dólares, lo que se traduce en una tasa media de crecimiento del 9% a escala mundial; mientras que la inversión en almacenamiento en baterías creció y alcanzó los 40.000 millones de dólares. Las economías avanzadas y China representan el 80% del gasto mundial en redes. La inversión en América Latina casi se ha duplicado desde 2021, especialmente en Colombia, Chile y Brasil, donde el gasto se duplicó sólo en 2023. Sin embargo, la inversión sigue siendo preocupantemente baja en otros lugares. En esta línea, es previsible que aumente la inversión en redes hasta los 400 millones de dólares en este 2024.

Asimismo, las inversiones en almacenamiento de baterías están aumentando y se espera que superen los 50 mil millones de dólares en 2024, pero el gasto está muy concentrado. En 2023, por cada dólar invertido en almacenamiento de baterías en las economías avanzadas y China, solo se invirtió un centavo en otras zonas en desarrollo. Por su parte, en los sectores de uso final procedentes del transporte se prevé que la inversión alcance nuevos máximos en 2024 con un crecimiento del 8% respecto a 2023 e impulsada por las fuertes ventas de vehículos eléctricos.

Fruto de este crecimiento es la caída del gasto de capital en combustibles fósiles que disminuyó en 2023 un 10%, hasta 90.000 millones de dólares, impulsado por el descenso de las centrales de carbón. Para 2024 se espera un descenso similar hasta los 80.000 millones de dólares, impulsado de nuevo por el carbón (-30%) y, en menor medida, por el gas (-8%). Por su parte, el gasto en energía de combustibles fósiles



P A N O R A M A



o deciden los hogares privados se ha duplicado del 9% en 2015 al 18% actual, gracias al crecimiento combinado de las instalaciones de autoconsumo, las inversiones en eficiencia de edificios y la adquisición de vehículos eléctricos. Una comparación muestra que los hogares han contribuido a más del 40% del aumento de la inversión en energía limpia desde 2016; una cifra que es con diferencia la proporción más grande. “Es particularmente pronunciado en las economías avanzadas, donde, gracias a un fuerte apoyo político, los hogares representaron casi el 60% del crecimiento de las inversiones en energía”, detallan.

En la actualidad, tres cuartas partes de las inversiones mundiales en energía proceden de fuentes privadas y comerciales, alrededor del 25% de la financiación pública y sólo un 1% de las instituciones financieras de desarrollo nacionales e internacionales. Algo que se relaciona directamente en cómo las transiciones energéticas están cambiando la toma de las decisiones de inversión energética y quién las toma. En general, la mayoría de las inversiones en el sector energético son realizadas por empresas. Sin embargo, existen importantes variaciones entre países: la mitad de todas las inversiones en energía en los países en desarrollo son realizadas por gobiernos o empresas estatales, en comparación con sólo el 15% en las economías avanzadas. Las inversiones de empresas estatales provienen principalmente de compañías petroleras nacionales,

con captura, utilización y almacenamiento de carbono se mantuvo por debajo de los 1.000 millones de dólares y se concentró en China.

Los tres actores principales

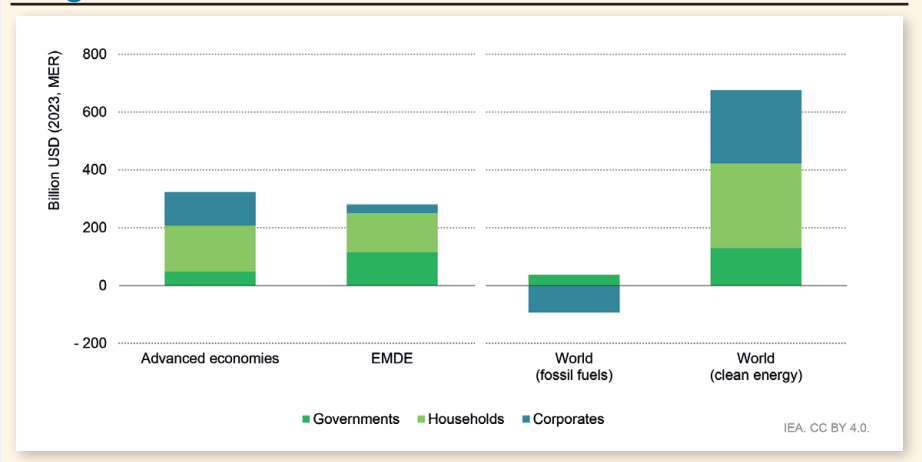
En Estados Unidos, la inversión en energías limpias aumentará hasta superar los 300.000 millones de dólares en 2024 (1,6 veces el nivel de 2020 y muy por delante de la cantidad invertida en combustibles fósiles). La Unión Europea gasta hoy 370.000 millones de dólares en energías limpias, mientras que China gastará casi 680.000 millones de dólares en 2024, apoyada por su gran mercado interno y el rápido crecimiento de las llamadas “tres nuevas” industrias: células solares, producción de baterías de litio y fabricación de vehículos eléctricos.

Unas inversiones que dan su fruto, ya que en 2023 cada dólar invertido en energía eólica y solar fotovoltaica produjo 2,5 veces más energía que un dólar gastado en las mismas tecnologías una década antes. En 2015, la proporción entre energía limpia e inversiones constantes en energía basada en combustibles fósiles fue aproximadamente de 2:1. En 2024, se prevé que esta proporción alcance 10:1.

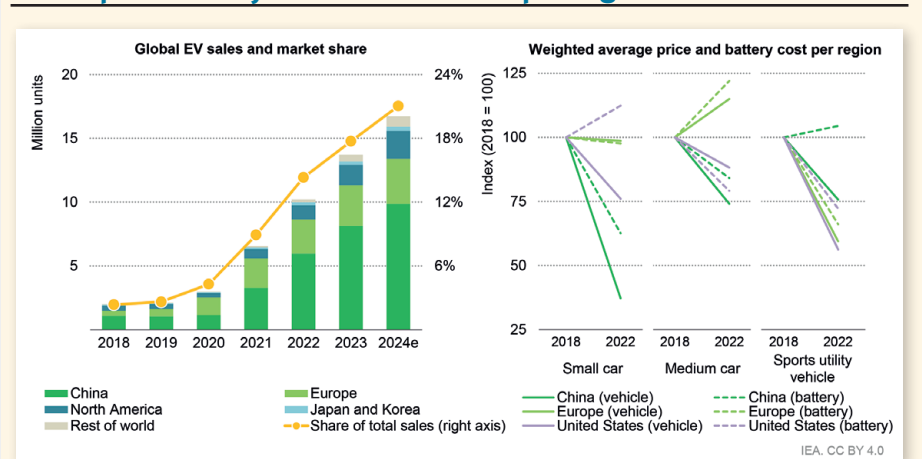
El papel del autoconsumo

El informe de la IEA hace una especial mención y define a los hogares como actores importantes para las inversiones en energía limpia orientadas al consumidor, destacando la importancia de la asequibilidad y el acceso al capital. La proporción del total de inversiones energéticas que realizan

Variación del volumen de inversión en energía por región y categoría de combustible



Ventas mundiales de vehículo eléctrico y cuota de mercado. Precio medio ponderado y coste de la batería por región



especialmente en Medio Oriente y Asia, donde han aumentado sustancialmente en los últimos años, y entre algunas empresas de servicios públicos estatales.

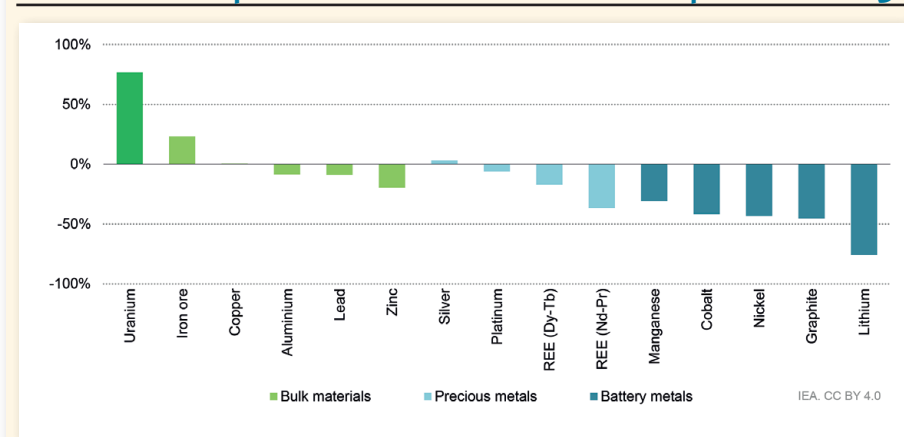
Por lo tanto, la sostenibilidad financiera, las estrategias de inversión y la capacidad de las empresas estatales para atraer capital privado se convierten en una cuestión central para lograr transiciones seguras y asequibles. Entre 2016 y 2023, la cuota de las energías limpias en la inversión total en energía aumentó de alrededor del 50% al 63%. A lo largo de este periodo, las fuentes privadas de financiación representaron la mayor parte del gasto, con un 73% en 2023.

En este sentido, desde la AIE indican que la Alianza Bancaria Net Zero (NZBA), convocada por la ONU y con más de 140 bancos miembros, desempeña un papel de liderazgo, trabajando en todo el sector para promover enfoques de descarbonización de los préstamos, desarrollar herramientas de financiación de la transición y facilitar la eliminación gradual y gestionada de los combustibles fósiles. En la actualidad, alrededor del 40% de los activos bancarios mundiales están en manos de bancos con compromisos de emisiones netas cero. A pesar de ello, la proporción de financiación de energías limpias en comparación con los combustibles fósiles ha empeorado ligeramente: por cada 1 dólar prestado al sector de los combustibles fósiles en 2021, 75 céntimos fueron a parar a empresas de energías limpias. En 2022, la proporción había caído a 73 céntimos.

■ Precio de las materias primas

Tras una subida de precios que comenzó en 2021, en 2023 se produjo un descenso significativo de los precios de la mayoría de los minerales y metales críticos. Se destaca especialmente que los precios de los minerales para baterías sufrieron una caída especialmente acusada, con un desplome del 75% en el caso del litio. El exceso de existencias en el sector derivado (como celdas de baterías y cátodos), un crecimiento de la demanda menor de lo previsto y un aumento de la oferta global contribuyeron a este descenso. El uranio, sin embargo, fue una notable excepción y experimentó una fuerte subida de precios en 2023 debido al renovado impulso de la energía nuclear y a la falta de nuevos suministros. Según la AIE, la concentración geográfica de la producción ha permanecido prácticamente inalterada en los últimos años. Una excepción es el níquel, donde los suministros se han concentrado más: entre 2021 y 2023, la cuota de Indonesia en la producción de níquel extraído aumentó del 34% al 52% y su cuota de níquel refinado aumentó del 23% al 37%.

Variación de los precios de determinadas materias primas en 2023



■ Crece el vehículo eléctrico

Las ventas de coches eléctricos en 2023 fueron un 35% superiores a las de 2022, una trayectoria que si se mantiene seguiría siendo compatible con los objetivos fijados en el Escenario NZE. Los coches eléctricos cubrieron el 18% de todos los coches vendidos en 2023, frente a una cuota del 14% en 2022 y de solo el 2% en 2018. Estas tendencias indican que el crecimiento de los mercados de coches eléctricos sigue siendo sólido a medida que la tecnología madura. En este sentido, los coches eléctricos de batería representaron el 70% del parque de coches eléctricos en 2023. A pesar de estos buenos datos, las ventas siguen muy concentradas en los mercados clave tradicionales. En 2023, casi el 95% de todas las ventas mundiales de coches eléctricos tuvieron lugar en China con el 60% de las ventas; Europa con cerca del 25%; y Estados Unidos con el 10%. Por su parte, en Europa, las matriculaciones de coches eléctricos nuevos crecen en 2023 un 20% respecto a 2022.

En 2024, se espera que el crecimiento mundial de las ventas de vehículos eléctricos se ralentice hasta situarse en torno al 20%. “Hay fuerzas contradictorias en juego: en China podría haberse alcanzado cierto grado de madurez del mercado, mientras que la reducción o cancelación de algunas subvenciones en China, Europa e India ensombrece el horizonte de las ventas futuras”, añaden desde el organismo.

A pesar de estas buenas previsiones, en la mayoría de los casos, este crecimiento proviene de una base muy baja y muchas de las economías menos desarrolladas se están quedando atrás (varias enfrentan graves problemas para pagar altos niveles de deuda). En 2024, se espera que la proporción de la inversión mundial en energía limpia en los países en desarrollo fuera de China se mantenga en torno al 15% del total. “Tanto en términos de volumen como de participación, esto está muy por debajo de las cantidades necesarias para garantizar el pleno acceso a la energía moderna y satisfacer la creciente demanda de energía de manera sostenible”, señalan desde la IEA. ■



FLEXCITE

La suite de soluciones para los retos que vienen

La red eléctrica es la columna vertebral que soporta las diferentes líneas de actuación que se están llevando a cabo para descarbonizar la economía en el actual proceso de transición energética hacia un modelo más sostenible. Así comienza el artículo que firma en esta edición Emilio Rodríguez, responsable de Power Systems de Tecnia, el mayor centro de investigación aplicada y desarrollo tecnológico de España. Un lujo (otro) en exclusiva para los lectores de Energías Renovables.

Emilio Rodríguez

El sistema eléctrico está evolucionando rápidamente hacia un escenario descarbonizado muy complejo que debe seguir funcionando con los actuales parámetros de calidad y seguridad, a la vez que integra generación distribuida renovable, vehículos eléctricos, una demanda cada vez más electrificada, edificios de energía positiva, prosumidores, etcétera. Esta integración no es directa; la fluctuación e incertidumbre que conlleva la producción renovable y los nuevos recursos energéticos plantean serios problemas para la seguridad, la estabilidad de la red y la calidad del suministro. Todas las redes son capaces de gestionar cierta variabilidad asociada a la demanda eléctrica y la disponibilidad de los recursos, pero los escenarios apuntados para los próximos años requieren de cambios en los sistemas de operación y control de una red que deberá estar cada vez más digitalizada. Es necesario optimizar el funcionamiento de toda la infraestructura y los activos conectados, anticipándose a posibles fallos y manteniendo en todo momento la seguridad y sostenibilidad del suministro eléctrico.

La gestión de la flexibilidad de la red para acomodar estas variaciones aparece como el concepto nuclear en este nuevo escenario, que requerirá nuevas configuraciones de mercado para incentivar

los nuevos servicios con la participación de nuevos actores, como los agregadores independientes, consumidores activos, y comunidades energéticas entre otros.

Ante este reto Tecnia ha desarrollado la suite de soluciones *software* Flexcite, concebida para cubrir las necesidades de los diferentes agentes de la cadena de valor de la distribución eléctrica, desde la empresa distribuidora que tiene una visión global de su red hasta el prosumidor final que quiere autoabastecerse y participar en los mercados eléctricos.

Como soporte a las distribuidoras, Flexcite incorpora tres módulos: un estimador de estado para redes de distribución en baja tensión desequilibradas, una herramienta para la evaluación de la estabilidad de pequeña señal de redes eléctricas con fuerte penetración de electrónica de potencia, y un módulo de detección y solución de congestiones.

La arquitectura modular de Flexcite proporciona además soluciones de gestión energética para agregadores, gestores de microrredes y plantas de generación híbridas con almacenamiento. Finalmente, más allá de la operación de los recursos, incluye una herramienta de diseño y dimensionado de sistemas de almacenamiento para la provisión de diferentes servicios de red, y una aplicación para la generación y análisis de múltiples escenarios de planificación energética.

■ Una red cada vez más compleja

El incremento de la observabilidad en la red de baja tensión mediante el despliegue de contadores inteligentes y otros equipos como el supervisor de baja tensión en el centro de transformación abre un abanico de posibilidades en la operación y explotación de esta red.

El primer paso es obtener una observabilidad fiable de la red. Para ello, Tecnia ha desarrollado TWINnet-DSSE, una solución *software* que permite conocer el estado de la red eléctrica de baja tensión, concretamente el perfil completo de tensiones para una red de distribución desequilibrada de cuatro hilos (tres fases y neutro), a partir de una serie de medidas sensorizadas y otros parámetros eléctricos de la red, en un instante de tiempo dado.

El estimador de estado corrige y compensa el potencial efecto negativo de medidas de entrada erróneas o inexistentes aumentando la visibilidad del estado de una red de distribución no suficientemente monitorizada y observable. Constituye por lo tanto una herramienta



imprescindible para la gestión de la red eléctrica y los recursos energéticos controlables.

TWINnet-DSSE toma como datos de entrada las medidas o pseudo-medidas disponibles (tensiones, potencia, corrientes, etcétera), e información de la red (topología e impedancias de las líneas), y proporciona como variables de salida una estimación del perfil de tensiones en cada una de las fases de la red (módulo y ángulo de tensiones en los nodos), y una estimación de las inyecciones de potencia y flujos de potencia por las líneas.

El *software* está basado en un enfoque determinista que implementa un algoritmo de interpolación por mínimos cuadrados ponderados mediante el cual se obtienen los valores más certeros de la tensión de todos los nodos de la red, que minimizan el error de las ecuaciones de estado definidas para las medidas de entrada disponibles (flujos e inyecciones de potencia, tensiones, etcétera).

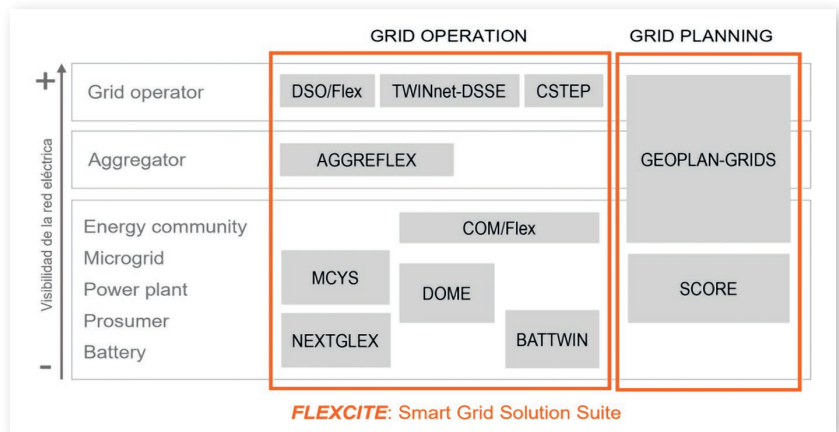
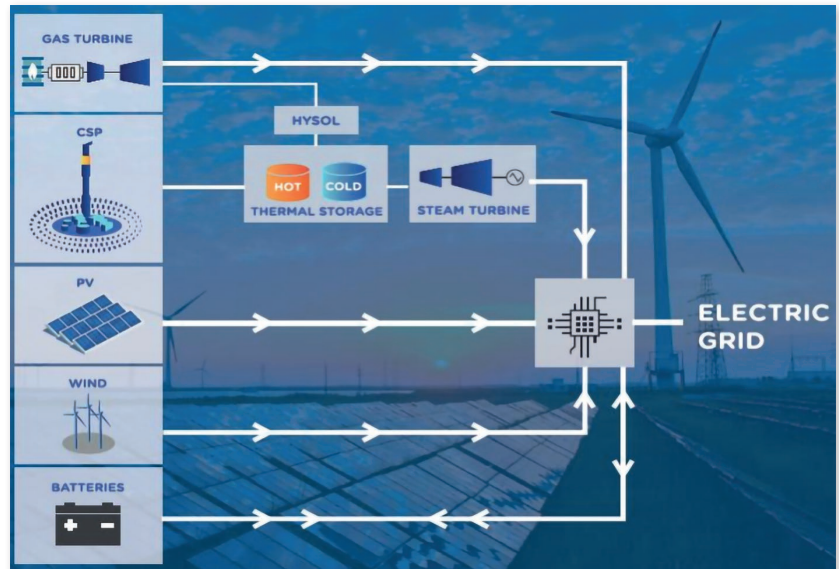
■ Segunda solución

La segunda solución orientada a los operadores de red de distribución es DSO/Flex (*DSO Flexibility Management Tool*). Se trata de una herramienta *software* de detección y resolución de problemas de tensión y congestiones en la red de distribución: a partir del modelo de la red de distribución (topología y parámetros eléctricos), la previsión de demanda y generación en los nodos de la red, y la flexibilidad disponible en cierto horizonte temporal proporcionada por un agregador, detecta potenciales congestiones en la red junto con violaciones de los límites de tensión, y calcula la activación de flexibilidad requerida al agregador para la resolución de estos problemas.

Adicionalmente a congestiones y violaciones de los límites de tensión, otro problema importante al que se enfrentan los operadores de red está asociado a las inestabilidades provocadas por los convertidores de potencia conectados en la red. Las redes eléctricas se enfrentan a un uso cada vez más extendido de este tipo de equipos para conectar fuentes de generación distribuida de origen renovable, sistemas de almacenamiento, FACTS, sistemas de transmisión en corriente continua de alta tensión, etc. Además, empieza a ser una realidad el desarrollo de subredes de corriente continua integradas y operando de manera coordinada con la red de corriente alterna, formando lo que se conoce como redes híbridas AC/DC.

La transición hacia un sistema eléctrico dominado por convertidores de potencia plantea, entre otros retos, nuevos problemas de estabilidad derivados de las interacciones mutuas entre convertidores, o entre estos y el resto de elementos de la red. Las razones de estas interacciones son múltiples y para su estudio es necesario desarrollar metodologías y herramientas que permitan analizar la estabilidad de redes dominadas por convertidores de potencia.

Converter Stability Tool for Electric Power Systems es una aplicación *software* para realizar de manera sistemática estudios de estabilidad de pequeña señal en los dominios temporal y frecuencial de estos sistemas, permitiendo evaluar los márgenes de estabilidad del sistema eléctrico, probar su resiliencia frente a modos de oscilación inestables e interacciones armónicas, calcular la matriz de impedancias equivalente de convertidores de potencia, realizar estudios de sensibilidad paramétrica, con factores de participación y autovalores críticos, y finalmente, diseñar controles y esquemas de amortiguamiento activo que mejoren los márgenes de estabilidad del sistema.



■ Agregador

La flexibilidad, entendida como la capacidad de aumentar o disminuir el consumo y generación de un conjunto de instalaciones conectadas a la red eléctrica durante un periodo de tiempo determinado, es un servicio que se puede ofrecer a las compañías operadoras de red (tanto distribuidoras como operadoras de la red de transporte) para que estas operen de forma eficaz sus redes eléctricas, retrasando potenciales refuerzos de la red y sus inversiones asociadas.

Tecnalia pone a disposición de los agregadores de flexibilidad, tanto comercializadores como futuros agregadores independientes, Aggregflex, una plataforma *software* para que puedan participar en diferentes mercados eléctricos, tanto de energía (mercado diario) como de resolución de congestiones, ya sean locales operados por las compañías de distribución o en mercados de ámbito común que sirven tanto a las operadoras de distribución como de transporte de electricidad (restricciones técnicas).

Por un lado, Aggregflex genera las ofertas óptimas de flexibilidad para participar en esos mercados eléctricos, y, por otro, calcula las consignas de operación en tiempo real de los diferentes recursos energéticos gestionados con objeto de cumplir con las ofertas aceptadas y las asignaciones realizadas en los mencionados mercados.

Los recursos energéticos gestionados comprenden sistemas de generación, almacenamiento y consumo flexible conectados en la red de distribución en los ámbitos residencial y comercial. Entre los sistemas de generación se contemplan generadores con motores de combustión (por ejemplo, biogás) así como instalaciones fotovoltaicas; los



P A N O R A M A

sistemas de almacenamiento incluyen baterías (independientemente de la tecnología utilizada), y, en cuanto a los sistemas de consumo, estos incluyen sistemas de climatización (bombas de calor), carga de vehículos eléctricos y consumos diferibles de carácter genérico.

■ *Microrred*

Otro concepto que ya no es novedoso, pero para el que en los últimos años se observa una tendencia ascendente es la microrred eléctrica. Probado en su propia microrred, TecNALIA ha desarrollado MCYS (*Decentralized Regulation Control System for Microgrids*), un sistema de gestión de energía para microrredes eléctricas que coordina el funcionamiento de los diferentes elementos de generación, almacenamiento y carga. El sistema incluye monitorización, control, comunicaciones y la lógica de gestión que determina cuándo y cuánto genera, almacena o consume cada recurso energético. MCYS opera la microrred en sus diferentes modos de funcionamiento: conectada a la red principal, aislada y en la transición entre los dos modos anteriores.

MCYS efectúa una gestión económica óptima de la energía puesta en juego en la microrred en tiempo real (segundos): (1) cada recurso controlable proporciona sus costes de operación (costes de generación, precios de red, etcétera); (2) la oferta y la demanda son casadas localmente y se obtiene un precio de la microrred; y (3) a cada recurso se le asigna una consigna de operación de acuerdo al precio anterior.

Mediante una tecnología multi-agente, MCYS implementa un control secundario en la microrred (el control primario estaría implementado localmente en los inversores de los recursos) de forma que controlaría la potencia intercambiada con la red principal (en modo microrred conectada), y recuperaría la frecuencia de 50 Hz de referencia (en modo microrred aislada).

Específicamente para plantas de generación, Flexcite incorpora DOME (*Dynamic Output Manager of Energy*). Se trata de un sistema de operación y control para plantas de generación híbridas compuestas por generación convencional, generación renovable y almacenamiento eléctrico que minimiza los desvíos de producción eléctrica con respecto a un programa prefijado en el punto de conexión a la red de la planta. Al tratarse de una solución flexible y modular, DOME está diseñado para permitir una adaptación sencilla a diferentes configuraciones de planta en función del número y tamaño de las unidades de producción/almacenamiento, y el tipo de tecnologías empleadas.

■ *Almacenamiento*

El uso de sistemas de almacenamiento de la energía basados en baterías es un elemento fundamental en el proceso de descarbonización actual. Debido al desarrollo que han tenido las baterías basadas en la tecnología de Ion-Litio, principalmente en el campo de la movilidad, y del gran volumen de producción asociados a ellas, esta se ha convertido en la tecnología preponderante en los sistemas de baterías en soporte a la red eléctrica.

Battwin es un gemelo digital para sistemas de almacenamiento de la energía basados en baterías (BEES), que además del propio modelo del sistema incorpora la funcionalidad de estimación del estado para predecir y supervisar el comportamiento del sistema.

El gemelo digital está basado en un modelo eléctrico equivalente de batería Randle/Thevening de segundo orden, donde todos los valores de sus componentes (fuentes de tensión e impedancias) son dependientes del estado de carga (SoC) de la batería.

Battwin incorpora un estimador del estado que permite determinar la evolución de sus principales parámetros a nivel de batería y a nivel de celda individual: SoC, estado de salud (SoH), capacidad remanente e impedancia interna de la batería. El modelo semiempírico anterior de estimación de estados se completa un modelo *data-driven*

para la predicción de la vida útil remanente (RUL).

Las principales aplicaciones de este gemelo digital son la optimización de la operación y costes asociados de la batería, proporcionando una información ampliada para la operación del EMS y BMS.

■ *Planificación*

La tendencia imparable hacia la electrificación de la movilidad y la demanda residencial e industrial añade un grado más de complejidad e incertidumbre a la hora de diseñar nuevas infraestructuras energéticas. En este sentido, además de las mencionadas herramientas de gestión energética, Flexcite incorpora dos aplicaciones de planificación energética: Geoplan-Grids y Score.

Geoplan-Grids es una herramienta georreferenciada para una planificación energética integrada y prospectiva considerando los aspectos críticos de las infraestructuras energéticas, y evaluando el efecto generado por diferentes escenarios del tipo “que pasaría si...”.

Geplan-Grids aborda el diseño y la planificación óptimos a medio y largo plazo mediante un enfoque integral y una consideración simultánea de las interacciones entre la infraestructura de la red eléctrica, la red de calor (u otros vectores energéticos), la infraestructura de recarga de vehículo eléctrico, el almacenamiento térmico y eléctrico, así como el papel que pueden tomar diferentes estrategias de gestión de la flexibilidad.

Dada la importancia que están cobrando los sistemas de almacenamiento energético, el módulo Score analiza la viabilidad de este tipo de sistemas aislados o asociados a sistemas de generación renovable para su integración en la red eléctrica. Esta herramienta *software*, clave a la hora de la toma de decisiones de inversión, realiza cálculos técnicos y económicos a partir de un perfil de generación renovable, unas características del almacenamiento y una estrategia de operación de este último (como servicio ofrecido a la red, aprovechamiento de precios altos de venta de energía, etcétera).

Score permite analizar de forma sistemática diferentes servicios, escenarios o casos de negocio asociados a cierto marco regulatorio para seleccionar y dimensionar la tecnología de almacenamiento más adecuada.

La herramienta puede adaptarse a diferentes configuraciones (almacenamiento aislado, planta híbrida, microrred), tecnologías de almacenamiento (baterías electroquímicas, baterías de flujo, hidrógeno, etcétera), regulaciones nacionales, mercados, etcétera, con funcionalidades como el análisis de viabilidad de las diversas soluciones comparando retorno según dimensionamiento, servicios y estrategias de control, la comparación con el caso base sin almacenamiento, los estudios de sensibilidad de KPIs, etc.

Como conclusión, Flexcite integra en un mismo entorno diferentes soluciones de gestión, control y planificación energética para todos los actores conectados en la red de distribución eléctrica. A los módulos actuales de la *suite*, se irán incorporando en un futuro próximo otros componentes para la gestión de la flexibilidad ofrecida por prosumidores individuales (Nextflex) y comunidades energéticas (Proshare).

* *Emilio Rodríguez es el responsable de Power Systems de TecNALIA*

Más información

→ <https://www.tecnalia.com/flexcite-suite-de-soluciones-para-smart-grids>





WindEnergy Hamburg

The global on & offshore event

24 ————— 27
September 2024

Buy
your ticket
now!

Driving the energy transition. *Together!*

Be sure to take part in the world's biggest and most important business platform for the onshore and offshore wind industry!

- Meet up with 1,500 exhibiting companies from 40 countries across 10 halls
- Get in touch with the key decision makers of the international wind energy sector
- Visit the first-rate conference programme on 4 stages in the halls free of charge
- Two days dedicated to recruiting – for career starters, specialists and career changers

windenergyhamburg.com



Organised by:



Global Partner:



European Partner:



Partners:





EÓLICA

Radiografía del sector eólico nacional

La Asociación Empresarial Eólica (AEE) acaba de publicar su Anuario 2024, documento que detalla las luces y sombras (juzgue el lector) que hay en torno a la eólica española. Vayan por delante un par de titulares: (1) España ha instalado en 2023 casi 10 veces menos potencia eólica (apenas 607 megavatios) de la que es necesaria para cumplir con el objetivo fijado en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030 (el sector debería estar instalando a razón de 5.200 megas año); y (2) aunque somos Top 1 del mundo en el desarrollo de prototipos de eólica marina flotante, aún no hay un solo parque eólico en aguas territoriales españolas debido a los retrasos que acumula la Administración en materia de regulación (y subastas) sobre eólica marina. Esas son las sombras. ¿Las luces?

Antonio Barrero F.

Más de 22.000 aerogeneradores repartidos por prácticamente toda la geografía nacional (los hay en 47 de las 51 provincias españolas), hasta 287 centros de fabricación (localizados en 16 de las 17 comunidades autónomas de que consta el país), una dimensión laboral que apunta ya a los 40.000 puestos de trabajo (empleo directo e indirecto), un poderío exportador sencillamente envidiable (España es la quinta potencia del mundo en exportación de aerogeneradores), una fortaleza extraordinaria en investigación e innovación (hemos sido en 2023 la cuarta nación del mundo en publicación de patentes eólicas, por delante de China o Francia) y una producción (de energía eléctrica, que de eso se trata) sencillamente *top-top*: no hay tecnología de generación de electricidad en este país que haya producido más megavatios hora en 2023

que la eólica (ni la nuclear, ni los ciclos combinados que queman gas natural, ni por supuesto la gran hidráulica, la cogeneración o el carbón han producido tanta electricidad en 2023 como los vientos que han mecido el parque eólico nacional).

Pero si los números del presente de la eólica made in Spain parecen la mar de saludables, los que están por venir podrían ser aún mejores. Al menos, según las estimaciones con las que trabaja la AEE, estimaciones que recoge en esta última edición (2024) de su ya tradicional Anuario. Entre ellas, varias son realmente optimistas. Según la Asociación, el sector está en condiciones de duplicar en los próximos seis años esos casi 40.000 empleos de hogar, es decir, que estima posible la creación de más de 5.000 puestos de trabajo al año durante este próximo sexenio. La operación, el mantenimiento, la renovación y la repotenciación del formidable parque eólico nacional (más de 30.000 megavatios de potencia) que hoy ya tenemos, por una parte, y la potencia nueva que viene de camino, por otra, serían las fuerzas tractoras de ese crecimiento del empleo. Según el Anuario de AEE, en 2023, han entrado en fase de tramitación hasta 4.000 megas de potencia, que han venido a sumarse “al hito histórico alcanzado en 2022, donde se tramitaron casi 9.000 megavatios de Declaraciones de Impacto Ambiental, un ritmo sin precedentes”.

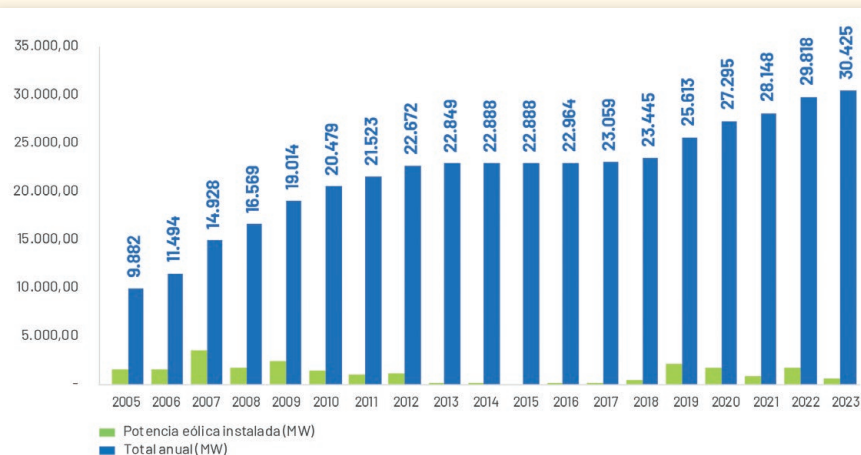
A esos futuribles 13.000 megas, que efectivamente pueden traccionar la actividad de manera muy, muy significativa, AEE añade otros: los referidos a la eólica de mar adentro. La Asociación considera en ese sentido 2023 como “un año importante para la eólica



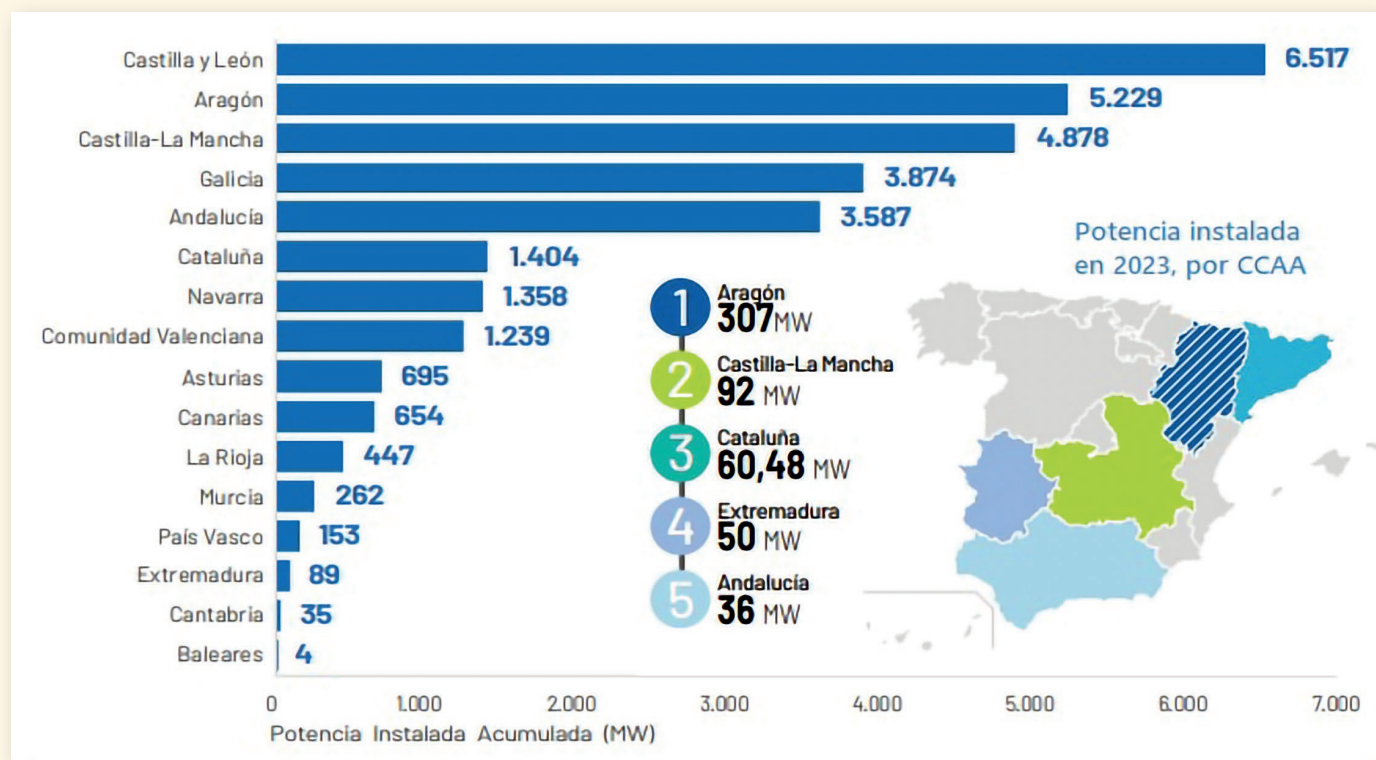
José Miguel Hernández Rebordínos, «Gigantes en la llanura» Primer premio eolo 2024

marina, gracias a la aprobación de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (POEM), después de casi 5 años de intenso trabajo –explica el Anuario– liderado por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico”. El propio presidente de la Asociación, Juan Diego Díaz Vega, explicita en su carta de apertura del Anuario que “esperamos que 2024 sea el año del despegue de la eólica marina en España”. Porque la eólica marina flotante –concreta Díaz Vega– es “una oportunidad de país, por la creación de nuevos empleos y por las sinergias con otras actividades industriales, como la naval o la portuaria, entre otras”. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030 prevé haya instalados ese año en España (establece como objetivo) 3.000 megavatios de poten-

Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España



Potencia eólica instalada por comunidades en 2023



cia eólica en el mar. Y AEE estima que esos megas conllevarían la creación de más de 7.500 nuevos empleos cualificados.

Pero, más allá de proyecciones, objetivos, previsiones y estimaciones, el sector tiene en todo caso varios retos muy concretos por delante. Díaz Vega los explicita en su Carta del Presidente, carta con la que AEE abre su Anuario 2024.

«Tenemos grandes retos por delante. El primero es el incremento de la demanda eléctrica. Trabajar en políticas de electrificación es probablemente una de las tareas más importantes a las que nos enfrentamos

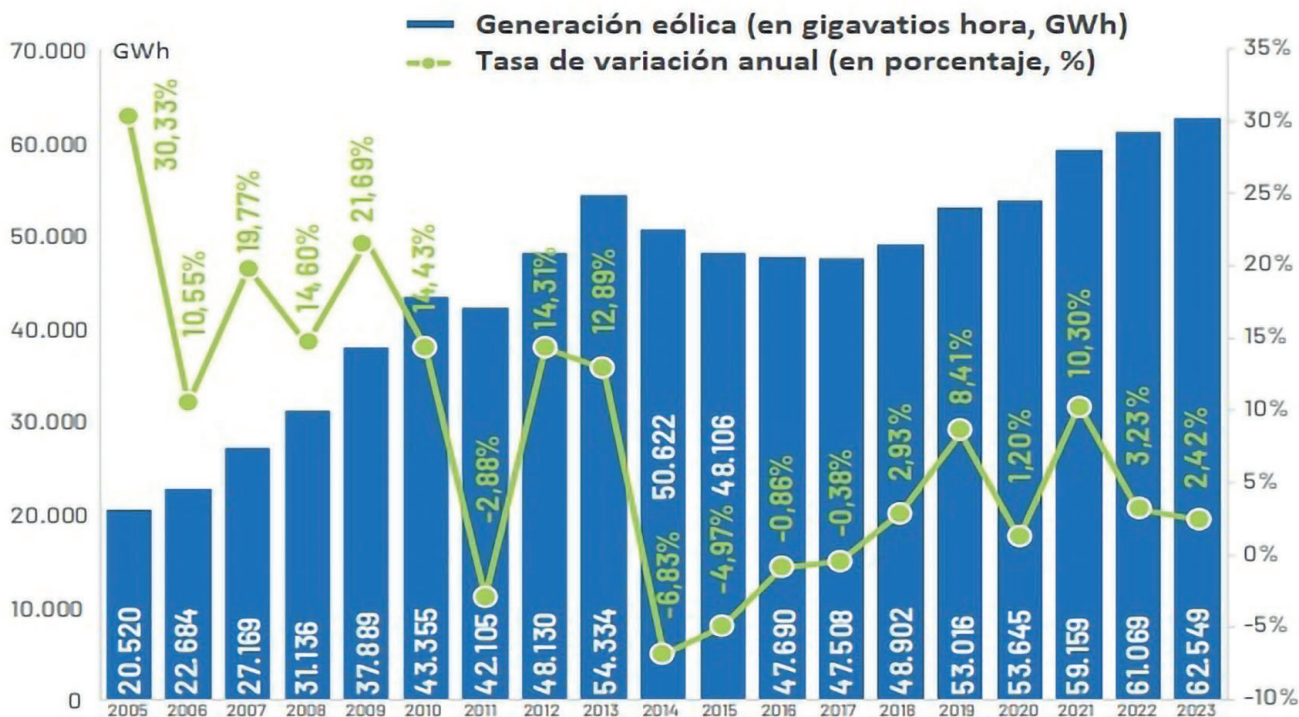
Potencia instalada por fabricantes

Fabricante	Potencia acumulada cierre 2023 total (MW)	Potencia Instalada 2023 (MW)
SIEMENS GAMESA	15.413,04	206,45
GE	5.132,89	107,13
VESTAS	4.930,71	51,75
NORDEX-ACCIONA WINDPOWER	3.335,46	165,10
ENERCON	949,68	37,10
OTROS	663,39	39,70
TOTAL	30.425,15	607,23

Fuente: AEE



Generación eólica anual y tasa de variación



como sector. Las redes de distribución son un elemento clave en este proceso de electrificación. La inversión en redes debe aumentar para adaptarlas a las nuevas necesidades. La tramitación administrativa de los proyectos eólicos es la asignatura a mejorar por parte de las empresas, las administraciones, los territorios y sus ciudadanos. Debemos aumentar el ritmo actual y debemos hacerlo de una forma estable, predecible y con visión a largo plazo. Y otro gran reto es la aceptación social de los proyectos: trabajar con rigor, establecer diálogos sin dejar a nadie atrás y aprender de las buenas prácticas»

El sector, pues, parece haber hecho los deberes, a tenor de las “luces” arriba repasadas. Ahora lo que haría falta –vienen a decir en AEE– es que haga lo propio la Administración, en aras a disipar las “sombras” que sobrevuelan esos futuribles 13.000 megavatios que esperan en las ventanillas de la Administración, o esos 3.000 (marinos) que no acaban de ver convocada la subasta correspondiente.

El Anuario Eólico 2024 recoge en fin todas las cifras clave del sector, pero también repasa los principales cambios regulatorios habidos en 2023 a escala nacional y adelanta las “grandes tendencias mundiales” que están llamadas a perfilar el horizonte de la eólica en el más corto plazo.

Patentes

Países con más publicaciones de patentes

	2022	2023
Alemania	120	131
Estados Unidos	124	66
Dinamarca	49	89
España	10	21
China	23	17
Francia	5	6

Fuente: Eolion y elaboración AEE

Solicitante de patentes

Solicitante de patentes	Número de patentes
GENERAL ELECTRIC	332
VESTAS	256
SIEMENS GAMESA	241
NORDEX ACCIONA	85
GOLDWIND	52
WOB BEN	47
SIEMENS GAMESA (SENVION)	30
FLENDER	25
ZF	16
NABRAWIND	12

En síntesis

- La energía eólica es la tecnología que más aporta a nuestro sistema energético, superando el 23,5% de la cobertura de la demanda en 2023 y 25% en lo que llevamos de 2024.
 - España supera la marca de treinta gigavatios eólicos instalados (30 GW). Necesitamos instalar 5,2 GW al año para alcanzar los objetivos (62 GW eólicos, incluyendo 3 GW de eólica marina, a 2030).
 - En 2023 se han instalado 607 megavatios eólicos (0,6 GW). El ritmo de instalación está muy por debajo del necesario para cumplir con los objetivos establecidos por el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (esos 62 GW arriba reseñados).
 - A 31 de diciembre de 2023, la potencia total instalada en España era de 30.425 MW. Los más de 22.200 aerogeneradores instalados en España en 1.371 parques eólicos, generaron 62.594 gigavatios hora de electricidad, un 2,4% más que en 2022.
 - La industria eólica en España cuenta con el 100% de la cadena de valor (palas, torres, turbinas, etcétera) con más de 280 centros de fabricación en 16 de las 17 comunidades autónomas (CCAA).
 - 47 provincias cuentan con generación eólica, de las cuales 20 generan más de un teravatio hora de electricidad gracias al viento (1 TWh). Castilla y León, con 6.517 megavatios, es la comunidad autónoma con mayor potencia eólica instalada. Aragón ha sido

Potencia instalada por promotores

Promotor	Total potencia (MW)
IBERDROLA	6.052,46
ACCIONA ENERGÍA	4.091,45
ENEL GREEN POWER	2.713,51
NATURGY	2.097,49
EDPR	1.960,40
ENGIE	1.057,00
REPSOL RENOVABLES S.L.	638,30
CHINA THREE GORGES CORPORATION	573,51
SAETA YIELD	533,20
MOLINOS DEL EBRO	482,85
VAPAT	471,25
ELECNOR	471,08
RWE	448,41
OLIVENTO	420,79
COPENHAGEN INFRASTRUCTURE PARTNERS (CIP)	383,17
GECAMA	329,20
VERBUND	254,77
RENOVALIA	246,10
FINERGE	237,40
ENHOL	228,83
EURUS	228,65
NORVENTO	203,90
IBERÉOLICA	194,30
GRUPO JORGE	221,84
WPD	176,72
MIROVA	174,58
FORESTALIA	174,21
MEDWIND	172,88
ELAWAN ENERGY	150,00
ELECDEY	140,10
ALDESA ENERGÍAS RENOVABLES	137,80
FERSA	123,26
ALFANAR ENERGY	119,70
ENIPLITUDE	104,20
ARJUN INVESTMENT PARTNERS	103,93
UNIWINDET	97,50
CAPITAL ENERGY	89,05
OTROS	4.121,36
TOTAL	30425,15

Fuente: AEE. Los promotores con potencias instaladas menores de 89 MW están contemplados dentro de la categoría OTROS



Covadonga Gala Miranda, «Ganadería y energía eólica; dos fuerzas conviviendo felices» Segundo premio eolo 2024

en 2023 la comunidad autónoma que ha destacado por su incremento de potencia eólica con 307 megavatios nuevos, seguida de Castilla La Mancha (92 megas) y Cataluña (60 MW).

- La eólica española es la quinta potencia a nivel mundial en el ranking de países con mayor potencia eólica instalada y la segunda a nivel europeo.

- La eólica aporta más de 5.800 millones de euros a la economía española, un 0,50% del PIB, con unas exportaciones valoradas en más de 2.500 millones de euros.

- El sector eólico en España emplea a casi 40.000 personas en la actualidad, y se prevé que se duplique esta cifra para 2030.

- La inversión en I+D es un punto clave y destacado de la tecnología eólica

- España es el primer desarrollador de prototipos de eólica marina flotante

- Es el tercer país en Europa y el cuarto en el mundo en cuanto a solicitud de patentes eólicas. El sector eólico ha realizado más de 350 publicaciones de solicitudes de patentes en España en 2022

- Gracias a la eólica se evitan al año 32,7 millones de toneladas de CO₂ en España.

- La generación eólica —explica AEE— ayuda a reducir el precio del mercado diario de la electricidad. En 2023 el efecto reductor de la eólica fue, según el Anuario, de 20,41 euros por megavatio hora, “lo que ha supuesto un ahorro bruto acumulado conseguido por la eólica de 5.321 millones de euros a los consumidores, es decir, que, gracias a la eólica, el precio de la electricidad se redujo un 19%”.

■ Y un aviso para navegantes

En 2023 se adjudicaron 27,3 gigavatios (27.300 megavatios) de nueva capacidad eólica en subastas en 13 países de Europa, superando la cifra de 16,9 gigas que se asignaron en 2022. 13,7 GW se adjudicaron a eólica terrestre en 12 países, y 13,6 GW fueron adjudicados a la energía eólica marina en 4 países: en Alemania (8,8 GW), seguida de Irlanda (3,1 GW), Francia (1 GW) y Lituania (0,7 GW). España dejó su casillero a cero.

Alemania fue la que adjudicó la mayor capacidad mediante subastas: con 15,2 GW adjudicados en total: 6,4 GW de energía eólica terrestre y 8,8 GW de eólica marina. Francia otorgó la segunda cantidad más alta con 4,2 GW: 3,2 GW terrestres y 1 GW marinos, e Irlanda adjudicó 3,2 GW en total, de los cuales 3,1 GW fueron para el sector marino.

Los precios de adjudicación en eólica terrestre variaron entre los poco más de setenta euros por megavatio hora (70 €/MWh) en las subastas de Alemania e Italia hasta los 86 €/MWh de media en Francia y los 138 €/MWh en República Checa.

En eólica marina, los precios fluctuaron entre las adjudicaciones sin incentivo en Alemania o Francia hasta los 86 €/MWh en Irlanda.

La Asociación Empresarial Eólica —concreta su Anuario— ha registrado en 2023 la incorporación de más de cuarenta nuevos socios. Entre los recién llegados, 22 empresas que ofrecen servicios especializados en el sector eólico, cuatro empresas de agentes financieros, dos empresas de consultoría, una de ingeniería, un fabricante de componentes, una asesoría legal y un centro de investigación, tres empresas del sector eólico marino y ocho nuevas promotoras.

Más información → aeolica.org



EÓLICA

La eólica marina que no acaba de zarpar

Casi 22.000 megavatios de potencia eólica marina han emprendido la carrera de los 3.000. De los 3.000 megas que el Gobierno ha fijado como Objetivo Eólico Marino 2030. Porque casi 22.000 megavatios han presentado sus credenciales, a lo largo de los últimos cuatro años, ante el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico. Muchos de esos megas han quedado ya fuera de combate, por motivos diversos, pero en todo caso ese guarismo demuestra muy a las claras una cosa: el apetito del sector por la eólica de mar adentro tiene el horizonte largo: casi 22 gigas... en pos de 3.

Antonio **Barrero F.**

Ferroviario, ACS, Naturgy, Iberdrola, la noruega Equinor, Capital Energy, Iberblue Wind, Acciona, Sener-Bluefloat Energy, Saitec... El listado de empresas interesadas en erigir sus aerogeneradores frente a las costas españolas es largo y está cuajado de nombres conocidos. Ahora mismo en España hay iniciativas presentadas

ante el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico por valor de más de 21.000 megavatios de potencia. Son declaraciones de intenciones de los promotores, que vienen a exponerse al escrutinio ambiental de ese departamento del Gobierno, que debe velar por la conservación de la naturaleza y el buen estado del medio ambiente.

La mayoría de esos proyectos nunca llegará a materializarse. Algunos, de hecho, ya están fuera de la carrera, como decíamos al principio, pues aspiraban a ocupar zonas en las que los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo que ha aprobado el Gobierno (POEMs) al final han prohibido la instalación de parques eólicos. Es más: incluso si el proyecto supera todos los trámites, deberá participar en las subastas que el Gobierno prevé, y cuyo valor máximo previsto para el horizonte 2030

ha quedado fijado en 3.000 megavatios (esa será la cantidad de potencia subastada, porque ese es el objetivo eólico marino que ha fijado el Gobierno en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, Pniec: 3.000 MW en 2030).

Esa es *grosso modo* la foto fija a día de hoy. Mucho proyecto (62 parques han llamado a las puertas del Ministerio, por valor de casi 22.000 megavatios), de muchos actores interesados (los susodichos y otros), varios de ellos de más de mil megavatios de potencia, y distribuidos frente a las costas de muchos territorios muy distintos y distantes: Lugo, Cádiz, Girona, Almería, Pontevedra, Las Palmas, Málaga, A Coruña.

■ Desde el principio

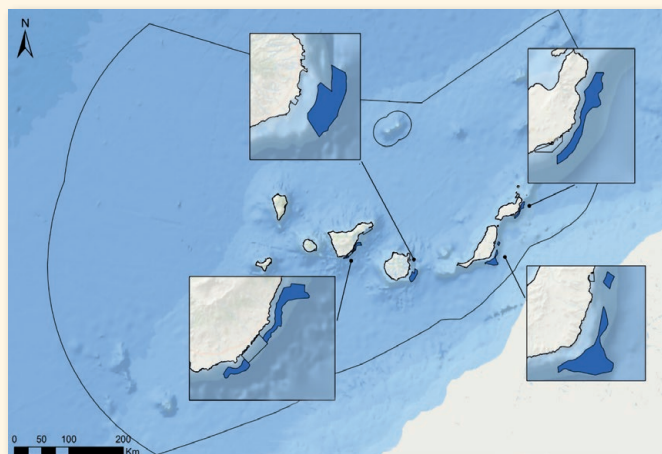
Pero vamos a contar la historia desde el principio, que tampoco está muy lejos: “2023 – dice la Asociación Empresarial Eólica (AEE) en su último Anuario– supone el comienzo oficial del desarrollo de la eólica marina en España con la aprobación de los POEMs y la inclusión de un objetivo de 3 GW para esta tecnología en la revisión del Pniec 2023-2030”. Y no le falta razón a la AEE.

Porque en febrero del 23, hace poco más de un año, es cuando el Gobierno aprueba por fin el esperado real decreto (RD) “por el que se aprueban los planes de ordenación del

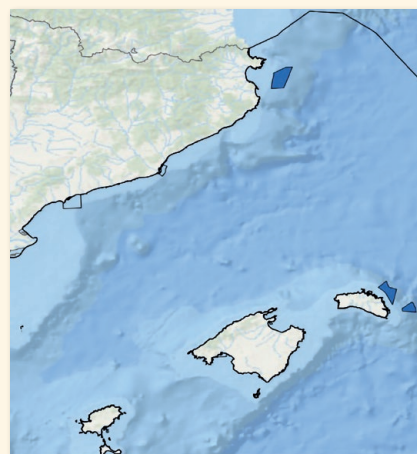


Saitec ha colocado frente a la costa de Vizcaya una máquina de dos megas sobre su prototipo de plataforma flotante DemoSATH

Demarcación Marina (DM) Canarias

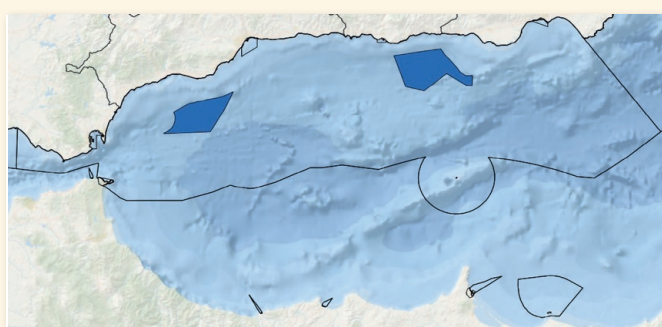


DM Levantino Balear

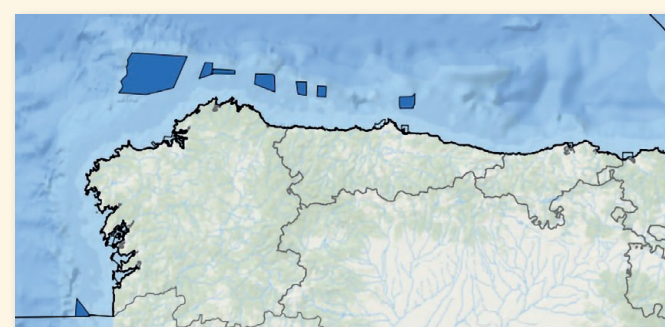


Los POEMs definen las zonas de alto potencial para el desarrollo de eólica marina (zonas Zaper, en azul oscuro), en las que podrán ubicarse los futuros parques eólicos marinos, y han venido a significar (en 2023) el pistoletazo de salida regulatorio para la eólica marina en nuestro país

Demarcación Marina (DM) del Estrecho y Alborán



Demarcación Marina (DM) Noratlántica



espacio marítimo de las cinco demarcaciones marinas españolas”, un instrumento imprescindible, clave, para lograr los objetivos que el mismo Gobierno había señalado en diciembre del 21 en su Hoja de Ruta de la energía eólica marina: los susodichos 3.000 megavatios (MW).

Los POEMs definen las zonas de alto potencial para el desarrollo de eólica marina (ZAPER), en las que podrán ubicarse los futuros parques eólicos marinos, y han venido a significar (en 2023) el pistoletazo de salida regulatorio para la eólica marina en nuestro país.

Estos planes deben asegurar la coexistencia en el mar de actividades tan dispares como el transporte marítimo, la pesca, el uso militar, las zonas ambientalmente protegidas o la eólica marina.

El proceso de elaboración de los POEMs “ha sido –reconocen en la AEE– largo y complejo, precisamente por la necesidad de analizar y ponderar multitud de factores relacionados con las diferentes actividades que se desarrollan en el medio marino y preservar los valores naturales de la costa y el mar”.

Y el resultado de ese proceso, que ha durado casi cinco años (con sus consultas públicas), ha sido (es) controvertido. Algunas zonas contempladas inicialmente para desa-

rrrollar en ellas proyectos eólicos marinos han sido eliminadas del mapa; otras muchas se han visto recortadas.

Además, en el proceso de redacción de estos planes se ha eliminado el “carácter prioritario” que los borradores iniciales dotaban a la eólica marina, y el documento definitivamente aprobado habla solo de zonas eólicas o “áreas de alto potencial”. Nada de prioridades.

Los cuatro mayores “enemigos” de la eólica en el mar (quede escrito entre muchas comillas) han sido el ejército, el turismo, los pescadores y la biodiversidad marina.

■ Aguas exclusivas

El ejército ha ganado sus batallas y así por ejemplo la que es sin duda una de las zonas más ricas (en recurso eólico) de todas las aguas territoriales españolas (la demarcación suratlántica) ha quedado reservada, en exclusiva, para las maniobras militares.

El Ministerio para la Transición Ecológica reconoce explícitamente que “gran parte de la Demarcación suratlántica registra intensidades de recurso que podrían ser de interés para el sector eólico (...), particularmente gran parte de la franja marítima cercana al Estrecho, que se halla bajo la influencia de los frentes atlánticos y que pre-

senta máximos en su vértice sureste”, pero en esa zona –expone– la fuerte actividad militar impide todo desarrollo eólico marino: “tras un proceso de consulta a las administraciones competentes, incluido el Ministerio de Defensa, se concluye que la implantación de parques eólicos comerciales no es factible en esta demarcación marina” (porque Defensa desarrolla en la zona ejercicios militares aéreos, submarinos y de superficie). En fin, muchos miles de kilómetros cuadrados de gran recurso eólico que quedan así –por mor de la defensa nacional– vedados a la energía eólica marina.

La conservación del medio y sus especies ha sido otro de los criterios que el Ministerio ha esgrimido para vedar la eólica marina en ciertas aguas. Y, por fin, el turismo y la pesca. La hipotética visión de los aerogeneradores desde la playa preocupa al mundoturismo (por aquello del presunto impacto paisajístico) y la ocupación de ciertos espacios marinos también inquieta en las cofradías de pescadores. Y se han dejado oír.

Durante 2023 algunas plataformas del sector pesquero han presentado así en el Tribunal Supremo dos recursos contenciosos en contra de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo. AEE se ha personado como codemandada en ambos procedimientos,



El proyecto noruego Hywind Tampen, que sigue siendo el mayor parque eólico flotante del mundo. Foto: Equinor

para defender los intereses del sector y la integridad de los POEM. Las entidades recurrentes han sido la Plataforma en Defensa de la Pesca y de los Ecosistemas Marinos y la asociación Raeden y Stop Makro Park Eolic Mari.

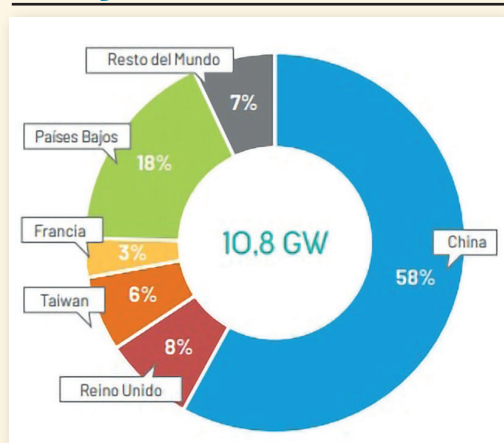
Sea como fuere, los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo (que ordenan un millón de kilómetros cuadrados de aguas territoriales españolas) han quedado sintetizados (en lo que se refiere a la eólica marina) en 19 polígonos, que no suman ni 5.000 kilómetros cuadrados. Esa es la superficie en la que el sector podrá colocar sus máquinas.

Podrán hacerlo en cuatro de las cinco demarcaciones marinas: Noratlántica (hay una decena de proyectos que suman más de 6.000 megavatios); Estrecho y Alborán (cinco proyectos, 4.000 MW); Canarias (una quincena de parques, más de 3.000); y Levantino Balear (6 proyectos, en torno a 4.000); pero no en la demarcación Suratlántica, por aquello de las maniobras militares. Hasta ahí, el potencial (el terreno de juego) delimitado por la ordenación del espacio marítimo que ha aprobado el Gobierno.

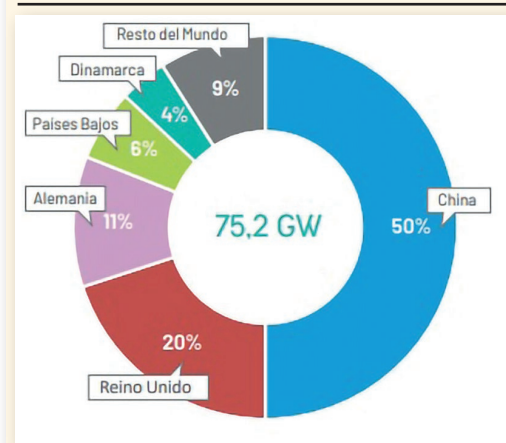
■ Menos del cero coma cinco

El sector dice que ha renunciado a un 38% de la superficie marina que el borrador inicial de los POEMs consideraba apta para instalar aerogeneradores (y efectivamente así es) y dice que los menos de 5.000 kilómetros cuadrados que finalmente le han autorizado apenas suponen un 0,5% de todas las aguas españolas, pero que bueno... que con eso le

Nuevas instalaciones de eólica marina en 2023



Potencia acumulada total eólica marina mundial



basta para alcanzar los 3.000 MW objetivo. Dice lo que dice... y sigue esperando.

Porque la Administración no acaba de convocar la que sería la primera subasta de eólica marina de la historia de España. La secretaria de estado de Energía, Sara Aagesen, en noviembre del año pasado, en Las Palmas de Gran Canaria, en el marco del Congreso Eólico Marino, hizo dos anuncios: (1) “antes de final de año [del año 23] iniciaremos el proceso de audiencia e información del marco normativo de la eólica *offshore*, que sentará las bases para el desarrollo de proyectos con una tramitación ágil y con las máximas garantías”; y (2) el Ministerio quiere concretar así “el régimen económico de la subasta, la reserva de capacidad de acceso y la reserva del dominio público marítimo-terrestre”. O sea, que dijo que le aclararía todo a la eólica marina... “antes de final de año”.

Bueno, pues ese “antes de final de año” ya ha pasado, y han pasado además otros casi ocho meses desde entonces, que estamos en julio, y seguimos en la casilla de salida: o sea, con POEMs, pero sin subasta. En realidad no estamos hablando de unos meses de retraso. Estamos hablando del día de la marmota o del cuento de nunca acabar.

La Asociación Empresarial Eólica ya alertaba en su Anuario de hace dos años sobre lo siguiente: es preciso “abordar con urgencia” –decía– el establecimiento de “un calendario de subastas de eólica marina a corto, medio y largo plazo”.

Un año después, en el Anuario del año 23, la AEE quería ser optimista y decía: “2022 ha sido el año del lanzamiento definitivo de la eólica marina en España”, pero inmediatamente después matizaba: “aunque debido a diferentes circunstancias no se ha producido el despliegue que todos esperábamos”.

■ ¿Y ahora?

Pues en el Anuario 24, que AEE acaba de presentar, la Asociación, inasequible al desaliento, avanza (1) que “2024 esperamos que sea el año del despegue de la eólica marina en España” y aventura (2) que “el actual desarrollo del marco normativo nos anima a pensar que a final de 2024 se puedan dar las condiciones regulatorias para disponer del anuncio de la primera subasta, lo que supondrá el pistoletazo de salida”.

El sector así sigue sin mercado doméstico en el que fortalecer su perfil, mientras



sus competidores europeos y asiáticos sí que están trabajando ya frente a sus respectivas costas, ganando experiencia y conocimiento y creciendo (evolucionando).

Porque más allá de la península las administraciones sí que lo están viendo claro. En los doce meses del año 2023 se han adjudicado en subastas de eólica marina en Europa 13.600 megavatios (13,6 gigas, GW). Repartidos en cuatro países: Alemania (8,8 GW); Irlanda (3,1); Francia (1 GW); y Lituania (0,7 gigavatios). Los precios han fluctuado entre las adjudicaciones sin incentivo de Alemania o Francia y los 86 euros megavatio hora en Irlanda.

China no obstante sigue mandando mar adentro. El año pasado instaló nada más y nada menos que 6.300 megavatios (diez veces más que España en tierra firme en este año 23). El gigante asiático ha alcanzado así a finales del 23 una potencia instalada de 38 GW de eólica marina.

De regreso a Europa, Países Bajos se ha convertido este año pasado en el primer mercado eólico en nuevas incorporaciones (1,9 GW), superando a Reino Unido (833 MW) y por delante de Francia (360 MW), Dinamarca (328 MW), Alemania (257 MW) y Noruega (35 MW).

En lo que se refiere a eólica flotante, durante 2023 se han puesto en servicio 47,4 MW de nueva capacidad, incluidos 34,4 megas en el proyecto noruego Hywind Tampen, que sigue siendo el mayor parque eólico flotante del mundo. Además, China ha “flotado” dos aerogeneradores (de 4 y de 7,25 MW) y la ingeniería vasca Saitec ha colocado frente a la costa de Vizcaya una máquina de dos megas sobre su prototipo de plataforma flotante DemoSATH.

En términos de potencia acumulada, China ya había superado al Reino Unido en 2021 como primer mercado del mundo de

la eólica marina, tendencia que se mantiene hoy en día. Alemania, Países Bajos y Dinamarca son los otros tres mercados que conforman los cinco primeros.

Así las cosas, los números quedan como sigue: potencia eólica marina acumulada a finales de 2023 en todo el mundo (75,2 gigavatios); potencia eólica marina acumulada a finales de 2023 en Europa (34 gigas); potencia eólica marina acumulada a finales de 2023 en la Unión Europea (19 GW); potencia eólica marina instalada a lo largo de los doce meses de 2023 en todo el mundo (10,8 GW, segundo mejor año de la historia por potencia instalada); potencia eólica marina instalada en 2023 en Europa (3,7 GW, nunca antes Europa instaló en un año tanta potencia eólica en el mar como ha hecho este año pasado)

■ Futuro inmediato

El Consejo Global de la Energía Eólica (Global Wind Energy Council, GWEC) acaba de publicar la última edición (2024) su ya tradicional Global Offshore Wind Report, en el que repasa la actualidad eólica marina global y presenta algunas estimaciones. Y son demoledoras: GWEC prevé que el sector va a triplicar su ritmo de instalación en cuatro años: desde los 10,8 GW de 2023 hasta los... 37,1 GW en 2028.

China y Europa serán los dos contribuyentes clave a este crecimiento, con más del 85% de las nuevas incorporaciones en 2024 y 2025. Estados Unidos y los mercados emergentes de Asia-Pacífico –añaden desde GWEC– empezarán a ganar cuota de mercado a partir de 2026, con unos 5-8 GW de nueva potencia anual.

En total, se prevé que entre 2024 y 2028 se incorporen 138 GW en todo el mundo, con instalaciones anuales medias de 27,6 GW.

En Asia se espera que China siga siendo

W2Power es la primera plataforma eólica que ha completado con éxito sus pruebas en mar abierto en aguas españolas, en 2019, isla de Gran Canaria, y la primera plataforma bi-turbina del mundo que alcanza este nivel. La tecnología W2Power ofrece la solución eólica flotante de menor coste por energía producida

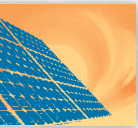
el mayor contribuyente, con 72 GW en los próximos cinco años, seguida de Taiwán (6,9 GW), Corea del Sur (3,1 GW) y Japón (1,7 GW).

En Europa, se esperan más de 42 GW de nueva capacidad de eólica marina entre 2023 y 2027, de los cuales el 44% se instalará probablemente en el Reino Unido, 15% en Alemania, 11% en Polonia, 8% en Países Bajos, 6% en Francia y 5% en Dinamarca.

En Estados Unidos se prevén 30 GW de nueva capacidad en 2030, convirtiéndose en el mayor mercado eólico marino después de China y el Reino Unido en términos de nuevas incorporaciones. Sin embargo, los escenarios más probables estiman unos 10 GW instalados en 2028. De España GWEC no estima nada.

Según el presidente de la Asociación Empresarial Eólica, Juan Diego Díaz Vega, “la eólica marina flotante es una oportunidad de país por la creación de nuevos empleos y por las sinergias con otras actividades industriales, como la naval o la portuaria, entre otras. La instalación de los 3 GW que establece la Hoja de Ruta del Gobierno supone la creación de más de 7.500 nuevos empleos cualificados”. El Anuario 2024 da otro dato: somos *Top 1* del mundo en el desarrollo de prototipos de eólica marina flotante.

Casi 22.000 megavatios de potencia eólica marina han emprendido la carrera de los 3.000. Ahora lo que hace falta es que la Administración se acuerde de encender la luz verde. ■



SOLAR FOTOVOLTAICA

España instala el doble que Alemania, Italia, Francia y UK juntas

Frenética. La actividad en el sector solar fotovoltaico nacional es frenética. No hay nación en toda Europa en la que haya más parques solares fotovoltaicos (FV) que en España. Es más: el futuro inmediato va en la misma dirección. Esas son dos de las conclusiones clave que recoge el último informe de la organización internacional Global Energy Monitor. El estudio destaca que en España hay prácticamente 30.000 megavatios operativos en grandes parques FV y que por el camino –en fase de construcción– vienen otros 7.800 megas, guarismo que duplica la potencia solar FV actualmente en construcción en grandes parques en Alemania, Italia, Reino Unido y Francia juntas.

Antonio **Barrero F.**

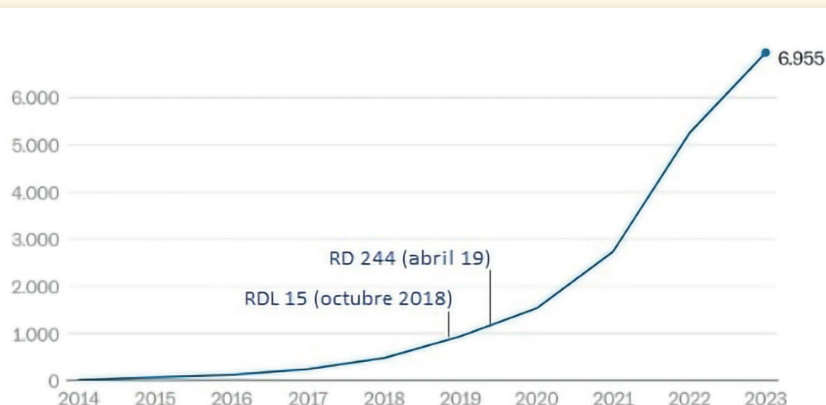
Mucho megaparque, sí (más que ninguna otra nación en Europa), pero mucho–mucho menos autoconsumo del debido. Esa es probablemente la tercera de

las conclusiones clave del estudio que acaba de publicar el equipo de analistas de Global Energy Monitor (GEM). “España –explican desde GEM– tiene más capacidad solar a escala comercial en funcionamiento (29,5

gigavatios) que cualquier otro país europeo”. Y tiene así mismo más capacidad “en construcción” (7,8 gigas) y “en etapas tempranas de desarrollo” (106,1 GW) que los tres siguientes Estados europeos juntos. En fin,



El autoconsumo en España. Acumulado, en megavatios (MW)



Octubre del 18: el Consejo de Ministros aprueba el Real Decreto–ley (RDL) 15/2018, de 5 de octubre, de medidas urgentes para la transición energética y la protección de los consumidores, RDL que, entre otras cosas, deroga el impuesto al Sol

Abril del 19: el Consejo de Ministros aprueba el Real Decreto 244/2019, de 5 de abril, por el que se regulan las condiciones administrativas, técnicas y económicas del autoconsumo de energía eléctrica

Una vez derribada la gran barrera del autoconsumo (el impuesto al Sol) y aclarado el marco regulatorio (mediante el RD 244 de abril del 19), el autoconsumo se dispara

Así, mientras que en la primera mitad de la década (2014-2018) el autoconsumo apenas había acumulado 236 megavatios de potencia instalada, en la segunda (2019-2023) ha sumado más de 6.700, hasta alcanzar los actuales 6.955

Fuente: UNEF



colaborado con la UE para crear programas de prácticas para jóvenes trabajadores, ha invertido “cientos de millones de euros para apoyar a las comunidades mineras” y ha promulgado “una extensa Ley de cambio climático y transición energética en 2021”.

Además, España ha revisado en 2023 su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, estableciendo unos objetivos para 2030 más ambiciosos aún que los que tenía en origen. Por ejemplo, mientras que el primer borrador de ese Plan proponía tener operativos en 2030, año horizonte, 36 GW de potencia solar fotovoltaica y 50 GW de potencia eólica; el documento revisado en 2023 ha elevado esos listones hasta los 76 de eólica y 62 de solar (más 19 gigas en autoconsumos).

■ Nudo Mudéjar

Además –continúa el informe–, España sigue lanzando proyectos emblemáticos de transición energética como el denominado Nudo Mudéjar de Andorra, de 1,9 GW, que es un conjunto de proyectos solares (1.204 MW) y eólicos (695 MW) destinado a sustituir a la antigua central de carbón de Teruel, de 1.102 MW; o el parque solar de Zorita, de 100 MW, actualmente en construcción, cerca de la clausurada central nuclear de José Cabrera.

Otro ejemplo de transición sería Garoña. La empresa española Solaria anunciaba recientemente que ha obtenido la autorización administrativa de construcción para el proyecto fotovoltaico de Garoña, de 595 megavatios (MW) en el entorno de la antigua central nuclear de Burgos (Santa María de Garoña, de 466 megavatios, parada desde 2012).

números sin parangón: porque ni la locomotora de la Unión Europea, Alemania, que tiene muchísima potencia instalada sobre sus tejados (pero mucha menos en grandes parques, 0,9 GW), ni Reino Unido (1,9 GW), ni Italia (0,7 GW), ni Francia (0,4 GW), las más grandes economías del continente, se acercan siquiera remotamente al frenesí nacional, o sea, a esos 7,8 gigas que ya se encuentran en obras y que están llamados a comenzar a producir en los próximos meses.

Eso sí, los analistas de GEM son también muy explícitos con sus previsiones: si España quiere alcanzar su objetivo de instalar 62 GW de energía eólica y 81 GW de energía solar para 2030 (que esos son los objetivos que se ha fijado para esa fecha), “tendrá que acelerar el ritmo de implantación de las energías renovables”. Acelerar su velocidad de cruce y, sobre todo, superar los obstáculos a los que se enfrenta el sector. GEM los identifica con precisión: cuellos de botella en los permisos, “crecimiento anémico de la energía solar en los tejados” (así lo dice literalmente) y limitaciones de infraestructuras que están impidiendo que puedan conectarse a la red nuevos demandantes de electricidad (hay mucha industria interesada en aprovechar los buenos precios de la energía solar española, pero no encuentran hueco en

unas redes que necesitan actualizarse).

Sea como fuere, los analistas de Global Energy Monitor son optimistas: “con la combinación adecuada de estrategias políticas en los próximos años, [España] tiene posibilidades realistas de satisfacer los objetivos de energías renovables para 2030”.

■ Líder indiscutible

España cuenta a priori con una ventaja “natural”: dispone de un recurso solar abundante y cuenta también con un generoso (y también muy distribuido) recurso eólico. Ello y “años de deliberadas decisiones políticas de fomento de las renovables frente a los combustibles fósiles” han conducido al país –según GEM– al liderazgo del que ahora puede presumir. “España –señala el informe– fue una de las pioneras europeas en energías renovables al instalar más de 20 GW de energía eólica a principios del siglo XXI y, en los últimos años, la innovadora eliminación progresiva del carbón ha convertido al país en un modelo de transición justa a las fuentes de energía limpias”.

En ese sentido, Global Energy Monitor recuerda que el Gobierno ha adelantando la fecha de eliminación progresiva del carbón de 2030 a 2025, ha financiado jubilaciones anticipadas para los mineros del carbón, ha

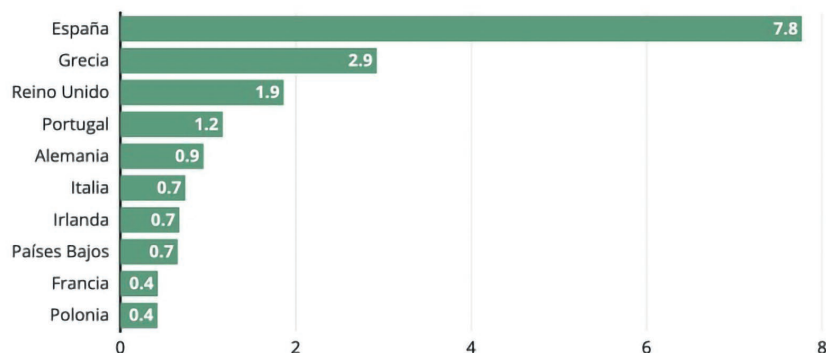


Los proyectos solares y eólicos a escala comercial están muy repartidos por todo el territorio español. Dadas las características geográficas del país, el norte de España cuenta con la mayoría de los proyectos eólicos operativos y potenciales (en regiones como Aragón, Galicia y Castilla y León), mientras que los proyectos solares están más concentrados en zonas del sur y del centro (como Extremadura, Andalucía y Castilla-La Mancha).

En definitiva, que España tiene la mayor cartera de proyectos de energías renovables a escala comercial en desarrollo de Europa, encabezados por los de energía solar de gran potencia, cuya capacidad prevista (más de cien gigavatios) supera a la de los tres países siguientes juntos.

Los datos de GEM demuestran que, en mayo de 2024, España ya dispone de 29,5 GW de energía solar instalados y 7,8 GW en construcción. Con 106,1 GW adicionales de proyectos solares a escala comercial anunciados o en fase de preconstrucción, el país podría alcanzar su objetivo solar para 2030 incluso poniendo en marcha menos de una cuarta parte de estas propuestas existentes (24,7 GW) en los seis próximos años.

Capacidad de energía solar a escala comercial en construcción país por país, en Europa, en gigavatios (GW)



Fuente: Global Solar Power Tracker

Nota: Los datos incluyen fases de proyectos solares con una capacidad de 20 megavatios (MW) o más



■ Autoconsumo

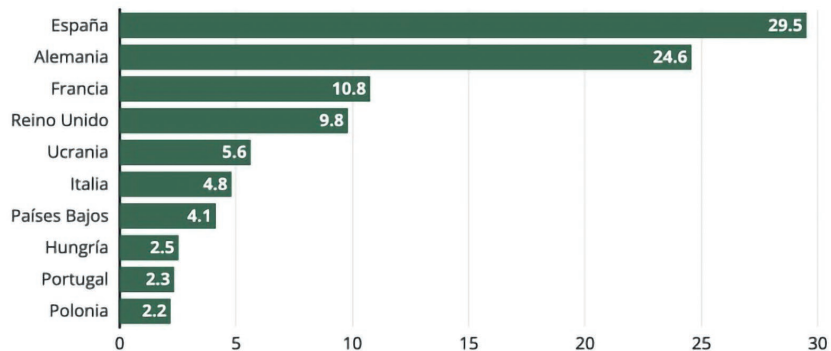
“Un reto más difícil –reconocen los autores del informe– será la capacidad del país para impulsar el desarrollo de la energía solar a pequeña escala”, y es que “se observa que solo el 5% de la capacidad solar de España corresponde a instalaciones a pequeña escala y en tejados residenciales, frente al 62% en Europa”.

La conclusión que extraen los analistas de GEM es que “el sector español a pequeña escala se ha quedado muy rezagado con respecto a otros países europeos”. ¿Motivo? Global Energy Monitor es muy explícito: el autoconsumo ha sido “desincentivado por el impuesto al Sol”, que fue derogado a finales del año 2018.

Ese gravamen habría ralentizado el desarrollo de la energía solar en tejados, lo cual no solo perjudica al autoconsumidor, sino que impacta en el sistema todo, porque el autoconsumo, aparte de ser una solución de ahorro para el autoconsumidor, “ayuda a aliviar los cuellos de botella de la red y evita –explican desde GEM– que los terrenos agrícolas y los campos verdes se conviertan en huertos solares”.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima de España prevé que el autoconsumo (energía solar autogenerada y autoconsumida en instalaciones residenciales, comerciales y/o industriales) alcance los 19 GW en 2030, es decir, que el país debe instalar 12 gigas en los próximos seis años, pues ahora mismo

Potencia solar operativa por países en Europa, en gigavatios (GW)

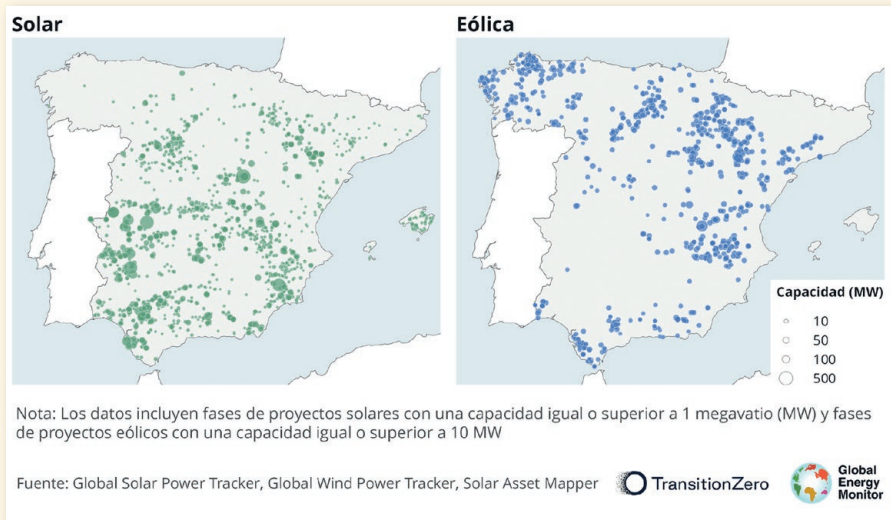


Fuente: Global Solar Power Tracker, Global Solar Power Tracker, Solar Asset Mapper

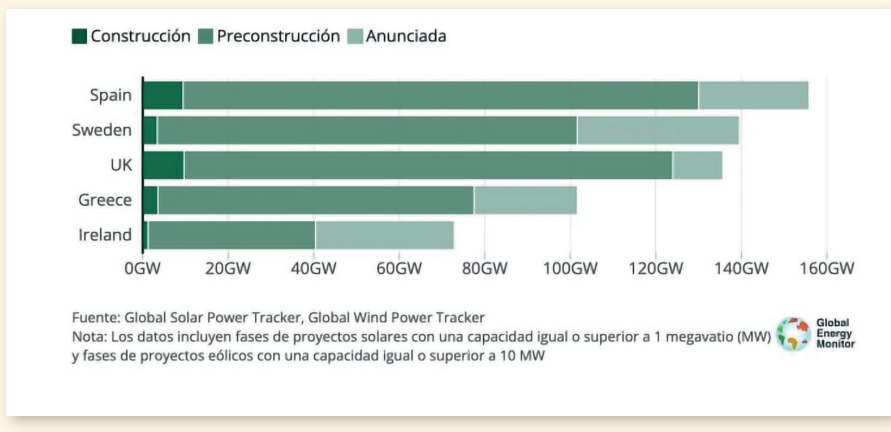
Nota: Los datos incluyen fases de proyectos solares con una capacidad igual o superior a 1 megavatio (MW)



Ubicación de las centrales solares y eólicas en España, capacidad en megavatios (MW)



Capacidad solar y eólica a escala comercial en los 5 países europeos principales por estado, en gigavatios (GW)



habría aquí en torno a 7 gigavatios de autoconsumos.

Tras el bum del autoconsumo (año 22), el mercado se ha ido desacelerando. Y si en ese curso fueron instalados más de 2.500 megavatios de autoconsumos, en el 23 ese listón cayó por debajo de los 2.000 y el 24 va a caer más aún. Global Energy Monitor propone incentivos, como el 0% de IVA para la energía solar en tejados propuesto por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), e inspirado en medidas parecidas implementadas con éxito en Alemania y el Reino Unido.

■ En proyecto

Más del 90% de los posibles proyectos de energías renovables a escala comercial de España –concreta el informe de GEM– aún no ha alcanzado la fase de construcción, es decir que, en la mayoría de los casos, todavía están solicitando los permisos o acaban

de anunciarse. “Es posible que una cantidad significativa de proyectos en estas etapas iniciales no lleguen a materializarse nunca por diversos motivos”. Global Energy Monitor concreta los motivos (identifica cuatro) que podrían hacer descarrilar muchos de los proyectos que ahora están en vías de.

—La preocupación por los posibles daños a la fauna y la flora silvestres y al hábitat de las aves, así como por el impacto en la agricultura y el uso tradicional de la tierra, ha dado lugar a evaluaciones de impacto ambiental desfavorables, protestas de los ciudadanos y demandas judiciales que han frenado o llevado a la cancelación de muchos proyectos.

La oposición a los grandes proyectos de renovables es especialmente acusada en Galicia, Aragón y Cataluña, donde la generación de energía basada en renovables creció solo un 2,2% en 2023,

en comparación con un 15,1% a nivel nacional.

- En zonas con alto potencial eólico y solar, se suelen proponer muchos proyectos para el mismo terreno, por lo que hay que rechazar varias propuestas por cada una que se aprueba.
- El reciente exceso de propuestas de energías renovables ha empeorado los retrasos en el ya lento proceso de concesión de permisos existente en España, que puede llevar hasta cinco años. Esto quiere decir que algunos de los proyectos que figuran actualmente en la base de datos de GEM, aunque se aprueben, no podrán ponerse en marcha antes de 2030.
- La escasa demanda de electricidad y la inadecuación de las infraestructuras también dificultan el lanzamiento de nuevos proyectos.

■ Conclusión GEM

«A pesar de estos retos, España sigue estando bien posicionada para mantener y mejorar su lugar como líder europeo en energías renovables. Las ventajas naturales del país en el suministro de energía eólica y solar, sumadas a la combinación adecuada de estrategias políticas, ofrecen una oportunidad realista de alcanzar los objetivos de energías renovables para 2030 ratificados en la CoP28. El camino óptimo exige fomentar más la energía solar a pequeña escala, poner en marcha de forma sensata y oportuna las propuestas eólicas y solares a escala comercial existentes, continuar investigando la energía eólica marina y las medidas para incrementar la demanda y evitar el exceso de oferta (p. ej., ampliación de la red y el almacenamiento, electrificación del transporte y desarrollo de industrias intensivas en electricidad»

■ Credenciales

Global Energy Monitor hunde sus raíces en el año 2007, cuando un grupo de periodistas y activistas medioambientales impulsan un proyecto informativo, en respuesta a un llamamiento del científico climático James Hansen. Desde entonces, con diversos nombres, el actualmente conocido como GEM ha trabajado con un horizonte muy específico: elaborar y compartir información “para respaldar el movimiento mundial en favor de las energías limpias”. Hoy, Global Energy Monitor declara como objetivo “elaborar una guía abierta del sistema energético mundial mediante el estudio del cambiante panorama energético internacional y la creación de bases de datos, informes y herramientas interactivas que mejoren la comprensión del mismo”.

Más información

→ globalenergymonitor.org

Desalinizar agua con el calor del sol

En un par de años, 1.800 millones de personas corren riesgo de sufrir lo que la Organización de las Naciones Unidas para la Alimentación y la Agricultura (FAO) llama “escasez absoluta de agua”. Eliminar la sal del agua marina para hacerla potable puede reducir esta amenaza. De hecho, es algo que ya se está haciendo, si bien un vertido masivo en el medio marino costero de la salmuera generada en el proceso puede terminar provocando un problema igual de grave, al aumentar la salinidad y temperatura del agua y volver el mar estéril. Afortunadamente, hay alternativas que permiten combatir ambos riesgos y hacer más sostenible la desalación.

Pepa Mosquera

La International Desalination Association (IDA) apunta que en el mundo hay actualmente instaladas más del 22.000 plantas desalinizadoras —de las que España aporta cerca de 800—, que proporcionan agua potable a unos 300 millones de personas. La osmosis inversa (OI), que purifica el agua utilizando una membrana semipermeable para separar las moléculas de agua de otras sustancias, como la sal, es la tecnología más empleada en estas plantas: la usan el 70% de ellas. Con este sistema se logra que el agua dulce obtenida quede apta para el consumo humano, los usos domésticos y los usos industriales que la requieren. Pero, ¿qué ocurre con la salmuera generada en el proceso? Se estima que, cada día, las desaladoras generan en el mundo 141,5 millones de m³ de salmuera. En un año, la cifra acumulada podría cubrir toda la superficie de España con una fina capa de agua hipersalina. Por lo general, donde termina este concentrado de sal es en las mismas aguas costeras de la que se ha extraído, aumentando su salinidad en un 9,1%. Algo muy peligroso para los seres vivos que habitan esas aguas o transitan por ellas. Además, disminuye la diversidad microbiana y afecta al fitoplancton (plancton vegetal acuático), al zooplancton (plancton animal), así como a los ecosistemas marinos costeros.

El exceso de sal en el agua también sube su temperatura, hasta en 0,7°C cerca de los emisarios (tubos por los que sale la salmuera hacia el mar) según las mediciones realizadas, lo que resulta perjudicial para toda la vida marina adyacente a estas zonas.

El lugar en el que se ubican las plantas desaladoras es otro aspecto a tener en cuenta. Como la mayor parte de la vida marina se encuentra en las primeras 10 millas (16 kilómetros, aproximadamente) desde la costa, si el exceso de sal se deposita a pocos metros de la orilla, se está afectando no sólo a las especies adultas, sino también a las millones de larvas de múltiples especies que hay en esas aguas, lo que a medio plazo afectará directamente el desarrollo de una pesca sostenible.

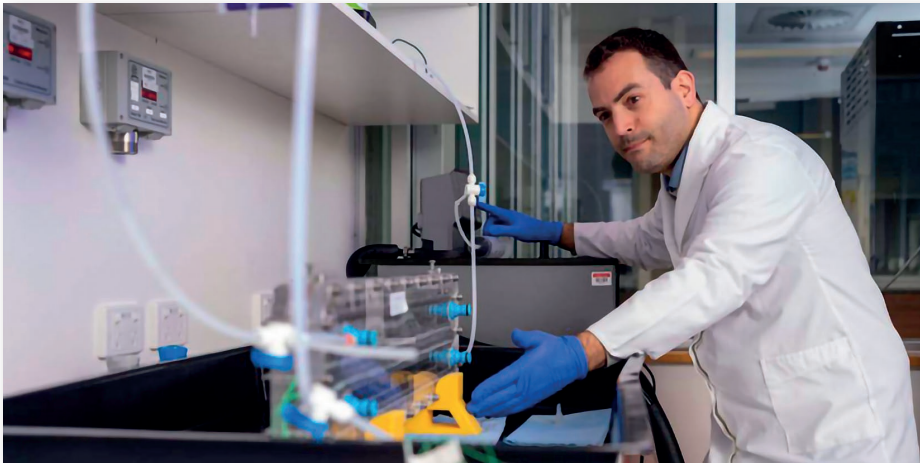
Las plantas desalinizadoras que obtienen la energía necesaria para operar de fuentes renovables, como la eólica o la solar fotovoltaica, evitan el uso de combustibles fósiles y sus consiguientes emisiones de CO₂, lo que supone todo un avance en la reducción de la participación de esta tecnología en el calentamiento global. Pero reducir el impacto ambiental de la salmuera sigue siendo un desafío. Afortunadamente, se trata de un terreno en el que, de nuevo, las renovables, y muy en especial la solar térmica, están empezando a desempeñar un papel crucial.

■ Nuevo uso del efecto Soret

A miles de kilómetros de España pero igualmente preocupados como aquí por el cambio climático y el avance de la desertificación, investigadores de la Australian National University (ANU) han desarrollado lo que definen como el primer método de desalinización térmica del mundo en el que el agua permanece en fase líquida durante todo el proceso. Se trata de un método simple y rentable, según afirman en un artículo publicado en *Nature Communications*, en el que explican que el proceso no opera con electricidad sino con calor generado directamente a partir de la luz solar, aunque también puede funcionar con calor residual de máquinas, como los acondicionadores de aire o los procesos industriales. El investigador principal, el ingeniero mecánico y aeroespacial Juan Felipe Torres, señala que el fenómeno detrás de esta tecnología, llamada “termodifusión” o “efecto Soret”, se descubrió en el siglo XIX, pero ha permanecido infrutilizado durante todos estos años. “La termodifusión es un fenómeno planteado por primera vez en detalle en la década de 1850 por el científico suizo Charles Soret, quien experimentó con un tubo de agua de 30 centímetros donde una parte del agua estaba más fría y la otra más caliente”, dice Torres. “Soret descubrió que los iones de sal



Taweelah IWP (Emiratos Árabes), la mayor planta de desalinización por ósmosis inversa del mundo, se prepara para obtener al menos el 30% de la electricidad que demanda con solar fotovoltaica. A la izquierda, Juan Felipe Torres, investigador de la Australian National University (ANU)



tiempo que siguen trabajando en su mejora, gracias al apoyo financiero de la Asociación de Ciencia y Tecnología para el Clima (Sci-Tech4Climate) de Australia y del Instituto de Clima, Energía y Soluciones para Desastres (ICEDS) de la Australian National University.

Más información:

→ www.nature.com/articles/s41467-024-47313-5

■ Agua “termohalina”

Otra prometedora investigación, en este caso desarrollada conjuntamente por Ingenieros del Instituto de Tecnología de Massachusetts (MIT, EEUU) y de la Universidad Jiao Tong de Shanghai (China), convierte el agua de mar en agua potable con un dispositivo totalmente pasivo que toma agua salada y la calienta con luz solar natural.

Según explican los investigadores en la revista *Joule*, la configuración de su dispositivo permite que el agua circule en remolinos, de forma similar a la circulación termohalina del océano -un fenómeno que impulsa el movimiento del agua en todo el mundo en función de las diferencias de temperatura (termo) y salinidad (halina) del mar-. Esta circulación, combinada con el calor del sol, hace que el agua se evapore y quede la sal. El vapor de agua resultante puede condensarse y recogerse como agua pura y potable, mientras que la sal sobrante, en lugar de acumularse y obstruir el sistema, sigue circulando

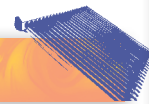
se mueven lentamente hacia el lado frío”, añade.

Para probar si este efecto se puede utilizar para la desalinización del agua, el investigador y su equipo hicieron pasar agua de mar a través de un canal estrecho calentado desde arriba a 60 grados y enfriado desde abajo a 20 grados. “La difusión tardaba 53 días en alcanzar un estado estable con un tubo de 30 centímetros, que es demasiado largo para nuestros propósitos y no es escalable”, afirma el científico. Pero lejos de desanimarse ante estos resultados, Torres y su equipo se pusieron a buscar una manera de acelerar el proceso. Así descubrieron que ajustar las condiciones de separación del agua podría aumentar significativamente su velocidad y limitarlo a solo un par de minutos. “La clave fue reducir la altura del canal de 30 centímetros a un milímetro y agregar múltiples canales”, recuerda Torres.

Shuqi Xu, estudiante de doctorado en la ANU y primer autor del trabajo, añade que una vez que la sal migra al agua más fría, el dispositivo reprocesa el agua más cálida y purificada a través del canal, mientras se elimina el agua más fría y salada. “Cada vez

que el agua pasa por el canal, su salinidad se reduce en un tres por ciento”, dice Xu. “Nuestra investigación muestra que después de ciclos repetidos, la salinidad del agua de mar se puede reducir de 30.000 partes por millón a menos de 500”, concluye. Este proceso supone todo un cambio de paradigma en relación a las tecnologías de desalinización actuales de ósmosis inversa, donde la sal se filtra a través de una membrana y que requieren grandes cantidades de energía eléctrica (y materiales costosos) para operar. “El 80% de los métodos de desalinización del mundo utilizan ósmosis inversa”, dice Torres. “Pero si continuamos afinando la tecnología actual sin cambiar los fundamentos, puede que no sea suficiente. Un cambio de paradigma es esencial para sostener la vida humana durante el próximo siglo”, añade.

Los investigadores australianos han instalado una unidad de desalinización comercial impulsada por esta nueva tecnología en el archipiélago de Tonga (Polinesia), para probar su aplicación en la agricultura y las estrategias de mitigación de la sequía, al



Pruebas realizadas en un edificio del MIT (EEUU) han demostrado que con un sencillo dispositivo de desalinización desarrollado en este centro, se puede obtener más de 6,5 litros de agua potable por hora, por cada m² de superficie de captación solar

a través y fuera del dispositivo. Además, este sistema produce más agua y rechaza más sales que todos los demás sistemas de desalinización solar pasiva que se están probando, de acuerdo con el equipo científico.

Los investigadores, que siguen avanzando en la mejora de su dispositivo, han logrado ya un diseño que consigue tanto un alto índice de producción de agua como un elevado rechazo de sales, lo que significa que el sistema puede producir agua potable de forma rápida y fiable durante un periodo prolongado. La clave de ello es una combinación de un sistema multietapa de evaporadores y condensadores, junto con su configuración, ideada para impulsar la circulación de agua -y sal- dentro de cada etapa. El dispositivo recuerda una caja delgada, rematada con un material oscuro que absorbe eficazmente el

calor del sol. En su interior, la caja está dividida en una sección superior y otra inferior. El agua puede fluir por la mitad superior, donde el techo está revestido con una capa evaporadora que utiliza la radiación solar para calentar y evaporar el agua en contacto directo. A continuación, el vapor de agua se canaliza hacia la mitad inferior de la caja, donde se enfría mediante condensación hasta convertirlo en líquido potable sin sal.

Un dispositivo como este, del tamaño de una maleta pequeña, podría producir entre 4 y 6 litros de agua potable por hora –equivalente a las necesidades diarias de unas tres personas–, produciendo agua a un ritmo y a un precio más baratos que del grifo, dicen los investigadores. Otra ventaja es que el dispositivo podría funcionar varios años antes de necesitar piezas de repuesto y abastecer a

comunidades costeras sin conexión a la red, donde el agua de mar es fácilmente accesible, añaden.

“Por primera vez, es posible que el agua producida por la luz solar sea incluso más barata que el agua del grifo”, afirma Lenan Zhang, del Laboratorio de Investigación de Dispositivos del MIT. “Con una alta producción de agua dulce y una resistencia extrema a la sal, nuestro dispositivo reduce significativamente el costo de producción de agua, allanando el camino hacia la adopción práctica de la desalinización solar pasiva para una economía hídrica sostenible”, concluyen los autores de esta investigación, financiada, en la parte china, por la Fundación de Ciencias Naturales del país asiático.

Este innovador planteamiento mitiga eficazmente otros retos clave en el campo de la desalinización, como la degradación del rendimiento de los equipos debido a la acumulación de sal, por lo que podría resultar especialmente beneficioso para regiones que tienen aguas de alta salinidad. Además, su diseño modular lo hace muy adecuado para la producción doméstica de agua.

Más información:

→ <https://news.mit.edu>

Minería de la salmuera

En el marco del proyecto europeo Sea4Value, el centro tecnológico catalán Eurecat participa en el desarrollo de un nuevo proceso para la recuperación de materiales y minerales de alto valor, procedentes de la salmuera generada en las plantas de desalinización del agua del mar, y convertirlos en una fuente de materias primas, en línea con la economía circular. Elementos como el magnesio, rubidio, germanio, fósforo, molibdeno, vanadio y litio –y bastantes más– podrían obtenerse de este nuevo yacimiento líquido que es la salmuera de la desalación.

Eurecat participa también en el proyecto iRAIN, que busca desarrollar un innovador sistema de gestión de recursos hídricos a través de la investigación de nuevos sistemas y tecnologías para regenerar y reutilizar aguas residuales y sus nutrientes para uso agrícola de forma segura. El centro tecnológico coordina la parte científico-técnica del proyecto, que lidera Facsa, empresa dedicada a la gestión del ciclo integral del agua desde hace 150 años.

La investigadora de la Unidad de Agua, Aire y Suelos de Eurecat Caroline Sielfeld explica que “en el contexto actual de escasez hídrica, son necesarias soluciones de reutilización del agua que sean competitivas, sostenibles y que puedan asegurar una calidad suficiente para aplicaciones diversas, así como la recuperación de componentes de los efluentes”.

Más información:

→ <https://eurecat.org>



60 años de experiencia en España

En España, la instalación de desaladoras comenzó hace varias décadas; exactamente en 1964 en las Islas Canarias, extendiéndose en los siguientes años a la costa mediterránea y a Baleares. Inicialmente, el agua desalada se destinaba a abastecer zonas urbanas, aunque en los últimos años se ha abierto la posibilidad de ampliar este uso al campo, especialmente en las zonas más secas de las provincias de Almería, Murcia y Alicante.

Respecto al elevado coste de energía que supone mantener en marcha las desaladoras con combustibles convencionales (y sus impactos asociados), tres investigadores del Instituto de Ingeniería del Agua y Medio Ambiente (IIAMA) de la Universitat Politècnica de València (UPV) han puesto también sus miras en el potencial de las energías renovables para solventar este obstáculo; específicamente, en la energía solar fotovoltaica para la optimización, eficiencia energética y reducción de costes de estas instalaciones.

Miquel Àngel Martínez Medina, Miguel Àngel Pérez Martín y Teodoro Estrela Mon-

Investigadores de la Politécnica de Cartagena han combinado siete tecnologías de desalación dentro del proyecto Life Desirows, consiguiendo recuperar hasta el 92% del agua del subsuelo para uso agrícola

real, los tres investigadores del IIAMA, han publicado en la revista 'Marine Science and Engineering' los resultados de su trabajo, señalando, en primer lugar, el papel crucial que desempeña la desalación en el Mediterráneo: "el frágil equilibrio entre los recursos hídricos, la demanda de agua y las exigencias medioambientales, agravado por el cambio climático, puede restringir las actividades de desarrollo económico e intensificar los conflictos hídricos existentes (en esta región)", dicen.

Su enfoque es complementar con solar fotovoltaica la energía que demandan las plantas desaladoras de Torrevieja (Alicante), que es la mayor de España y Europa (240.000 m³/día); y las de Valdelentisco y Águilas (ambas en Murcia). Afirman que usar electricidad solar en estas instalaciones puede reducir el coste de desalar hasta un 24%, lo que hace viable su uso en zonas con agricultura productiva. En cuencas como la del Segura, que sufre una gran escasez de recursos y posee un sector agrícola muy productivo, el coste sería de menos de 0,4 EUR/m³. El análisis económico que acompaña su trabajo ha revelado, además, que el tamaño óptimo de las instalaciones fotovoltaicas para la planta de Torrevieja varía entre 60 y 120 MW, mientras que en el caso de las plantas de Valdelentisco y Águilas el tamaño óptimo oscila entre 80 y 165 MW.

España: cinco millones de m³ al día

Las 770 desaladoras que hay en España producen más de 5 millones de metros cúbicos de agua desalada al día, según datos de la Asociación Española de Desalación y Reutilización (AEDyR).

En total, hay 54 plantas desaladoras de agua de mar, con una producción superior a los 10.000 m³/día, y 34 plantas desaladoras de agua salobre, con una capacidad de producción similar. Generan, en conjunto, 1.301.554 m³/día, es decir, el 26% de los 5.000.000 de m³/día de agua desalada que según AEDyR se producen en España para abastecimiento, riego y uso industrial. Las plantas desaladoras de capacidad media y baja, tanto de agua de mar como salobre, tienen unas producciones comprendidas entre los 100 m³/día y los 10.000 m³/día.

Más información:

→ <https://aedyr.com/> → <https://idadesal.org/>



En definitiva, su investigación pone de relieve que la integración de sistemas fotovoltaicos en desaladoras no solo es técnica y económicamente viable, sino que ofrece una solución sostenible para la gestión de los sistemas de recursos hídricos y el mantenimiento de la agricultura. Pero ya se sabe que ciencia y política no siempre van de la mano. De momento, el gobierno valenciano (en manos de PP y Vox) ha mostrado su rechazo a la instalación de solar fotovoltaica en la desaladora de Torrevieja, como planteaba el gobierno central.

Más información:

→ <https://iiama.webs.upv.es>

■ Técnicas para purificar aguas salobres

Otra investigación muy prometedora, en este caso centrada en aguas salobres de tierra adentro y realizada en el marco del proyecto europeo Life Desirows, lleva el sello de la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT) y demuestra la eficacia y viabilidad de combinar hasta siete tecnologías de desalación y desnitrificación para recuperar agua para uso agrícola sin generar residuos y utilizando exclusivamente energías renovables: solar fotovoltaica, biomasa y el viento para los procesos de secado.

Con un presupuesto de la UE de 867.000 euros, este proyecto, liderado por Regenera Levante y en el que también participan la comunidad de regantes Arco Sur Mar Menor, Hidrogea e Hidrotec—enfrenta un problema que vive muy de cerca la Región de Murcia, pero que con el cambio climático sufrirán otras partes del mundo. Empezaron su investigación con objetivos ambiciosos: maximizar el uso del recurso hídrico en el campo

de Cartagena, con valores superiores al 92% de agua recuperada; minimizar el consumo energético y el coste para los agricultores; evitar la emisión de gases de efecto invernadero y vertidos al Mar Menor; y eliminar los residuos a través de la cristalización de la salmuera, de forma que las sales resultantes sean reaprovechables como subproducto para la industria.

Y sí, han comprobado que todo ello es posible utilizando solo energías renovables, y a un coste asumible, para disponer de la energía necesaria para eliminar la salmuera y los nitratos del agua de pozo del campo de Cartagena. Lo han logrado combinando hasta siete tecnologías de ósmosis inversa de última generación, lo que les ha permitido tratar hasta 20 metros cúbicos de agua al día en la planta piloto situada en las instalaciones de Arco Sur Mar Menor, con los equipos funcionando durante unas diez horas diarias. Los investigadores calcularon, también, los diferentes consumos eléctricos para cada combinación de tecnologías y concluyeron que la opción que requiere de menos potencia instalada es el uso de la ósmosis inversa y la evaporación atmosférica, con datos de consumo idénticos, 4 kWh/m³, a los de la desalación de agua marina.

Reducir el coste de la desalación y la reutilización del agua es vital para la continuidad y la sostenibilidad de la agricultura en nuestro país: el 21% del agua desalada y el 60% de la regenerada que se producen en España se destinan a la agricultura, lo que hace que tanto la desalación como la reutilización sean fundamentales para las actividades agrícolas.

Más información:

→ <https://lifedesirows.eu>



E N T R E V I S T A

Óscar Balseiro

Secretario general de Protermosolar

“El sector tiene muchas ganas de invertir”

Óscar Balseiro cumple estos días un año al frente de Protermosolar, la asociación de las empresas que han obrado el milagro tecnológico nacional más destacado del último medio siglo: el de la termosolar made in Spain, una tecnología de generación de calor y electricidad que está llamada a jubilar al gas y la nuclear. No hay nación sobre la faz de la Tierra donde haya más potencia termosolar instalada que en España. La Plataforma Solar de Almería es lugar de peregrinación constante de doctorandos, científicos y tecnólogos de todo el mundo que viajan allí en pos de la sabiduría CSP (concentrated solar power). De las incertidumbres del hogaño y del futuro que está por venir (en lo que a la termosolar se refiere), nos cuenta aquí Balseiro, justo cuando Protermosolar cumple (este mes) 20 años de historia.

Antonio Barrero F.

■ Para empezar: retrato de la termosolar. O, ¿cuáles son sus virtudes?

■ La termosolar es una energía renovable de origen español. Pero ya no solo la tecnología, sino todos los avances e innovación que se han ido haciendo durante los últimos 20 años. Protermosolar cumple estos días precisamente su 20º aniversario. Nuestra tecnología utiliza la radiación solar para producir calor que podremos usar en un proceso industrial, o que usaremos para producir vapor y generar electricidad. Nuestras plantas incorporan muchas de ellas además almacenamiento, lo que nos hace gestionables, y ese es uno de los servicios que en el futuro sí o sí vamos a ofrecer. Eso además nos permite, y esa es una gran valía, llevar energía renovable a la noche, lo que al final es un complemento para las otras renovables.

Somos capaces pues de darle un servicio añadido al sistema, muy valioso en estos momentos, en que estamos viviendo escenarios de precios cero y negativos que no se están traduciendo en ventajas para el consumidor y que sin embargo son negativos para el sector. Porque un sector que da señales de precios cero o negativos le está diciendo a un inversor que no va a recuperar su inversión.

■ O sea, que entiendo que el almacenamiento sería la gran virtud de la termosolar...

■ El almacenamiento ofrece gestionabilidad. Nosotros podemos estar a disposición del operador del sistema para cuando haya necesidades, en horas críticas del año, por ejemplo. Podríamos ser una especie de sumidero, si se me permite la expresión, del sistema: podríamos recoger los vertidos cuando hay excedentes y volcarlos de nuevo a la red cuando sea necesario, en las horas que nos indiquen. Lo que quiero decir es que po-

dríamos mantener una parte de nuestro almacenamiento a disposición del operador, para vaciarlo cuando sea necesario y/o para mantenerlo a niveles máximos en aquellas situaciones en que sea preciso. ¿Y todo esto qué haría también? Pues nos haría participar en lo que llamamos arbitraje de precios. Ahora mismo el precio del megavatio hora está a 80, a 70 euros por la noche, y tenemos precios cero (o negativos) durante el día. Bueno, pues nosotros sacaríamos ese exceso de oferta de las horas del día y reduciríamos los precios de la noche. Llevamos meses explicándole todo esto al Ministerio y puedo decir que estamos muy esperanzados en que todo esto se tenga en cuenta.

■ La Agencia Internacional de las Energías Renovables publicó hace un par de años un informe en el que situaba la referencia de precios del año 2021 en 114 dólares el megavatio hora termosolar. Pero Protermosolar consideraba que ese precio no era extrapolable a España, debido a diferentes factores. El Gobierno convocó la subasta en octubre del 22 (planteó un precio secreto, que las empresas del sector debían mejorar, rebajar, el día de la subasta), pero la subasta quedó desierta. ¿Qué pasó?

■ Pues que no fuimos capaces de tener una interlocución adecuada con el Ministerio, y no se hizo un buen diseño. Sin ir más lejos, en un esquema a 25 años vista no se reconocía el IPC. Eso ya es una disfuncionalidad. Y efectivamente los precios ofertados estaban muy por encima de los precios objetivo que tenía el Ministerio, pero básicamente fue por una falta de comunicación. También puedo decir que hoy esos precios son mucho más competitivos, ya no sólo de los que históricamente veníamos manejando, sino de los que se manejaban en la última subasta, que no es tan lejana. Y digo más: sobre todo en servicios, a igualdad de condiciones, hoy podemos ofrecer precios más competitivos que otras tecnologías. Por una cuestión muy sencilla: llevamos operando desde 2008 y sabemos perfectamente que estos servicios los podemos dar. Porque ya los hemos dado.

■ ¿Cómo debe ser la subasta?

■ Pues esa es una muy buena pregunta. Porque, además, el futuro va a depender de lo que diseñemos ahora. Para empezar, el Real Decreto-ley 8/2023 es una muy buena señal, porque introduce un esquema nuevo de subasta en el que un 30% de la ponderación atenderá a criterios no vinculados al precio del megavatio hora generado, sino a criterios como



la innovación, la capacidad de generación de empleo, etcétera, etc. Sabemos que el Ministerio está trabajando en profundidad en los mercados de capacidad, que está estudiando cómo gestionar esta nueva situación de precios cero o negativos (que no son buenos para ningún agente del sector), que se está focalizando en poder incorporar tecnologías que den más equilibrio al sistema. Y estamos en esa fase de interlocución de contarnos las dos partes que podemos ofrecer. Nosotros lo que queremos en el corto-medio plazo (y cuando digo corto-medio plazo hablo de este año) es que, en ese marco de exceso de oferta y precios cero, se abra una oportunidad para resolver un problema que tenemos, y es el de poder incorporar o incrementar el almacenamiento térmico, porque ahora mismo ciertas barreras técnico-regulatorias no nos permiten ampliar el almacenamiento o incorporar nuevo. ¿Qué sucederá si las superamos? Pues que podremos dotar al sistema de más de esos servicios que he comentado al inicio, de esa reserva estratégica para horas críticas, etc. Estas son las cuestiones que estamos tratando con el Ministerio y que están en vías de resolución. Evidentemente, y como cualquier subasta, esta deberá ser tecnológicamente neutra, y ahí nosotros confiamos mucho en nuestra experiencia, acumulada en operación real desde el año 2008, y en poder ser más competitivos.

■ ¿Puede la termosolar ganar con su almacenamiento a las baterías?

■ Con los datos que manejamos, estudios internos que tenemos, podemos decir que es más competitiva una termosolar con almacenamiento y despacho nocturno, es decir, que solo funcionaría por la noche y que daría todos los servicios de los que hemos hablado (en un esquema de 20-25 años), somos más competitivos —digo— que un parque eólico con baterías o una fotovoltaica con baterías. Vamos, que si yo hago una planta hoy y miro cuánto es el precio que necesitaría de hoy hasta el año 20 ó 25, en euros por megavatio hora, me sale un precio mejor. Y un matiz: en los estudios que hemos hecho hemos tenido en cuenta la caída de precios de las baterías, que es una mera hipótesis (evidentemente probable, pero hipótesis), pero no hemos querido tener en cuenta la caída de costes que podría haber en la termosolar si empezamos a construir ahora una central tras otra, caída de costes que también sería hipótesis, pero que también es probable. Bueno, pues aún así, siendo tan conservadores, la conclusión es que somos más competitivos.

■ ¿Por qué la regulación impide o no incentiva suficientemente el establecimiento de nuevos almacenes o la ampliación de los que ya hay?

■ Bueno, estamos hablando de una regulación hecha hace 15 años, y que seguramente no previó determinados escenarios. Pero, bueno, la realidad, si la pregunta es si, a día de hoy, hay un incentivo tal cual recogido en la regulación... Pues no. Pero también tenemos el compromiso por parte del Ministerio de trabajarlo, porque va en beneficio de todo el sector.

■ Esas modificaciones o reformas regulatorias que son necesarias, según Protermosolar, y la subasta, ¿podrían estar este año 24?

■ Sí, ese es nuestro deseo y es el *feedback* que estamos recibiendo. Quizá el hecho de que haya habido elecciones durante este último año no ha favorecido que ciertas cuestiones se hayan podido modificar. Pero creo que ahora mismo todo el mundo tiene claro que hay una necesidad en el corto plazo de implementar soluciones para que el sistema esté más equilibrado. Y sí, lo que nosotros percibimos es que durante el último trimestre del año se van a producir las dos cuestiones.

■ El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [Pniec] fija el Objetivo Termosolar 2030 en los 4.800 megavatios. ¿Hay tiempo?



“Con costes del megavatio hora de gas por encima de los 20, 25 euros, la termosolar ya es una solución rentable”

■ Nos gustaría pensar que sí, pero es cierto que a seis años vista va a ser difícil. Lo importante es poder tener una primera subasta bien diseñada, porque nos va a hacer todavía más competitivos. Al final esto son economías de escala. ¿Por qué la eólica y la fotovoltaica han ganado competitividad? Porque se han ido implantando cada vez más proyectos. Pues nosotros anunciamos lo mismo: en el momento en que tengamos oportunidad de hacer más plantas termosolares en España, estas serán más competitivas todavía. Ahí es donde está el secreto de todo. Insisto en todo caso en un asunto: no podemos ni debemos comparar el precio de un megavatio hora eólico o fotovoltaico con el de uno termosolar. Las dos primeras tecnologías tienen solo ese cometido: generar energía renovable. La termosolar presta además otros servicios, que también deben ser valorados.

■ ¿A las tres de la mañana una termosolar puede producir un megavatio hora más barato que el gas o que la nuclear?

■ Absolutamente. Además, en estos momentos, y tal como está el mercado, te diría que la termosolar podría recoger la electricidad verde que generan durante el día otras tecnologías a un precio cero, la convertiríamos en calor, y luego, a las tres de la mañana, o un poco antes, generaríamos nueva electricidad renovable a la que podríamos ponerle un precio más competitivo. Sin ninguna duda.

■ ¿Qué está sucediendo en el resto del mundo con la termosolar?

■ Hay países como China, o Estados Unidos, o algunos países árabes, en los que tienen tanto recurso solar como nosotros, y en los que también tienen suelo disponible, como España; y allí se están instalando termosolares. En China, además, por ejemplo, es obligatorio poner un 10% de termosolar por cada megavatio de fotovoltaica instalado. En fin, que sí, en el resto del mundo sí hay señales. De lo que se trata aquí es de entender esas señales y de comprender que, si queremos continuar siendo primera potencia del mundo en tecnología termosolar, en innovación e investigación... pues entonces tenemos que promover nuevas

Óscar Balseiro *Secretario general de Protermosolar*

plantas y potenciar el sector. Y ahí vuelvo a las subastas, que pueden y deben ayudar a reforzar el tejido industrial español y europeo, que es fundamental.

■ **Vamos a pasar a la producción de calor, porque la termosolar, que es solución de descarbonización para el sistema eléctrico (y solución renovable específica para la descarbonización de la noche, según Protermosolar), también se postula como solución de descarbonización para la industria, que necesita de mucho calor en sus procesos de fabricación y que ahora mismo emplea para producir ese calor, de manera absolutamente masiva, combustibles fósiles. ¿Cómo está la termosolar que produce calor para uso industrial en España ahora mismo?**

■ Pues creemos que va a ganar movimiento en el corto plazo precisamente por eso, porque hay efectivamente una necesidad latente de descarbonización de la industria. Y está habiendo ya muy buenas señales. En 2023, el buque insignia de los proyectos ha sido la planta de Heineken en Sevilla [ha sustituido gas por termosolar en su proceso de producción]. Es el buque insignia, por la trascendencia mediática que ha tenido, pero no es la única iniciativa. De hecho, estamos preparando una guía de energía solar térmica de concentración para usos industriales que nos ha encargado el IDAE y que publicaremos si todo va bien a finales de año. Se trata de una guía de calor industrial de media y alta temperatura, calor que se emplea en procesos productivos que necesitan temperaturas a partir de 120 grados Celsius y hasta 400. Bueno, pues en esa guía vamos a incluir alrededor de 15 casos prácticos reales que están funcionando ya en España.

■ **¿En España hay ahora mismo una quincena de instalaciones termosolares para aplicaciones industriales en funcionamiento?**

■ Así es, en los sectores farmacéutico, textil, alimentación, bebidas, y esperamos que haya más a partir del lanzamiento de la guía. En Protermosolar calculamos que, con costes del megavatio hora de gas por encima de los 20, 25 euros, la termosolar ya es una solución rentable [ahora mismo el MWh de gas está en torno a los 35]. Entonces, en este sentido, sí creemos que la aplicación de la termosolar a los procesos industriales vaya a sonar más en el corto plazo. Y tenemos muchas esperanzas en que esta guía ayude en ese sentido.

Además, hay un tema muy importante que queremos poner de relieve en esa guía, y es que ya no solo se trata de colocar una instalación termosolar junto a una industria que va a usar ese calor. Ahora de lo que se trata, además, es de llevar esa generación de calor a polígonos industriales concretos, convirtiendo la termosolar en polo de atracción de industria. Llevamos la termosolar a polígonos (de la España vaciada, por ejemplo), para atraer hasta allí a esas empresas que necesitan ese calor y que nosotros vamos a suministrar a un precio competitivo y con las ventajas añadidas de que es una solución de descarbonización, de independencia energética, de seguridad de suministro y demás...

■ **De la quincena de instalaciones que va a referenciar esa guía, entiendo que todas han sido incentivadas o apoyadas o ayudadas o subvencionadas de algún modo por la administración...**

■ Efectivamente. Hay un portfolio de ayudas para descarbonizar y muchas de ellas obviamente se han acogido a esas ayudas, porque para eso están. Pero, si la tecnología sigue avanzando y continúa ganando competitividad, llegará un momento en que no va a ser ni siquiera necesario que existan esas ayudas. Como ha pasado con otras tecnologías renovables. En ese sentido, y al igual que pedimos señales para la termosolar

“En el momento en que tengamos oportunidad de hacer más plantas termosolares en España, estas serán más competitivas todavía. Ahí es donde está el secreto de todo”



que genera electricidad, también pedimos señales para el sector del calor industrial. Porque además es que hay que tener en cuenta que, si no hay descarbonización del sector industrial, no va a haber una descarbonización real. Así como decía al principio que, si no se descarboniza la noche, tampoco va a haber una descarbonización real. Me gustaría dejar claro en todo caso, en este sentido, que se están dando los pasos adecuados. Tenemos un grupo de expertos, que están trabajando en esta guía, un 50% de catedráticos y centros de investigación, que nos están apoyando mucho, y un 50% de empresas que ya están funcionando, y todos dicen que lo único que nos hace falta es ese soporte (difusión) que puede dar la guía. El solo hecho de estar elaborando ese documento significa que el Estado está apostando, que está apoyando, esa tecnología, porque es el IDAE el que lanza esa guía. Además, vamos a intentar también buscar la colaboración del propio IDAE, o de otras entidades del Gobierno, para que participen en algún proyecto con el que también vamos a dar señales al sector.

■ **¿Resumimos? ¿Qué le pide Protermosolar al Gobierno?**

■ Primero, que haya subastas, las que se establecen en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima. Subastas bien diseñadas, y en las que se definan bien los servicios, a los que se les debe dar un valor, el que sea. Nosotros ahí estamos convencidos de que vamos a ser competitivos, siempre y cuando los servicios estén bien descritos. El sector tiene muchas ganas de invertir y, además, si llegan soluciones concretas, como las que necesita el almacenamiento, si se resuelven las barreras que impiden su crecimiento, adelanto que tenemos mucho que ofrecer, por los servicios que ya hemos comentado. En todo lo relacionado con los mercados de capacidad, lo que pedimos es que se nos tenga presente. No queremos privilegio alguno, pero queremos tener la oportunidad de demostrar que somos competitivos. Y, en cuanto a calor industrial, ya solo el hecho de la guía es toda una oportunidad. Así lo percibimos y lo único que necesitamos es que los demás agentes del sector, la industria, el Ministerio, el IDAE, nos acompañen en este proceso. Porque es que va a ser algo que va a surgir solo. Porque estamos hablando de una tecnología competitiva, y que da independencia energética, seguridad de suministro.

■ **¿Hay algún servicio que no pueda dar la termosolar al sistema eléctrico?**

■ De los que actualmente se están requiriendo entiendo que no. No se me ocurre ahora mismo.

■ **O sea, que la solución renovable para el futuro sistema eléctrico, que quiere ser un sistema completamente descarbonizado, ¿es la termosolar, que vendría a ser la sustituta natural de la nuclear y el gas?**

■ Esa es nuestra opinión y así lo creemos firmemente. En el futuro va a haber otras tecnologías renovables, como la biomasa, que se vayan incorporando, pero, ahora mismo, la que está madura, la que puede demostrar que ofrece todos los servicios de los que hemos hablado, es la termosolar. Y evidentemente el bombeo está ahí, pero el bombeo depende de un recurso hídrico muy concreto. ■

Hablamos el lenguaje de las renovables... ¿Y tú?

Anúnciate en

 **ENERGÍAS RENOVABLES**

220.000
visitantes únicos
al mes *Datos: OJD interactiva*

El periodismo de las energías limpias

www.energias-renovables.com
www.renewableenergymagazine.com



The screenshot shows the website for 'ENERGÍAS RENOVABLES' and 'RENEWABLE ENERGY MAGAZINE'. The top navigation bar includes 'Inicio', 'Panorama', 'Edicia', 'Solar', 'Autoconsumo', 'Bioenergía', 'Otras fuentes', 'Eficiencia', 'Almacenamiento', 'Hidrógeno', 'Movilidad', 'Entrevistas', 'Opinión', and 'Blogs'. The main content area features a 'Lo último' section with a headline 'Sobre las "mentiras, maldades y manipulaciones" y el programa electoral del Partido Popular' by Antonio Barrero F. Below this is a 'panorama' section with a headline 'Estas son las 23 demandas ecologistas para el 23-J'. The right sidebar contains a 'Lo más leído' section with a headline 'La estadounidense Synhelion recibe 2,7 millones para aumentar la producción de hidrógeno solar'. The bottom of the page features several advertisements for solar products, including 'SOLARWATT', 'LONGI Hi-MO 6 Explorer', and 'PST Inversor fotovoltaico'.



TERMOSOLAR

Calores solares para procesos industriales

Unos cuarenta proyectos en marcha u operativos. Algunos de ellos, prototipos demostradores. De tecnologías varias (canales parabólicos, Fresnel, disco parabólico). Instalados sobre suelo y sobre cubiertas. Produciendo calor para su uso en procesos industriales: pasteurización, secado del corcho, lavado de recipientes de vidrio, esterilización, procesos de calentamiento de asfaltos. En sectores industriales diversos: el químico, el farmacéutico, el alimentario, una cervecera, un matadero, una lavandería, una fábrica de piensos para animales, una planta de producción de fertilizantes.

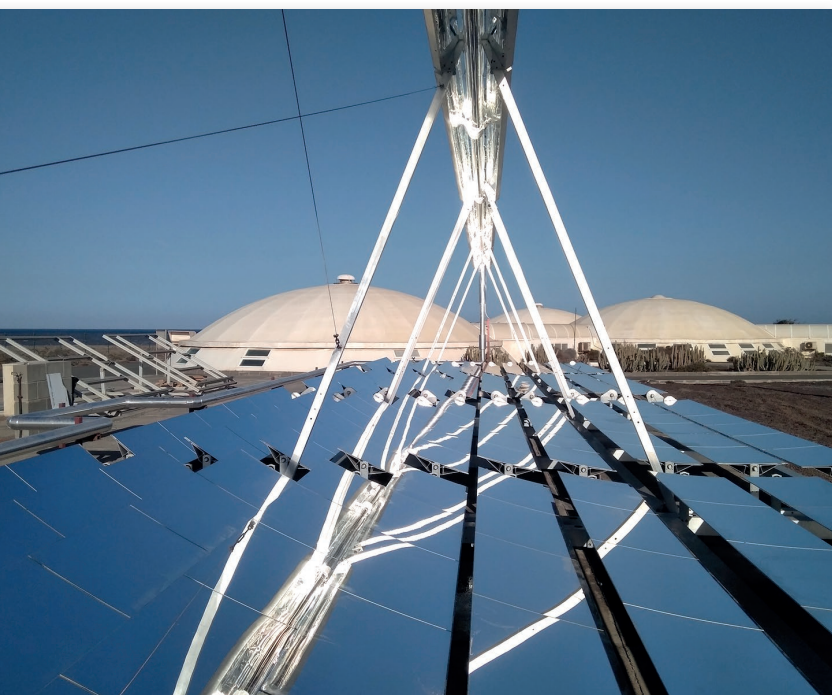
Antonio Barrero F.

La tecnología termosolar produce calor. Y ese calor puede ser empleado en la generación de electricidad o en procesos industriales que necesitan... calor. En lo que a esto último se refiere estamos en fase de lanzamiento. Según la base de datos de la Plataforma Tecnológica Solar Concentra, que financia el Ministerio de Ciencia e Innovación, ahora mismo hay en España menos de 30 instalaciones termosolares produciendo calor para procesos industriales. Además, muchas de ellas son solo prototipos demostradores.

Pero... ojo, que de camino viene otra veintena, y ahora sí que sí van a ser todas ellas instalaciones "adultas", instalaciones que han superado ya la "adolescencia" de la fase prototipo. Porque la tecnología ha madurado. Y aunque es cierto que esa primera veintena, primera gran generación de calores solares para procesos industriales, ha re-

cibido ayudas gubernamentales (a través del IDAE, Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico), no lo es menos que la termosolar industrial está a punto de caramelo para ser más barata que el gas.

Del presente y del futuro inmediato de esta solución renovable de producción de calor industrial nos hablan en estas páginas (miradas desde ambos lados del Atlántico) Miguel Frasquet, cofundador y CEO de Solatom, la empresa buque insignia (valenciana) del sector en España; y Marisol Oropeza, responsable de la secretaría de asuntos internacionales en el consejo directivo de la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) de México, toda una institución en Estrategia de Negocios y Marketing para la Industria Solar (matters.mx). Dos voces... que conviene escuchar. ■



Instalación termosolar Fresnel para generación de vapor en Heineken Quart de Poblet (Valencia). Arriba, demandas energéticas que cubre la termosolar en los procesos industriales



E Miguel Frasquet

Cofundador y CEO de Solatom

“Se instala mucho en cubierta”

■ ¿Qué es Solatom?

■ Una empresa que trata de dar una alternativa solar a la demanda térmica de alta temperatura en procesos industriales, que es una demanda que es atendida actualmente de manera casi exclusiva con combustible fósil. Nosotros diseñamos, fabricamos e instalamos esta tecnología: proyectos de concentración solar para producir calor de proceso, o para aplicaciones industriales, llámalo como quieras.

■ ¿Qué temperaturas oferta la termosolar?

■ Hasta en torno a los 400°C.

■ ¿Qué temperaturas demandan los procesos industriales?

■ Los estudios que tenemos nos vienen a decir que el 80, el 85% de la demanda es de vapor saturado a entre 6 y 9 bares de presión. Bueno, pues nosotros somos capaces de producir presiones de hasta 30 bares. Para tener una referencia, el vapor saturado a 6 bares está generalmente a una temperatura de en torno a los 165 grados. Lo que quiero decir es que generalmente lo que necesita la industria está muy por debajo de las capacidades máximas de la termosolar. Así que en industria no solemos tener problemas para alcanzar la temperatura demandada.

■ ¿Y qué problemas suele haber?

■ Pues la industria tiene sus particularidades. La primera es la superficie disponible. Cuando un promotor se decide a construir una termosolar para generar electricidad, se compran los terrenos y ya está. Y es todo muy... digamos... rectangular. Muy regular. En la industria no es así. En un polígono industrial cada metro cuadrado vale oro. Así que te tienes que ajustar a un parche que hay en la parcela en la que está la fábrica que va a usar el calor, o incluso colocar la instalación en el techo.

■ ¿Se puede instalar sobre cubierta?

■ Claro. Se instala mucho en cubierta.

■ ¿Cómo está la termosolar para aplicaciones industriales en España?

■ Pues ahora mismo están surgiendo un montón de iniciativas. El cambio ha sido enorme en los últimos dos o tres años.

■ ¿Por?

■ Pues yo creo que, básicamente, porque cada vez hay más presión por descarbonizar. Y ya no solo regulatoria, sino también de mercado. Presión por parte de nosotros, los usuarios, quiero decir. Y principalmente en los sectores de Alimentación y Bebidas. Porque a otros productos les echamos menos cuenta, pero en los sectores de Alimentación y Bebidas el público busca cosas naturales, y está metiendo mucha, mucha, mucha presión.

Y luego también han sido importantes los Certificados de Ahorro Energético, una especie de “ayuda” establecida el año pasado por el Gobierno para aquellos proyectos renovables que generen un ahorro de energía. Hay una serie de empresas [las comercializadoras de energía eléctrica, las de gas natural, y los operadores de productos petrolíferos al por mayor y de gases licuados de petróleo al por mayor] que están obligadas por ley a pagar una cuota al Fondo Nacional de Eficiencia Energética [con esos fondos se impulsan medidas que permiten aumentar la eficiencia energética]. Bueno, pues una alternativa a esa aportación obligatoria es hacerse con estos Certificados, y se ha abierto un mercado para proyectos como los nuestros, que generan estos Certificados.

Yo monto una instalación termosolar, produzco un ahorro, la Administración lo comprueba, me da el Certificado, y yo puedo vendérselo a esa serie de empresas que están obligadas a pagar al Fondo Nacional, fondo al que contribuirán menos precisamente porque me han comprado a mí esos certificados, con los que compensan. Así que, entre la presión de mercado, regulatoria y este tipo de ayudas, pues la verdad es que estamos teniendo un interés sin precedentes en estos últimos dos años.

■ ¿A qué precio está el megavatio hora térmico que puede ofertar la termosolar?

■ Depende mucho del tamaño de la instalación y de si estamos en Sevilla u Oviedo. Pero yo diría que en un rango de entre 40 y 60 €/MWh.

■ ¿Y cuáles son los modelos de negocio: llave en mano, PPAs?

■ Pues antes más llave en mano; ahora mucho más PPA: tú financias la instalación y le vendes la energía al cliente. Yo, Solatom, por ponerte un ejemplo, invierto en un equipo, se monta en Heineken, y Heineken compra la energía, no compra el equipo. Obviamente, la inversión no la hace generalmente el tecnólogo. Lo que hay es un fondo de inversión, un financiador, que es el que hace la inversión y tiene un retorno por la venta de energía. Nosotros, al principio, teníamos que buscar a esos financiadores. Y no era fácil. Ahora, sin embargo, cada vez es más el propio financiador el que dice: oye, me interesa estudiar este tipo de proyectos para incorporarlos en nuestra cartera.

En parte es por las referencias que está empezando a haber. La instalación termosolar de Heineken Sevilla ha tenido una repercusión mediática importante, pero además es que en España tenemos ya muchas más referencias comerciales. Y eso está ayudando muchísimo a que estos financiadores que inicialmente estaban enfocados en fotovoltaica, estén ahora poniendo también el foco en nosotros.

Así que, si hace unos años el 80% de los proyectos era llave en mano y el 20%, PPA... pues hoy es al revés: 20-80. Es más: según un informe reciente de Bärbel Epp y solrico, en este trienio (2024-25-26), más del 85% van a ser PPAs

■ ¿Qué está haciendo Solatom ahora mismo?

■ Estamos, en varios proyectos, en diferentes fases de negociación, pero prefiero no revelar nada hasta que las cosas se vayan materializando.

■ ¿Y en fase de obra, hay alguna instalación que esté ejecutando ahora mismo Solatom?

■ Sí, estamos trabajando en una instalación para Unilever, sobre cubierta, de 280 kilovatios, en Cuernavaca, México. Sin ayudas ni subvenciones. Allí competimos sin ayudas. Y tenemos además un par de proyectos, grandes, muy cerca de cerrarse, también en México.

■ ¿Aquí no es posible aún trabajar sin subvenciones?

■ Aquí prácticamente todos los proyectos tienen ayuda. Y si la ayuda está en torno a un 30%, pues... habrá que bajar esos costes un 30%, lo que por otro lado no es nada descabellado, porque esta es una tecnología que todavía está madurando. Nosotros, en los últimos tres años hemos bajado prácticamente un 20%, y queda trabajo por hacer; estamos en la parte más interesante de la curva de aprendizaje. ■

Marisol Oropeza

Miembro del Consejo Directivo Nacional (responsable de la Secretaría de asuntos internacionales) de la Asociación Nacional de Energía Solar (ANES) de México



“Intersolar México es el único evento a nivel mundial que apuesta por la solar térmica”

■ ¿Qué es ANES?

■ ANES es una asociación civil mexicana sin fines de lucro que fue creada en 1980 y cuyo objetivo es cuidar la calidad del desarrollo científico y tecnológico en energías renovables en México y promover el uso de la energía solar en sus manifestaciones de radiación solar y de los fenómenos que produce en forma indirecta, como la energía del viento, la biomasa y la microhidráulica. La asociación cuenta ahora mismo con 300 socios, entre científicos, profesionistas, industriales, estudiantes y otras personas interesadas en energías renovables, entre ellas, trece empresas afiliadas en la actualidad dedicadas a la tecnología solar térmica.

■ ¿Qué es Heat Changers?

■ Heat Changers es una plataforma que impulsa a la industria de energía solar térmica dando visibilidad a las tecnologías, aplicaciones y casos de éxito mediante un lenguaje accesible al público general a nivel internacional. Es un proyecto que inicié en 2018 con el apoyo de colegas del sector solar térmico en Alemania, pioneros y visionarios de la industria. Nació a partir de la necesidad que identifiqué de “traducir” el lenguaje usualmente técnico en mensajes concretos y sencillos para contribuir a un mejor posicionamiento de la tecnología en la mente del consumidor (residencial, comercial e industrial, así como del sector público).

Es un proyecto independiente e inclusivo que hace uso de las herramientas de *marketing* digital y la experiencia de un equipo internacional de especialistas en *marketing*. Tenemos presencia en todas las redes, un *podcast* en español e inglés en el que participan personalidades del sector, un canal de YouTube y nos encanta hacer *networking*.

■ ¿Qué es la plataforma Solar Payback?

■ Solar Payback fue un proyecto financiado por la Iniciativa Internacional de Cambio Climático del gobierno alemán que tuvo como objetivo hacer difusión de las tecnologías de energía solar térmica para aplicaciones industriales en la India, Suráfrica, Brasil y México. El proyecto concluyó sus actividades en 2021. Sin embargo, la página web sigue activa, ya que la información generada tiene mucha relevancia para la industria. El mapa de proveedores se actualiza una vez al año.

Yo contribuí en la estrategia de diseño y contenido para la página web y todos los materiales de difusión que se generaron de manera general, así como de la coordinación de las actividades de difusión en México.

■ Instalaciones para suministro de calor solar en procesos de manufactura. Así lo dicen en México. Solar térmica (baja temperatura) y termosolar (alta). ¿Número de instalaciones, potencia acumulada, qué datos tiene México?

■ Pues la asociación de fabricantes mexicanos en energías renovables, Famerac, acaba de facilitarnos el dato de capacidad instalada acumulada a finales de 2023: 4,5 GWth. De estos, 59,2% corresponden al sector residencial, 28% al sector de albercas (piscinas para vosotros),

6,5% al sector industrial, 5,8% al de servicios, y 0,6% a otros. En general, México es un mercado que en solar térmica tiene tasas anuales de crecimiento entre el 3 y 5%, incluso en pandemia.

■ ¿Y a escala global? ¿Hay datos?

■ Hay estadísticas internacionales de este segmento de mercado desde que inició su actividad Solar Payback en 2017. Desde entonces se lleva a cabo una encuesta entre los fabricantes y proveedores de plantas llave en mano de calor solar industrial de todo el mundo, y, desde entonces, México sigue causando sorpresa y ha estado a la vanguardia. Los resultados de dicha encuesta se publican desde hace un par de años en el informe *Solar Heat Worldwide* del grupo de trabajo *Solar Heating and Cooling* de la Agencia Internacional de Energía. Su más reciente versión hace referencia a 1.209 sistemas instalados en el sector industrial en total, de los cuales 119 sistemas están en México.

Sin embargo, hay muchos más. Tan solo Módulo Solar, empresa mexicana fabricante de colectores solares planos con una trayectoria de más de 3 décadas, ha instalado 147 hasta finales de 2023 y mantiene el liderazgo a nivel mundial en cuanto al número de plantas instaladas anualmente. Además, otras tres empresas mexicanas se encuentran en el ranking mundial de los proveedores que han instalado por lo menos 10 plantas de este tipo [por ejemplo, Inventive Power, que trabaja con “concentradores solares parabólicos lineales”]

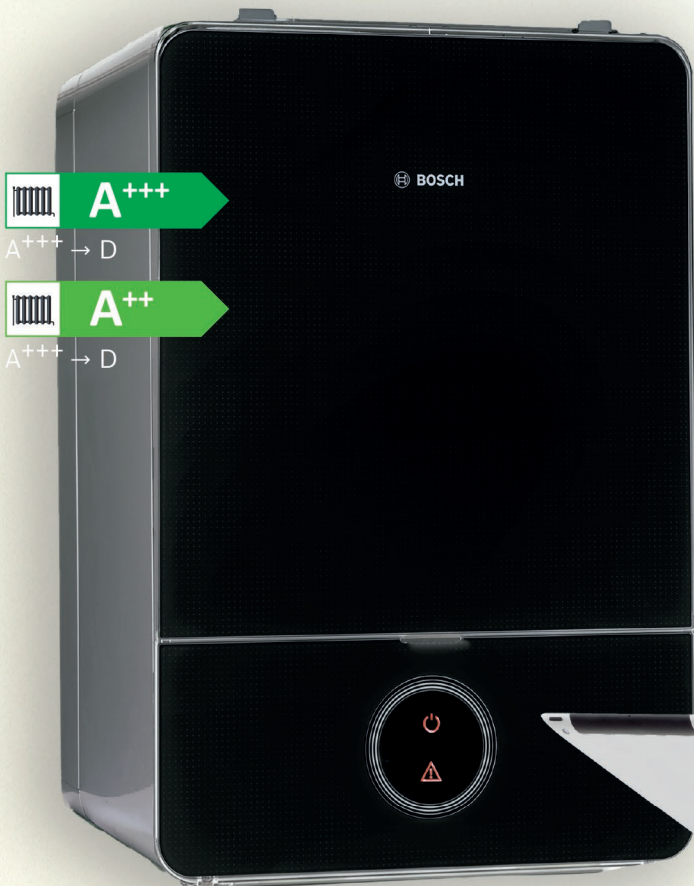
■ ¿Qué barreras encuentra la termosolar en México?

■ Las principales son la falta de conocimiento de la tecnología y la consecuente falta de confianza. De ahí que iniciativas como Heat Changers y artículos como este sean clave para dar a conocer a ejecutivos y tomadores de decisiones, tanto del sector privado como público, el enorme potencial de descarbonización inmediata que tiene la energía solar térmica y la gran cantidad de casos de éxito que hay en sectores industriales como los de alimentos y bebidas, el químico, textil, automotriz, minero, etc.

■ Ciudad de México acoge entre el 3 y el 5 de septiembre la Exposición y Congreso Internacional para la Industria Solar. ¿Qué presencia, qué peso, va a tener la termosolar en esta edición?

■ En México realmente no distinguimos entre solar térmica y termosolar. Para nosotros son sinónimos y, si es necesario hacer una distinción, la hacemos por el rango de temperatura (baja hasta 150 °C, media entre 150°C y 400°C, alta más de 400°C).

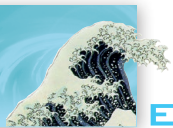
Desde su debut en 2019, Intersolar Mexico, ha sido el punto de reunión de la industria solar térmica en México y Centroamérica. Hemos contado con la participación de los principales fabricantes mexicanos, así como integradores y especialistas del sector de México y otros países de la región, tanto en el piso de exposición como en el programa de conferencias. Para mí es un orgullo decir que es el único evento a nivel mundial que apuesta por la solar térmica. Cada año contamos con un pabellón que agrupa a las principales empresas en el piso de exposición y, obviamente, a Heat Changers. Este año no será la excepción. ■



Lo último en eficiencia
ya es de la familia.
**Lo último de Junkers
ya es Bosch.**

Nuevas Bombas de Calor Compress 6000i AW y 3400i AWS de Bosch, con climatización frío/calor y agua caliente, ahora con un diseño innovador, más silenciosa y ligera, y con un solo control general para la integración de sistemas.

Ahora ya es Bosch.



BiMEP, la casa del viento y las olas

Hay varias razones por las que los océanos son cruciales para la vida en la Tierra, como su capacidad para generar el oxígeno que respiramos, regular el clima global y proveer alimentos, aunque esta vasta despensa natural se ha convertido también en una fuente estratégica de aprovechamiento energético renovable gracias al desarrollo de las tecnologías marinas, como la energía de las olas -undimotriz- y la eólica flotante. Este es precisamente el propósito de la Biscay Marine Energy Platform (BiMEP), un centro público de pruebas para energías marinas que recoge el viento y las olas que azotan la costa del País Vasco para transformar la fuerza de los elementos en energía limpia.

Manuel Moncada

Los Centros de Ensayo en mar abierto como BiMEP se han convertido en los verdaderos protagonistas e impulsores de las renovables marinas, ya que su labor está siendo fundamental para facilitar la implementación de los primeros proyectos demostrativos. En estas instalaciones no solo se abordan retos tecnológicos, sino también de "permisología", ya que allí también se lleva a cabo I+D+i en tramitaciones y burocracia, uno de los escollos de estas tecnologías.

BiMEP es una empresa pública inaugurada en 2011 para el desarrollo, construcción

y operación de una plataforma de ensayos de dispositivos de generación de energía mediante las olas, y de una zona de pruebas para dispositivos eólicos flotantes. Ambas ubicaciones permiten a los fabricantes de sistemas de generación renovable marina instalar o fondear sus equipos y realizar pruebas y ensayos. Cuenta con dos socios, el Ente Vasco de la Energía (EVE), como entidad mayoritaria (75%), y con el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) (25%).

■ Planta undimotriz de Mutriku

BiMEP dispone de dos áreas de ensayo diferenciadas. La primera se sitúa en tierra firme, en el municipio guipuzcoano de Mutriku, que acoge la primera planta comercial de Europa que utiliza energía de las olas para generar electricidad, la más longeva del mundo y la que más horas de funcionamiento acumula. Ha cumplido 12 años y medio de generación ininterrumpida de energía undimotriz, y desde 2011 ha producido cerca de 3.000 MW hora, todo un hito para la energía de las olas y un récord mundial para esta tecnología.

Se trata de la primera planta del mundo de sus características, basada en el uso de un dique que utiliza tecnología de Columna de Agua Oscilante (OWC) con 16 turbinas y una potencia total de 300 kW.

■ Laboratorio en mar abierto de Armintza

Por otro lado, en Armintza (Lemoiz, Bizkaia) se sitúa la zona de ensayos en mar abierto para dispositivos flotantes. A una distancia de tres millas del puerto de Armintza, esta zona de pruebas está conectada a tierra mediante cuatro cables submarinos y permite el ensayo de convertidores de olas como de plataformas eólicas flotantes, una instalación por las que han recalado empresas como Zunibal, Idom, Ditrel, Arrecife y Wello.

El último hito del complejo de Armintza ha sido la instalación en agosto de 2023 del primer aerogenerador flotante, "DemoSATH", que además de producir energía, está siendo objeto de estudio y seguimiento sobre su funcionamiento, rendimiento y operatividad. Perteneció a la empresa vasca Saitec, que realizará estudios durante dos años.

Este aerogenerador flotante, impulsado con la colaboración de la empresa alemana RWE Offshore Wind y la japonesa The Kansai Electric Power Co Inc (Kepco), está ubicado a 2 millas de la costa vasca y cuenta con una turbina de 2 MW de potencia que ofrece una producción anual equivalente al consumo eléctrico de unos 2.000 hogares en un año. ■



E Yago Torre-Enciso

Director técnico de BiMEP

“Las energías del mar ofrecen un mundo de oportunidades a las regiones que sepan apostar por ellas”



Para conocer un poco mejor la labor de BiMEP y para despejar incógnitas sobre el presente y futuro de este pionero centro de pruebas para energías marinas, Energías Renovables ha hablado con su director técnico, Yago Torre-Enciso.

■ **En general ¿cuáles son las oportunidades que se presentan ante las energías marinas?**

■ Para responder a esta pregunta, en lo que corresponde a oportunidades todas comparten la gran disponibilidad de energía que tenemos en nuestros mares, que en España fundamentalmente se centran en el ámbito de las olas y del viento. Disponibilidad que podría cubrir buena parte de nuestras necesidades, que a su vez van recayendo en mayor medida en las fuentes de energía renovables debido a los objetivos de descarbonización fijados en Europa.

En cuanto a oportunidades, el gran desarrollo que se espera del sector de las energías marinas lo tiene que hacer realidad una industria que dé respuesta a la demanda de fabricación e instalación de estos equipos en la mar, y a las necesidades de ingeniería para el diseño de los parques eólicos marinos o de generación a partir de las olas.

El sector marítimo portuario ha de desarrollarse también enfocando parte de sus esfuerzos en dar servicio a todas estas necesidades, por lo que hay un mundo de oportunidades en crecimiento y desarrollo económico para las regiones que sepan apostar por ello.

■ **¿Y los desafíos?**

■ En lo que respecta a retos y desafíos, hay una parte común a todas las energías renovables marinas, como es la convivencia en la mar con el resto de los usuarios, o el disipar las dudas acerca de los potenciales impactos medioambientales. Además, hay que mostrar los previsible beneficios ambientales que van asociados con el desarrollo de estas tecnologías, que permiten inyectar a la red eléctrica una ingente cantidad de energía limpia.

■ **Pero claro, ¿cada tecnología tiene sus propios desafíos específicos, no?**

■ En el caso de la energía eólica marina flotante, hablando de la unidad de producción (aerogenerador + plataforma de cimentación flotante + sistema de fondeo + cable umbilical), nadie duda hoy en día de que el aerogenerador tripala de eje horizontal, es una máquina fiable que funciona satisfactoriamente. El reto está en demostrar que la cimentación flotante es capaz de sustentar al aerogenerador en unas condiciones de trabajo que no acorte la vida de la máquina y no empeore su disponibilidad.

Luego hay todavía retos técnicos en cuanto al crecimiento en tamaño de los aerogeneradores o al desarrollo de cables umbilicales de

las tensiones y potencias que se necesitan, por citar alguno. Y todo ello habrá de hacerse llegando a unos costes que hagan de la energía producida una energía capaz de competir en el mercado por su coste.

En el caso de la energía undimotriz el asunto es más complicado porque no sólo tiene que desarrollarse la parte equivalente a lo que sería la cimentación flotante -es decir, un sistema que mantenga la posición y sobreviva en cualquier condición de la mar sin sufrir daños-, si no que además hay que desarrollar esa parte que capta la energía de las olas eficientemente y la transforma en electricidad con una gran disponibilidad, con pocas paradas por avería.

■ **¿En qué punto de madurez se encuentra la eólica marina flotante española respecto a otros países?**

■ España es uno de los países mejor posicionados en el sector de la energía eólica flotante por varias razones: 1) el número de tecnologías de cimentación flotante que se están desarrollando; 2) la industria eólica pre-existente; 3) la participación de la industria española en la fabricación de prácticamente todas las plataformas de cimentación flotante que actualmente se han instalado en Europa; y 4) el número de actores que se están posicionando para cuando esta industria eclosiona.

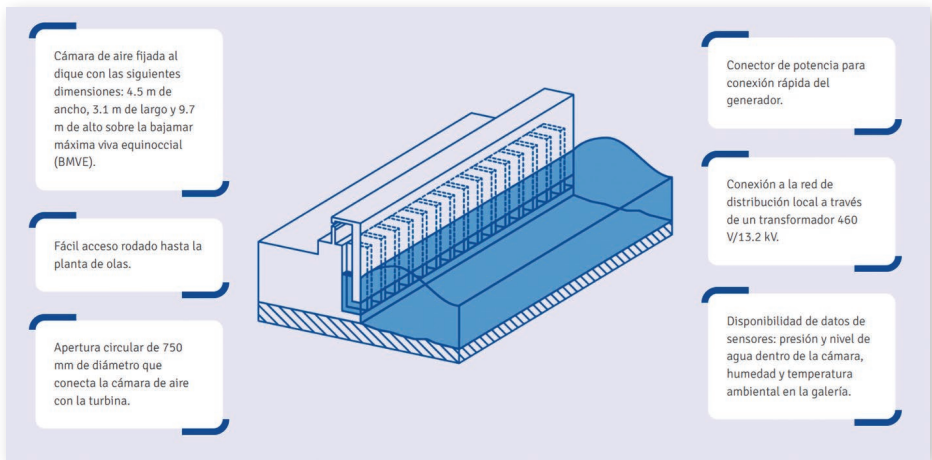
Pero no todo es de color de rosa, tenemos alguna carencia. Especialmente en cuanto a la necesidad de que se alumbré ya el marco legal y económico que va a acompañar a este desarrollo en nuestras aguas. Además, aún está por definir cómo se van a desarrollar las redes de evacuación de estos parques eólicos para que nuestro sector eólico marino pueda coger impulso y ser realmente líder a nivel europeo (que significa casi lo mismo que a nivel mundial).

■ **¿Y la undimotriz? ¿Cuál es el potencial para esta tecnología en España a partir de sus experiencias con la planta de Mutriku?**

■ La planta de Mutriku es un ejemplo de que la energía undimotriz se puede desarrollar. Evidentemente, es una planta modesta en cuanto a potencia, pero lleva más de 12 años de operación ininterrumpida y más de 3 millones de kWh inyectados a la red, lo que la convierte en un proyecto bandera a nivel mundial.

Pero, también es evidente que aún es pronto para que este sector explote comercialmente. Aún es necesario demostrar que puede funcionar con alta disponibilidad en alta mar, que puede sobrevivir sin que la operación y mantenimiento se disparen, y que puede generar energía con una eficiencia aceptable y un coste competitivo. Y para todo esto aún se necesitan años de investigación y demostración en campo.

■ **En Arminza (Lemoiz, Bizkaia) se sitúa la zona de ensayos en mar abierto para dispositivos flotantes, a la que acuden muchas empresas a probar sus prototipos. ¿Qué feedback han recibido por parte de los desarrolladores?**



La planta de aprovechamiento de energía de las olas de BiMEP, construida en el dique de abrigo del puerto de Mutriku, tiene una potencia total de 296 kW y alberga ensayos de nuevos conceptos de turbina de aire, estrategias de control y equipamiento auxiliar para dispositivos de Columna de Agua Oscilante.

■ Por una parte, nos ratifican que la apuesta de poner en marcha un área de ensayos con buena parte de los permisos administrativos ya concedidos y una gestión bastante simplificada del resto de los permisos fue una apuesta acertada. Siempre hay detalles que mejorar, pero, habitualmente, la gestión con la Administración se realiza en menos de cuatro meses.

Por otra parte, quien llegue a BiMEP a instalar su dispositivo se encuentra con la ventaja de que hay bastante información que ya está trabajada y a su disposición, como es la información batimétrica, la geofísica de fondos, la medioambiental... luego es necesario que haya que profundizar en algún extremo, según qué casos; pero de partida hay bastante trabajo avanzado.

Por último, el trabajo en equipo con quien se va a instalar en BiMEP también nos posibilita a nosotros a aprender cada vez más, a ganar experiencia que luego redundará en los siguientes usuarios del área. Definitivamente es un esquema que funciona.

■ ¿Qué hay de las opiniones de las comunidades locales y regionales respecto a las actividades de su centro de pruebas y de la eólica marina en particular?

■ Ya dice el refrán que nunca llueve a gusto de todos, y eso nunca va a cambiar. No obstante, en BiMEP podemos presumir de una muy buena relación con la cofradía de pescadores local, con colaboración allí donde existe oportunidad.

Las principales afecciones a los usuarios del mar provienen de que la puesta en servicio de BiMEP ha conllevado una restricción a la navegación dentro de un área de algo más de 5 km² en donde antes de llegar BiMEP se podía pescar o simplemente navegar. Esto hace que quien navegue frente a la costa de Arminza tenga que dar un pequeño rodeo en su navegación cuando antes iría en línea recta, pero el área afectada es pequeña y por ello la afección escasa.

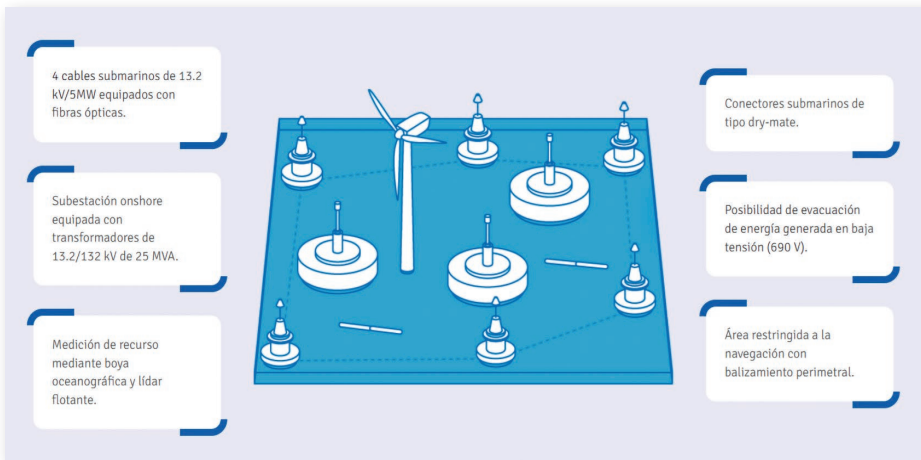
Nuestra percepción es que los habitantes locales no nos ven con malos ojos, y lo que sí demandan es conocer lo que se hace en BiMEP y sus planes a futuro.

■ Existen otros centros de pruebas similares. ¿Cuántos espacios como BiMEP hay en el resto de Europa? ¿En qué se diferencia BiMEP respecto a estos centros?

■ En España tenemos a PLOCAN, un área de ensayos con la que colaboramos y mantenemos un grado de comunicación elevado. En su caso, el clima marítimo es más benigno y la infraestructura eléctrica no es tan completa como la de BiMEP, pero por otra parte existe la posibilidad de ensayar conectado a una microrred o generar agua a presión y evacuarla a la plataforma que tienen en medio del mar.

En Europa, podemos hablar del EMEC en Escocia, que admite ensayos de energía de las olas y de corrientes de las mareas, pero no de energía eólica flotante. A su favor, tienen mayor experiencia que BiMEP, pero en contra su tramitación es más complicada que la nuestra y las condiciones de trabajo más difíciles.

También podemos hablar de SEM-REV, en Francia, parecido a BiMEP pero de menor tamaño, aunque están trabajando para aumentar un poco la capacidad de esta área; o del METCENTRE, en Noruega, un área de ensayos exclusivamente para energía eólica flotante. También figura CEO, en Portugal, que trabaja más en proyectos de demostración que de ensayo de prototipos, porque el



desarrollador ha de instalar su propia infraestructura de evacuación a la red.

En el caso de BiMEP, nuestro punto fuerte es que, de cara a la Administración está casi todo hecho, y que en 30 km a la redonda dispones de un sector industrial que puede satisfacer prácticamente todas tus necesidades (posiblemente la excepción más clara es el cable umbilical). Por el contrario, para la instalación de los dispositivos seguramente habrá que traer algún barco especializado de fuera del cantábrico.

■ **¿Cómo ve la posibilidad de compartir conocimientos entre estos centros de pruebas? ¿qué información podría compartirse para apoyar al sector?**

■ A nivel español, tanto PLOCAN como BiMEP estamos integrados en la ICTS MARHIS (ICTS – acrónimo de infraestructura científico tecnológica singular). En ese marco trabajamos conjuntamente con el Instituto de Hidráulica Ambiental de la Universidad de Cantabria (IH Cantabria), el Centro de Experiencias Hidrodinámicas de El Pardo (INTA-CEHIPAR) y con el Laboratori d'Enginyeria Marítima (LIM) de la Universidad Politècnica de Catalunya (UPC).

También nos esforzamos por hacer públicos datos medioambientales que pueden ayudar a disipar los miedos ante potenciales impactos ambientales, o a definirlos mejor para mitigarlos; de manera que las energías renovables marinas puedan avanzar más rápidamente.

Por último, tratamos de aportar nuestra experiencia en cuanto a tramitación para que se pueda disponer de una legislación más ágil de cara a la fase comercial.

A nivel internacional, en cuanto a energía de las olas, venimos participando en el foro International WATERS, auspiciado por Ocean Energy Systems (Programa de Colaboración Tecnológica de la Agencia Internacional de la Energía), en el que participamos prácti-

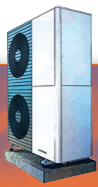
El mar Cantábrico ofrece unas condiciones excepcionales para probar la eficacia de nuevos mecanismos y tecnologías para el aprovechamiento energético marino, como la unidad DemoSATH, la primera plataforma eólica flotante que se instala en el laboratorio en mar abierto de BiMEP.

camente todos los centros de ensayo del mundo, incluso algunos que todavía están en la fase de proyecto.

Y en cuanto a eólica flotante, recientemente hemos puesto en marcha una colaboración entre las cinco áreas de ensayo en eólica flotante que actualmente están funcionando en Europa (METCENTRE, OPEN-C, CEO, PLOCAN y BiMEP) que en breve dará paso a la publicación de una Position Letter con nuestras reflexiones y peticiones a la Comisión Europea para acelerar el desarrollo de la eólica flotante en Europa.

■ **Respecto a la instalación de nuevos dispositivos, se ha sabido que la ingeniería vasca IDOM instalará una versión más avanzada del prototipo que ya ensayó en BiMEP durante tres años y que la empresa irlandesa CETO ensayará un prototipo para la optimización del rendimiento en el mar. ¿Qué puede comentar sobre estos planes a corto plazo?**

■ Efectivamente, en el marco del proyecto EUROPEWAVE, proyecto Horizon Europe que consiste en una compra pública precomercial en la que EVE compra el desarrollo de dos dispositivos y WES (Wave Energy Scotland) compra un tercer desarrollo, se van a instalar y ensayar los dos dispositivos citados en BiMEP. IDOM ensayará su nueva evolución del MARMOK-A5 ya ensayado entre 2016 y 2019, y permanecerá en BiMEP un año; y Carnegie instalará su prototipo CETO durante dos años al complementar e incrementar su programa de ensayos con la ayuda del programa RENMARINAS DEMOS gestionado por IDAE. ■



AEROTERMIA

Llega la aeroterminia 100% renovable

Gesternova, la comercializadora decana en España en la venta de “electricidad renovable y solo renovable”, y el fabricante asiático de bombas de calor Hisense acaban de alcanzar un acuerdo por el que todo cliente que adquiera una bomba de calor aerotérmica de la firma china y contrate su electricidad con Gesternova recibirá de la comercializadora un bono anual de entre 600 y 1.500 euros de descuento en su factura de electricidad renovable. El acuerdo, “pionero a nivel europeo”, tiene una vigencia de un año, prorrogable.

Antonio Barrero F.

La transición energética, que debe ofrecer soluciones encaminadas a sustituir los combustibles fósiles, pasa (cuando se trata de producir calor o Agua Caliente Sanitaria) por la electrificación, pero en clave verde. Porque sustituir en casa el gas natural (como fuente de calor o de ACS) por electricidad convencional, o sea, por electricidad producida con combustibles fósiles, nos devuelve a la casilla de salida y no resuelve el problema. De lo que se trata es de usar electricidad renovable (generada a partir de fuentes verdes de energía, como el viento o el Sol) y producir con esa electricidad limpia ese calor de hogar o esa agua caliente. Pues bien, eso es lo que proponen Gesternova y Hisense: sustituir el gas natural por equipos aerotérmicos que se alimenten exclusivamente de electricidad 100% renovable y solo renovable.

El fabricante asiático de bombas de calor aerotérmicas, un gigante tecnológico que destina hasta el 5% de sus ingresos anuales a I+D, y la compañía madrileña, decana en la comercialización de electricidad renovable en España, acaban de suscribir un acuerdo, pionero en Europa –explican-, con ese horizonte: el de la “aeroterminia 100% renovable”. El convenio ha sido suscrito en Madrid, en la sede de la firma española, por el director comercial de Hisense Iberia, Nuno Lourenço (HVAC & B2B Iberian Sales Director), y el presidente del Grupo Gesternova, José María González Vélez.

“Para nosotros –explica Lourenço– era muy importante suscribir este acuerdo con una comercializadora de electricidad 100% renovable, que solo vende energía eléctrica verde. Por eso nos hemos decantado por Gesternova, por esa filosofía 100% comprometida y por su imagen en el mercado”.

“Lo que no tiene sentido –ahonda el presidente de Gesternova, José María González Vélez– es que te cambies a la aeroterminia y sigas contratando la electricidad de siempre. El objetivo de la transición energética y de toda la electrificación de la economía es disminuir nuestra importación de combustibles fósiles. Por motivos económicos, por supuesto, pero también por todo el aspecto ambiental. Hay que dejar de quemar combustibles fósiles para producir calefacción o agua caliente, y la aeroterminia 100% renovable ya lo hace posible”.

El director comercial de Hisense Iberia coincide: “la aeroterminia es ahora mismo la mejor solución para producir calor, frío o Agua

Caliente Sanitaria. El breakeven point [período de amortización] de nuestros equipos aerotérmicos, que son por cierto una solución muy adecuada para pisos, puede estar en los 5, 6, 7 años”. Un plazo por otro lado que, si hay ayudas públicas de por medio (y en algunas comunidades las hay), puede acortarse aún más, añade.

Como también puede hacerlo –incide Lourenço– gracias al acuerdo que ha suscrito Hisense con Gesternova. Un acuerdo que se sustancia en un bono (entre 600 y 1.500 euros, dependiendo del tamaño de la instalación) que viene a equivaler a todo el consumo energético del equipo aerotérmico durante un año, es decir, que toda la climatización producida (aire acondicionado en verano y calefacción en invierno) vendría a salirle, según las estimaciones de Hisense, completamente gratis al cliente final en su primer año de uso del equipo.

¿Única condición necesaria para beneficiarse de esta promoción? Que el cliente que adquiera una bomba de calor aerotérmica Hisense contrate a la vez su suministro eléctrico con Gesternova, compañía decana en España en la comercialización de “electricidad 100% renovable y solo renovable”.

■ Residencial y para pymes

Hisense presume de contar con una amplia gama “residencial y para pymes” de bombas de calor aerotérmicas, que producen aire acondicionado, calefacción y ACS. La empresa asiática, que opera en España desde 2009, ofrece a sus clientes de aeroterminia lo que denomina Precio de Equipo ya Instalado.

“No damos el precio del equipo más el precio de la instalación –explica su director comercial–, lo que ofrecemos es obra completa, a un precio muy-muy competitivo, porque lo que tenemos muy claro es que Hisense quiere tener la mejor relación calidad-precio del mercado en equipos de climatización”.

Fundada en China en 1969, el grupo Hisense, que comercializa hoy sus productos en más de 130 países, cuenta con más de 100.000 empleados en 64 empresas alrededor del mundo y 25 centros de I+D. En Europa, donde opera 27 unidades de negocio, emplea a 10.000 empleados en 3 centros de producción y 4 centros I+D.

Más información

→ hisense.es → gesternova.com

E Nuno Lourenço

Director de Ventas de Hisense Iberia

“Podemos amortizar en cinco, seis, siete años sin subvención”

Portugués afincado en Madrid, alto y de ojos claros (como su discurso), Nuno Lourenço es el director comercial en España y Portugal del departamento HVAC & B2B de Hisense. Responsable, pues, de lo que podríamos resumir en climatización (Heating, Ventilating and Air Conditioned), y también de la definición de toda la Estrategia Comercial de esta formidable multinacional china en la península. Lourenço, que ha pasado por otros súper gigantes, como Bosch y LG Electronics, firmó el pasado 6 de junio en la sede de Gesternova uno de esos acuerdos llamados a ser (ahora lo veremos) un punto de inflexión en el cambio de paradigma que viene. Y si no... al tiempo.

■ ¿Qué es Hisense?

■ Hisense es una empresa china, que está en el Top Ten de las mayores compañías de China, con muchos negocios. Uno de los principales es el de los semiconductores. Hisense es por ejemplo la responsable de la gestión de tráfico de las mayores ciudades de China, de sistemas de vigilancia, de sistemas de seguridad. En Europa solo está Hisense Electronics. La sede de Hisense International está en Eslovenia, y contamos además con filiales en diferentes países. Hisense International está dividida en cuatro negocios diferentes. Uno es Gama Blanca (lavadoras, frigoríficos y demás); Gama Marrón (televisores, por ejemplo); B2B (ahí estaríamos hablando de pantallas para los aeropuertos, pantallas de publicidad, las pantallas de los estadios de fútbol) y, por fin, HVAC, energía. Y es ahí donde entra el acuerdo que hemos alcanzado con Gesternova.

Buscábamos una alianza con una empresa de energía, pero, para nosotros, era muy importante que fuera una empresa comercializadora de energía 100% renovable, exclusivamente renovable. Por eso nos hemos decantado por Gesternova, y también por su imagen en el mercado y por su filosofía.

■ Ahora entraremos en los detalles del acuerdo en sí, pero, antes... ¿ha dicho buscábamos...? ¿Ha sido Hisense quien ha empezado a buscar?

■ Bueno, yo creo que nos hemos encontrado. Pero sí, nosotros buscábamos una alianza con una energética, y lo que teníamos muy claro es que tenía que ser 100% renovable, porque eso también encaja con nuestra filosofía, una filosofía en la que también es clave, por otro lado, la eficiencia, algo que tenemos muy metido en nuestro ADN, en la empresa, en todos los equipos que generan producción.

■ Bueno, vamos al meollo del asunto: ¿en qué consiste ese acuerdo? O, mejor, ¿en qué se va a traducir ese acuerdo para el cliente final?



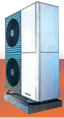
■ Al cliente final le proponemos una solución (bomba de calor aerotérmica) con la máxima eficiencia energética; un precio cerrado de “equipo e instalación completa”; y un precio además muy competitivo. Un precio muy competitivo porque –insisto– lo incluye todo (los equipos y la instalación completa) y más competitivo aún porque, si el cliente que adquiere uno de nuestros equipos de bomba de calor aerotérmica contrata a la vez su suministro eléctrico con Gesternova, pues Gesternova le va a dar un bono a ese cliente de doce meses.

■ ¿Un bono?

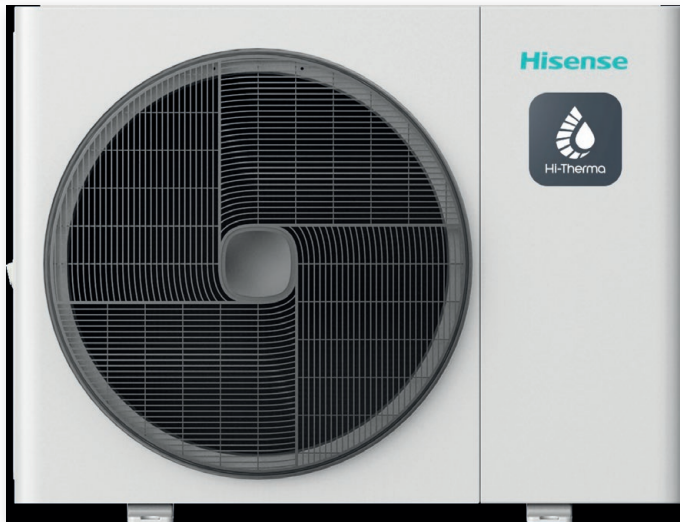
■ Sí. Pongo un ejemplo: si, como cliente doméstico, acudes a un instalador de Hisense y te propone un presupuesto de 7.500 euros, por ejemplo, que eso es lo que puede costar una instalación doméstica completa, y contratas la electricidad de Gesternova, pues vas a tener 600 euros como mínimo, 50 euros mensuales, en electricidad gratuita, que es aproximadamente lo que ese equipo puede gastar en kilovatios hora, en energía, al año. El bono oscilará entre los 600 y los 1.500 euros al año de electricidad renovable, 100% renovable, en función del equipo.



Unidad interior del equipo aerotérmico Hi-Therma Integra, que contiene el depósito de ACS de 230 litros



AEROTERMIA



Unidad exterior del sistema aerotérmico

■ Cuando habla de todos los trabajos de instalación y de todos los equipos, ¿de qué estamos hablando?

■ De la unidad exterior, de la unidad interior y de la conexión de todos los equipos, la conexión a todos los radiadores. Obra completa.

■ ¿A qué nicho de mercado se dirige Hisense?

■ Doméstico y pymes. Los equipos en los que estamos más centrados en este acuerdo son equipos con depósito incorporado. Específicamente nuestro modelo Integra, que tiene un depósito de 230 litros. Esta unidad interior es como una nevera, y en ella está todo incluido, y, desde ella, el usuario final tiene acceso a las tres funciones: calefacción, enfriamiento durante el verano y agua caliente sanitaria. Este módulo es la solución más adecuada para la mayoría

de los hogares en España, es una solución muy adecuada para cualquier tipo de piso, más pequeños, más grandes, una solución que va a atender perfectamente todas las necesidades de una familia de tres o cuatro hijos. A esta unidad interior de nuestro sistema aerotérmico Hi-Therma Integra le hemos dado además una apariencia, un diseño, de frigorífico. Incluso tiene las medidas estándar de un frigorífico, para que pueda ser encajado en la cocina y pueda quedar perfectamente visible, no tiene que quedar oculto, por ese design del que le hemos dotado.

■ En España la aerotermia aún no ha calado tanto como lo ha hecho en otros países. ¿Qué expectativas tiene Hisense?

■ Bien, los subsidios que el Gobierno tiene para incentivar son importantes. De todos modos, yo creo que también es una cuestión de filosofía, de cultura.

La aerotermia es la mejor solución para hacer calor, para hacer frío y para producir aguas calientes sanitarias, es la solución más eficiente. Una solución que además compite contra un combustible fósil, contaminante, el gas, que es una tecnología que tiene los días contados por ley [Bruselas acaba de aprobar (el pasado 12 de abril) la Directiva sobre eficiencia energética de edificios, EPBD].

Además, el mercado está hoy mucho más maduro que hace unos años, así que esperamos que la tendencia vaya a positivo. No nos hemos fijado en todo caso, es verdad, un objetivo concreto, pero nuestra expectativa es alta. Y este acuerdo, y los beneficios que le va a reportar al cliente (porque en realidad esto es como una subvención), pues creo que van a ser muy bien recibidos.

■ En todo caso, la inversión inicial parece considerable.

■ Bien, es una inversión que efectivamente tiene su coste, pero que podemos amortizar en cinco, seis, siete años. Y aquí también entran en juego otros factores. Si tienes gas y se te estropea un equipo... no pienses en cambiarlo por otro similar porque tendrá los días contados, eso no tiene futuro. Yo te diría: apuesta ya por la aerotermia, ahorra desde el minuto uno, y en cinco, seis, siete años, tendrás esa inversión amortizada. O en menos si tenemos subvención del Gobierno.

Invertir en aerotermia, en un equipo de futuro, es invertir en un consumo mucho más bajo, en una eficiencia mucho mayor.

Además, en el marco del acuerdo que tenemos con Gesternova, Hisense también le da al cliente cinco años de Garantía Total de los equipos: desplazamiento, repuestos, reparación. Garantía Total, insisto. Somos la única marca que damos una garantía así.

■ ¿Tiene Hisense suscritos acuerdos similares en otros países de Europa?

■ No. Este es el primero que tenemos. Y es digamos que también pionero a nivel europeo. Por eso también hemos puesto mucha ilusión en este proyecto, un proyecto en el que las bases están muy bien plantadas.

■ ¿He de entender pues que ninguna otra empresa de su sector ha llegado a algún acuerdo de este tipo?

■ Que yo sepa, este es el primer acuerdo.

■ O sea, que Hisense se está adelantando a todo el sector...

■ Yo diría que es algo diferente, y diferenciador. Es participar de una filosofía, la de la eficiencia y la electricidad cien por cien renovable, que compartimos plenamente con Gesternova. ■

La directiva EPBD, Energy Performance of Buildings Directive

La Unión Europea dio luz verde a la Directiva de Eficiencia Energética en Edificios (2024/1275) el pasado 12 de abril. La letra de esa ley dice, para empezar, que las calderas autónomas alimentadas con combustibles fósiles (léase por ejemplo calderas de gas natural) no podrán optar a ayudas públicas a partir de 2025. Punto. Y dice que todos los futuros Planes de Rehabilitación de todas las naciones de la Unión deberán incluir una hoja de ruta "para la eliminación de calderas de combustibles fósiles". Punto. Y dice que, se tendrán que renovar sí o sí el 16% de los edificios no residenciales menos eficientes de aquí a... 2030 (seis años quedan; la oferta Hisense-Gesternova expira en uno). Y dice que todos los edificios residenciales y no residenciales nuevos deberán tener cero emisiones in situ procedentes de combustibles fósiles a partir del 1 de enero de 2028 (caso de los edificios de propiedad pública) y a partir del 1 de enero de 2030 (en todos los demás casos, o sea, en todos los demás edificios nuevos). El

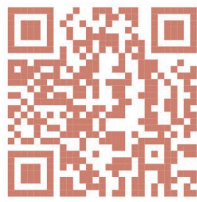
gas no ha muerto. Pero está muriendo. Y las empresas ya están mirando en otras direcciones. Vamos, que no van a seguir metiendo I+D en calderas de gas, ni van a seguir fabricando y mejorando las piezas de repuesto de unos aparatos que tienen los días contados, ni van a seguir formando a nuevos instaladores/reparedores de gas. Empieza la era de la aerotermia. Y en Hisense y Gesternova quieren que, desde el principio, sea en clave verde y solo verde.





Salón del **gas_renovaBle**

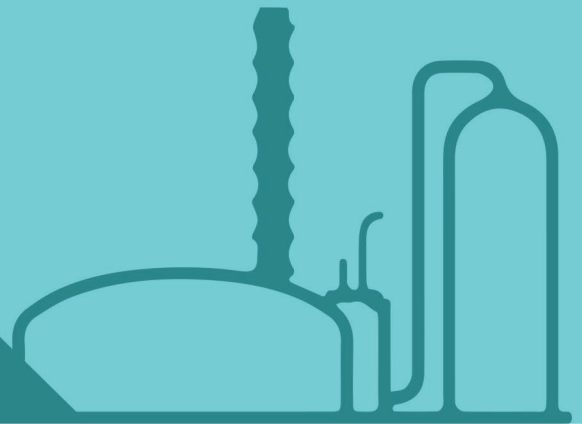
El EVENTO **profesional** más importante sobre **BIOGÁS, BIOMETANO** y otros **GASES RENOVABLES** en **España, Portugal y América Latina**



2024
1-2/OCT
Valladolid

17º CONGRESO INTERNACIONAL **BIOENERGÍA**

Gases renovables, los grandes aliados en la **desfosilización** de la economía española



ORGANIZA



PARTNER TECNOLÓGICO



COLABORAN



PATROCINADORES PREMIUM



PATROCINADORES GLOBALES





La astilla de madera, el combustible más económico para calentar tu casa

Un nuevo análisis de Avebiom sobre los precios de distintos biocombustibles sólidos señala que la energía para calefacción obtenida con biomasa (pellets, astillas de madera y hueso de aceituna), es más barata y sus precios se sitúan por debajo de los de electricidad y combustibles fósiles. En especial, con 2,99 céntimos por kilovatio hora (kWh) a finales de 2023, la astilla de madera es el biocombustible sólido más estable y económico que puede emplearse en calefacción doméstica.

Celia García-Ceca

Existen múltiples y diferentes formas de mantener una temperatura cálida y confortable en el hogar durante los meses de invierno. Para conocer cada uno de ellos, la Asociación Española de la Biomasa (Avebiom) ha realizado un análisis comparativo de los precios de distintos biocombustibles sólidos como el pellet certificado ENplus, la astilla de madera y el hueso de aceituna y de otras fuentes de energía disponibles en España, y su comportamiento lo largo de los últimos 10 años. Como adelanto de la conclusión, los precios de la energía para calefacción obtenida con biomasa, representada por pellets y astillas de madera y hueso de aceituna, se sitúan por debajo de los de electricidad y combustibles fósiles. Es decir, emplear biocombustibles sólidos para mantener tu casa caliente en invierno es una verdadera alternativa sostenible y económica. A continuación se detallan los precios de los diferentes biocombustibles, así como su variación en el tiempo representada en un gráfico.

Con un precio que se sitúa en los 2,99 cent€/kWh a finales de 2023, la astilla de madera es el biocombustible sólido más estable que puede emplearse en calefacción doméstica (calderas de menos y más de 50 kilovatios). Por su parte, el hueso de aceituna para estufas se situaba en los 7,74 cent€/kWh; y en 7,60 cent€/kWh (saco) y 7,59 cent€/kWh (cisterna para calderas de más y menos de 50 kilovatios).

Los pellets, uno de los protagonistas y más conocidos entre los biocombustibles sólidos, han demostrado una gran estabilidad en precios desde que entraron en el mercado de la calefacción doméstica. Con un precio medio de 5,71 cent€/kWh, es una de las opciones más usadas y demandadas, por ejemplo, en estufas para el hogar. En este sentido, a finales de 2023, el pellet para estufas tenía un precio de 7,87 cent€/kWh; el pellet para calderas de menos de 50 kW estaba en 7,78 cent€/kWh (saco) y 7,72 cent€/kWh (cisterna); y el pellet para calderas de más de 50 kW se situaba en 7,72 cent€/kWh (cisterna).

Con estos precios de los biocombustibles, vamos a detallar los precios de otras opciones de energía:

Por ejemplo, el precio de la electricidad para un consumo medio (2500 - 5000 kWh) es significativamente más elevado que el del resto de fuentes de energía. Con un incremento sostenido a lo largo del tiempo, llegando a precios nunca antes registrados de hasta 700 euros, la electricidad se sitúa en la franja de los precios más elevados para calefacción doméstica. A pesar de que esos precios se han moderado, de media se sitúan por encima de las opciones de biocombustibles anteriores.

El gas natural y sus diversas tarifas para atender las distintas necesidades y capacidades de los consumidores como la TUR1 o

la TUR2 (para consumos inferiores y superiores a 5000 kWh/año, respectivamente), han mostrado una tendencia general al alza, con un precio máximo de 18,55 cent€/kWh para la TUR2 en diciembre de 2022. “Las considerables fluctuaciones a lo largo del tiempo, con grandes picos y caídas, especialmente en los últimos dos años, pueden complicar la planificación de costes para los consumidores”, añaden desde Avebiom.

En cuanto al gasóleo C, una opción muy común y utilizada para calefacción en regiones frías, su precio medio a finales de 2023 fue cercano a los 10 cent€/kWh, en la misma línea que la bomba de calor eléctrica y el gas natural. “Va perdiendo cuota de mercado en la última década. La notable variabilidad en los precios a lo largo del tiempo, reflejo de la incertidumbre en los mercados de combustibles fósiles, y la penetración de alternativas más sostenibles para calefacción pueden estar detrás de esta situación”, explican.

Es decir, la astilla de madera es la opción número uno en cuanto a economía se refiere para usar en la calefacción doméstica, seguida de hueso de aceituna y del pellet. Es decir, que los biocombustibles son más económicos que cualquier otra forma de energía, además de respetuosos con el medio ambiente por su calidad de energía renovable y sostenible.

ESTUFAS

FUENTE DE ENERGÍA	PRECIO (CENT €/KWH)
Electricidad	23,47
Gas natural	11,58
Bombona de butano	9,53
Pellet	7,87
Hueso de aceituna	7,74

CALDERAS menos de 50 kW

FUENTE DE ENERGÍA	PRECIO (CENT €/KWH)
Gas natural	10,10
Gasóleo C	9,89
Pellet en saco	7,78
Pellet en cisterna	7,72
Hueso de aceituna en saco	7,60
Hueso de aceituna en cisterna	7,59
Astilla de madera	2,99

CALDERAS más de 50 kW

FUENTE DE ENERGÍA	PRECIO (CENT €/KWH)
Gasóleo C	9,89
Gas natural	5,22
Pellet en cisterna	7,72
Hueso de aceituna en cisterna	7,59
Astilla de madera	2,99

El presente y futuro de la bioenergía

La bioenergía será la mayor fuente de calor renovable en los edificios a nivel mundial en 2028, representando una quinta parte de los desarrollos modernos de calor renovable, según el último análisis sobre renovables 2023 de la Agencia Internacional de la Energía (AIE). Las ventas de estufas y calderas de astillas y pellets en la Unión Europea, especialmente en Italia, Francia y Alemania, están contribuyendo a ese crecimiento de la bioenergía; además de la expansión de cocinas y estufas de calefacción de biomasa mejoradas por África subsahariana, China e India, que están sustituyendo a los usos tradicionales de la biomasa.

El informe también pone de relevancia que las redes de calefacción urbana ofrecen un potencial considerable para la integración del calor renovable. Por ejemplo, las fuentes de energía renovables pueden utilizarse en la calefacción urbana mediante la tecnología de conversión de residuos en calor y la combustión conjunta de biomasa, bombas de calor a gran escala y sistemas de energía solar térmica. REN21, en su informe sobre energías renovables 2023, señala que las redes de calefacción urbana cubrieron una parte creciente de la demanda de calefacción de los edificios en 2022, y que, en general, la proporción de



energías renovables en los sistemas de calefacción urbana ha crecido del 4,1% a un 5,6% estimado entre 2011 y 2021.

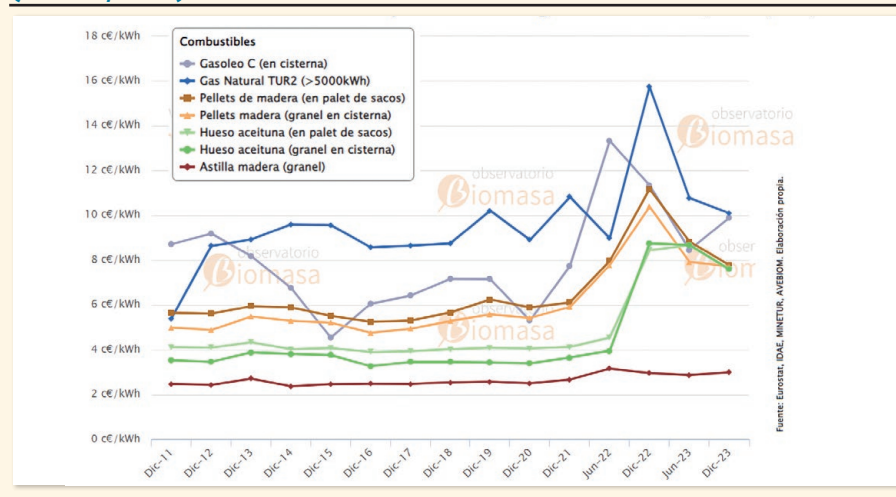
La Unión Europea –continúa la AIE– es la más prometedora en cuanto a la expansión del uso de calefacción urbana renovable, especialmente en el sector de los edificios, con nuevos desarrollos de redes, así como el cambio de combustible y la integración de fuentes de energía renovables en las plantas existentes. Una conclusión que también apoya REN21, desde donde consideran que la mayor parte de la actividad de calefacción urbana se desarrolla en Europa, aunque gran parte de ella consiste en convertir las redes existentes a fuentes renovables (biomasa, calor solar y geotérmico, y bombas de calor a gran escala), en lugar de construir nuevas redes. “Cada vez hay más proyectos que integran el calor residual en las redes urbanas, como en los Países Bajos y Suecia. En un ejemplo novedoso en Finlandia, el calor ambiental del Mar Báltico se introduce en una red de calefacción urbana para calentar los hogares en lugar de carbón y gas fósil”, añade el organismo. A pesar de ello, las previsiones son que la cuota de las energías renova-

bles en el suministro mundial de calefacción urbana se mantenga estable justo por debajo del 6% durante 2023-2028.

Y es que el uso directo de energías renovables para el calor de proceso representó menos del 9% del uso de energía industrial en 2020, siendo la bioenergía moderna la que suministró la mayor parte (8%), seguida del calor solar y geotérmico (menos del 0,1%). El uso de la bioenergía –dice REN21– es más común en las industrias basadas en la biomasa que generan energía a partir de sus propios residuos: por ejemplo, en la industria de la pulpa y el papel, el 43% del consumo total de energía final se produce a partir de biomasa. Es decir, el uso de bioenergía sólida moderna en la industria aumentó un 46% entre 2011 y 2021, pero la proporción de este uso de bioenergía en relación con el consumo total de energía final solo aumentó un 15%.

Por su parte, el Escenario Neto Cero prevé una reducción sustancial del 21% en la

Evolución precio de la energía para caldera de menos de 50 kW (cent. €/kWh)





BIOENERGÍA

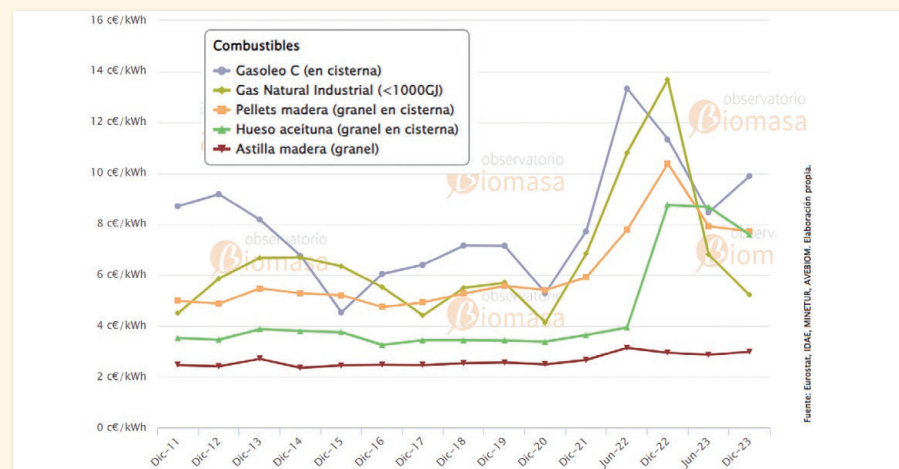
demanda de calor durante 2023-2028 para el sector de los edificios. Esto implica un desarrollo mucho más fuerte (4,4 veces más rápido) de la bioenergía moderna, sobre todo para sustituir el uso tradicional de la biomasa, que se supone que disminuirá un 70%. El despliegue más rápido de las bombas de calor en el escenario Net Zero también hace que el uso de electricidad renovable y el consumo de calor ambiental aumenten más. “Cumplir la trayectoria del escenario exigirá que las bombas de calor representen casi el 40% de las ventas mundiales de equipos de calefacción en 2028, más del doble de la cifra de nuestras perspectivas actuales y cuatro veces más que en 2022”, defiende la AIE. Y es que el uso de la bioenergía para proporcionar servicios de calefacción es el mayor uso final de la energía renovable en los edificios, según REN21.

■ Los más conocidos

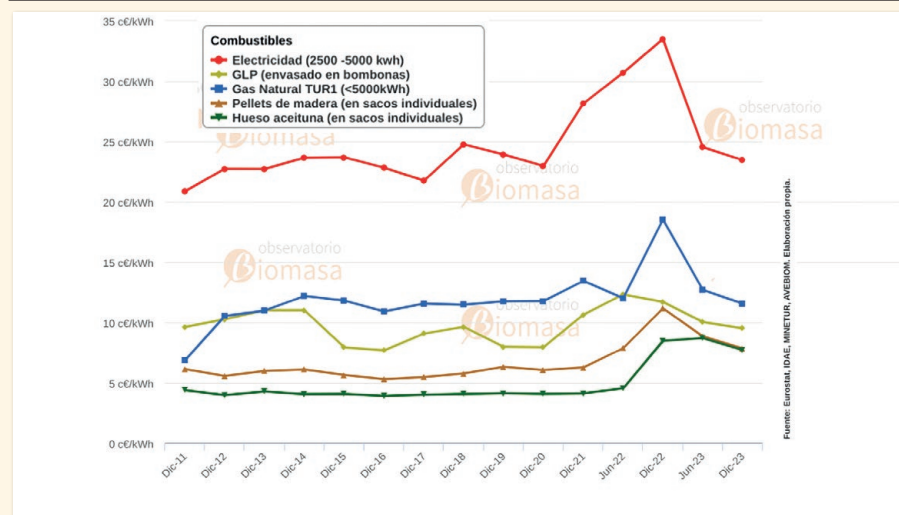
Europa consume más de tres cuartas partes de los pellets de biomasa del mundo, muchos de ellos importados de Estados Unidos y Canadá, según el informe sobre renovables de REN21. Un consumo que se vincula de forma directa con que la producción de pellets de madera que continúa aumentando y que ha pasado de 19,8 millones de toneladas en 2021 a 20,4 millones de toneladas en 2022 (un 3,2 %), mientras que la capacidad de producción aumentó de 25,6 a 27 millones de toneladas (un 5,6 %), gracias a la apertura de 63 nuevos centros de producción. “El menor crecimiento de la producción en comparación con las capacidades de producción puede explicarse, en parte, por el fuerte aumento de los costes de producción debido a la subida de los precios de la energía”, añade EurObservER.

La fabricación y el consumo de pellets siguen aumentando en España y en 2022 ya se recuperó el ritmo de producción pre-pandemia, igualando el récord de 2019 con 716.000 toneladas puestas en el mercado. Según las estimaciones del informe estadístico sobre la situación del mercado del pellet en España de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (Avebiom), el 2023 se cerró con una producción real de 800.000 toneladas. En el mismo sentido ha evolucionado el consumo, que llegó a las 850.000 toneladas en 2022, y ha aumentado en 2023 hasta las 890.000 toneladas, siendo la calefacción residencial la que más consume pellets (565.000 toneladas). Según los datos de Avebiom, “las curvas de producción y consumo tienden a acercarse”. El informe también recoge información sobre el número de plantas operativas de fabricación de pellets en España, que se concentran cada vez más en plantas de gran capacidad. Entre

Evolución precio de la energía para calderas mayores de 50 kW (cent. €/kWh)



Evolución precio de la energía para estufas (cent. €/kWh)



2021 y 2022 se ha pasado de 75 a 67 fábricas, siendo Castilla y León la que más plantas mantiene operativas con once, a pesar de perder dos.

Según el Barómetro de Biocombustibles Sólidos 2023 de EurObservER, en el año 2022 la producción de electricidad a partir de madera en rollo, pellets de madera, desechos y subproductos de madera, residuos, plantas y otros residuos industriales renovables en la Unión Europea fue de 87,6 teravatio-hora (TWh). Por su parte, las ventas de estufas de biomasa se dispararon en Europa durante 2022, sobre todo en Alemania. Además, China también es un mercado emergente para el calor de biomasa.

EurObservER también añade que el calor de biocombustible sólido utilizado directamente por los usuarios finales cayó un 3,2 % entre 2021 y 2022, siendo Alemania el único país que ha registrado un claro aumento de su consumo de energía final de

biocombustibles sólidos para sustituir la mayor cantidad posible de gas ruso. El consumo también creció ligeramente en España y se mantuvo estable en Suecia. A pesar de esta bajada, el uso de biocombustibles sólidos en la Unión Europea para satisfacer las necesidades energéticas prácticamente se ha duplicado desde el año 2000, coincidiendo con el incremento de la oferta potencial de energía de biomasa, ya que –según el Informe Estadístico de Bioenergy Europe 2023– la media de existencias forestales ha aumentado en más de un 30 % desde 1990. Este crecimiento también se ha visto disminuido en torno a un 1,6 % entre 2021 y 2022, pasando de 24,5 a 24,2 millones de toneladas en toda la Unión Europea. Sin embargo, el consumo de pellets de madera en viviendas y en el sector comercial pasó del 51 % de 2021 a representar el 56 % del consumo de pellets de madera de la Unión Europea en 2022. ■

Blue Power

The professional choice



www.victronenergy.com

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:



Sir Alexander Fleming, 2 N6
Parque Tecnológico
46980 Paterna. Valencia
Tel. 963 211 166
info@betsolar.es
www.betsolar.es



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



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

Con **Contigo Energía**, empieza a producir tu propia energía verde gracias al autoconsumo

Sin inversión anticipada y sea cual sea tu negocio, si quieres aumentar tu competitividad y ahorro, apuesta por la eficiencia y la innovación.

Solicita ya tu proyecto personalizado.



PIENSA SOSTENIBLE ACTÚA SOSTENIBLE



info@contigoenergia.com / 910 312 307

www.contigoenergia.com

