



ENERGÍAS RENOVABLES

243
Julio/Agosto 2025

www.energias-renovables.com

@ERenovables

Especial Termosolar La renovable multipropósito



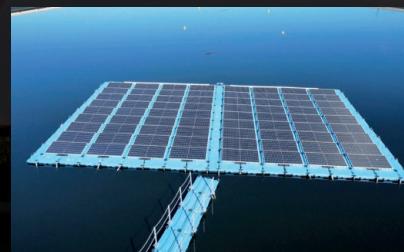
**El apagón, como
no te lo han contado**



**Los coches eléctricos
son para el verano**



**La FV flotante, esa
tecnología que no solo
genera electricidad**



B**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



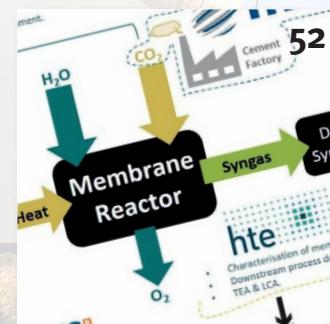
243

Número 243 Julio-Agosto 2025

Foto de portada, Plataforma Solar de Almería.

Se anuncian en este número

APSYSTEMS	4	GENERAL + MATELEC	51
BORNAY	2	SALTOKI	19
CONTIGO ENERGÍA	64	SOLARWATT	9
EFINTEC	13	TBB POWER	63



■ PANORAMA

Actualidad	6
------------------	---

Opinión: Rafa Barrera (11) / José Donoso (15) / María Prado (17)	
Renovables en persona: Juan Fraga	18
Hora cero, la historia del apagón como no te la han contado	20
El Real Decreto-ley "antiapagones", otro RDL ómnibus	24

■ EÓLICA

Congreso Anual Horizonte Eólico 2025	28
--	----

■ FOTOVOLTAICA

FV flotante, esa tecnología que no solo genera electricidad	32
---	----

■ AUTOCONSUMO

Ecoo Energía Ciudadana celebra su 20º aniversario	36
---	----

(+Entrevista a **Marta Rebeca de la Fuente y Héctor Pérez Pastor**, presidenta y coordinador del área de autoconsumo de Ecoo Energía Ciudadana)

Entrevista a Jon Macías , presidente de la sección de Autoconsumo de APPA Renovables	40
---	----

■ TERMOSOLAR

La renovable multipropósito	44
-----------------------------------	----

CSP 2.0, el proyecto que promete reducir el precio de la termosolar	48
(+Entrevista a Julián Blanco , profesor de Investigación en Ciemat - Plataforma Solar de Almería)	

Sommer , combustibles renovables a partir de luz solar	52
---	----

(+Entrevista a **María Balaguer y Alfonso Carrillo**, investigadora responsable del proyecto Sommer en el ITQ, y Alfonso Carrillo, investigador del CSIC en el ITQ)

■ MOVILIDAD

Los coches eléctricos son para el verano	56
--	----

■ ENERGÍAS MARINAS

Degima, la fábrica cántabra de eólica y olas	60
--	----

(+Entrevista a **Luis San Segundo González**, presidente de Sea of Innovation Cantabria Cluster)



EZHI

MICROINVERSOR HÍBRIDO

HACE QUE SU SOLUCIÓN
DE ALMACENAMIENTO DE
ENERGÍA SOLAR SEA AÚN MÁS
INTELIGENTE Y EFICIENTE



La solución perfecta
para su sistema fotovoltaico
enchufable - **compacta,**
potente y fiable.



En asociación con las principales marcas de baterías



DYNESS





EDITORIAL

SOCIOS FUNDADORES
Pepa Mosquera y Luis Merino

DIRECTOR
Luis Merino

lmerino@energias-renovables.com

REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.

abarero@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 Breva

Experto en Políticas Energéticas y presidente de N2E

José Luis García Ortega

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

Santiago Gómez Ramos

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

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 de Urban Climate Economy

Joaquín Nieto

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

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

REDACCIÓN

Paseo de Ríos 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 energía verde de

Contigo Energía

Triodos Bank

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

Cuestión de seguridad

Putin por lo visto parece ser que no quiere bombardear Zaporiyia. O igual es que tiene muy mala puntería y no es capaz de acertarle a un complejo nuclear (seis reactores) que es el mayor de toda Europa. Aunque a veces da la sensación de que Vladimiro lo que siempre tuvo claro es que quería controlarla. Porque la energía es un arma de guerra, siempre-siempre, y la nuclear... más que ninguna otra (no me imagino a ningún ejército tratando de controlar un parque eólico o uno solar... pero... lo de una nuclear... pues ya cambia la cosa, ¿verdad?).

El que por lo visto sí que afina el tiro es el señor de los morritos. Trump puso el ojo; puso después la bala; y le ha hecho un roto (parece) al programa nuclear iraní, que no sabemos si es un programa de horario infantil (uy, quise decir programa civil), o un programa militar súpermachote, que cualquiera sabe lo que está cociendo Jamenei en su tierra santa. En todo caso, Donald sí ha apretado, sin tapujos, su botón nuclear: “las principales instalaciones de enriquecimiento nuclear de Irán han sido completamente destruidas”, anunciaba ufano el presidente en un mensaje a los *states*.

La energía nuclear es un arma de guerra en tiempos de guerra y es un polvorín en tiempos de paz. Un peligro en tiempo presente (a la vista está) y un riesgo evidente en materia de seguridad en lo por venir. Porque sus profetas, esos que nos contaron a mediados del siglo XX que habían encontrado el bálsamo de Fierabrás (energía infinita y barata), siguen sin encontrarle solución (desenredo) al nudo gordiano de los residuos, que llevan décadas barriendo bajo la alfombra, porque ojos que no ven, eso que se ahoran...

Greenpeace está ahora concentrada en la fosa Atlántica, frente a las costas de Galicia, adonde varios países europeos iluminados arrojaron durante décadas su basura nuclear, que sigue allí, esperando. En clave polvorín. Peligrosa.

La nuclear es cara (aunque la ocultes bajo la alfombra), nos secuestra (no vamos a poder quitarle el ojo en mucho tiempo) y nos hace más dependientes. De la Rusia de Putin, por ejemplo (y de naciones de su órbita), que siguen siendo fuente principal del uranio enriquecido que usan las centrales de Iberdrola, Endesa y compañía.

Sí, energía cara, peligrosa y que nos hace dependientes, y “solución” inútil cuando se la necesita. La nuclear, que siempre presumió de firmeza y de estabilidad, de ser respaldo, de la seguridad que le daba al suministro... pues no nos salvó del cero.

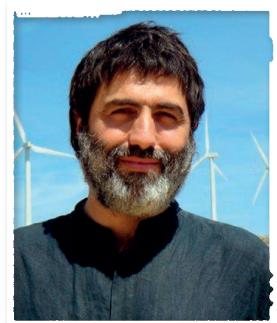
Es más: nos podía haber puesto a 100 si, por algún imponderable, hubiera fallado alguno de sus sistemas de... seguridad, eso que tanto preocupa a las señoras de Bruselas (Von der Leyen y Ribera), que anunciaron 800.000 millones de euros para la “seguridad” y defensa de la UE hace unas semanas, o a los señores de la OTAN (Trump y Rutte), que firmaron un papel hace unos días para elevar el gasto atlántico hasta el 5% (del PIB de sus miembros).

¿Qué hacemos: nos gastamos ese dineral en esa “seguridad” o nos lo gastamos en energías autóctonas que nos independizan y redes? La propia Comisión Europea estimaba a finales de 2023 que harían falta 584.000 millones de euros de inversión en redes teniendo en cuenta la antigüedad de las actuales “y que la capacidad de transmisión transfronteriza se duplicará de aquí a 2030”. ¿Apostamos por las redes o por el 5% del PIB de papi Donald?

La pregunta es: y, si viene el enemigo y nos encuentra a oscuras (porque resulta que hubo un apagón), ¿qué seguridad (y defensa) tendremos?

Dos conclusiones. (1) La seguridad pasa por una Europa más conectada, más unida, no más armada. Y (2) la nuclear no tiene alternativa. Tiene alternativas. Muchas. Más seguras. Mucho, mucho, mucho más seguras. Y limpias. Y nuestras. Las contamos todos los meses aquí. Y la termosolar es una de ellas. Polivalente. Multipropósito. Produce electricidad y calor. No depende de los señores del uranio, no enriquece régimes totalitarios, no necesita guerras ni fosas.


Antonio Barrero F.



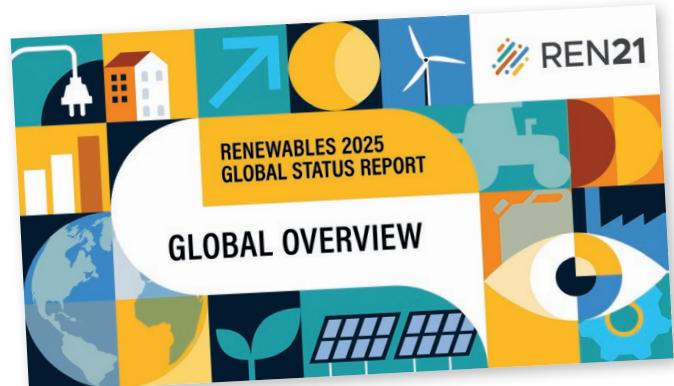
■ INFORME RENEWABLES 2025 GLOBAL STATUS

China 445 – USA 49. ¿Hay más preguntas?

El sector renovable global ha conectado 741 gigavatios de potencia en 2024 (+18%), el mayor incremento anual jamás registrado, un crecimiento que tiene dos focos: (1) China, que aportó por sí sola el 60,2% (445 GW) de ese total, y (2) la fotovoltaica, que ha representado este curso pasado el 81% de la nueva potencia renovable. Sin embargo, a pesar de ese registro anual histórico, que ha elevado la potencia del parque renovable global hasta los 4.770 GW, el mundo sigue lejos de los 11.000 gigas, que ese es el objetivo señalado en la última Cumbre Mundial del Clima para el año 2030. La red global de expertos en energía REN21 acaba de publicar su último Renewables Global Status Report, un informe (probablemente EL informe) que mejor analiza el avance de la transición energética mundial. Esto es lo que cuenta.

La Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático de 2023 celebrada en Dubái, Emiratos Árabes Unidos (COP 28), sirvió entre otras cosas para que las partes reafirman su compromiso con el objetivo de que los países desarrollados triplicaran la capacidad global de energías renovables para 2030, como parte de los esfuerzos para mitigar el cambio climático, un objetivo que demanda una aceleración significativa en la inversión y despliegue de tecnologías limpias en todo el mundo.

A pesar del objetivo global establecido en la COP 28 de triplicar la capacidad mundial de energía renovable para 2030, se proyecta que los planes y objetivos nacionales existentes solo alcanzarán la mitad de la expansión necesaria, según el informe de REN21. Esto se traduce



en un déficit proyectado de 3,8 teravatios, o el 34 %, según las trayectorias políticas vigentes. Entre las principales tecnologías de energía renovable, solo la energía solar fotovoltaica están en vías de alcanzar los niveles de crecimiento requeridos.

Sin embargo, con el respaldo de una implementación de políticas más sólida, el despliegue de todas las demás tecnologías renovables deberá acelerarse sustancialmente para contribuir significativamente a los objetivos globales. La COP 29 celebrada en 2024 en Bakú, Azerbaiyán, tuvo por objetivo principal definir cómo lograr este objetivo y cómo reunir la financiación necesaria para lograrlo, aunque su implementación permaneció imprecisa.

DESPLIEGUE RENOVABLE EN 2024

Según los datos de REN21, Las adiciones de capacidad de energía renovable a nivel mundial totalizaron 741 gigavatios (GW) en 2024,



y China por sí sola representó el 60,2% (445 GW). Europa contribuyó con el 12,4% (92 GW), seguida de Asia y Oceanía (excluyendo India y China) con el 9,8% (73 GW) y América del Norte con el 7,6% (56 gigavatios, repartidos entre Canadá, algo más de 7.000, y Estados Unidos, 49.000). India agregó 36 GW (4,8%) en 2024, mientras que Brasil agregó el 2,4% (18 GW), y el resto de América Latina y el Caribe aportó solo el 1,0% (8 GW).

Por su parte, África y Oriente Medio representaron colectivamente solo el 1,7% (13 GW) de las adiciones de capacidad de energía renovable. Estas cifras muestran que la mayor parte del crecimiento continuó concentrándose en unos pocos mercados clave (en particular China), mientras que muchas regiones siguen estando muy subrepresentadas en la transición energética global.

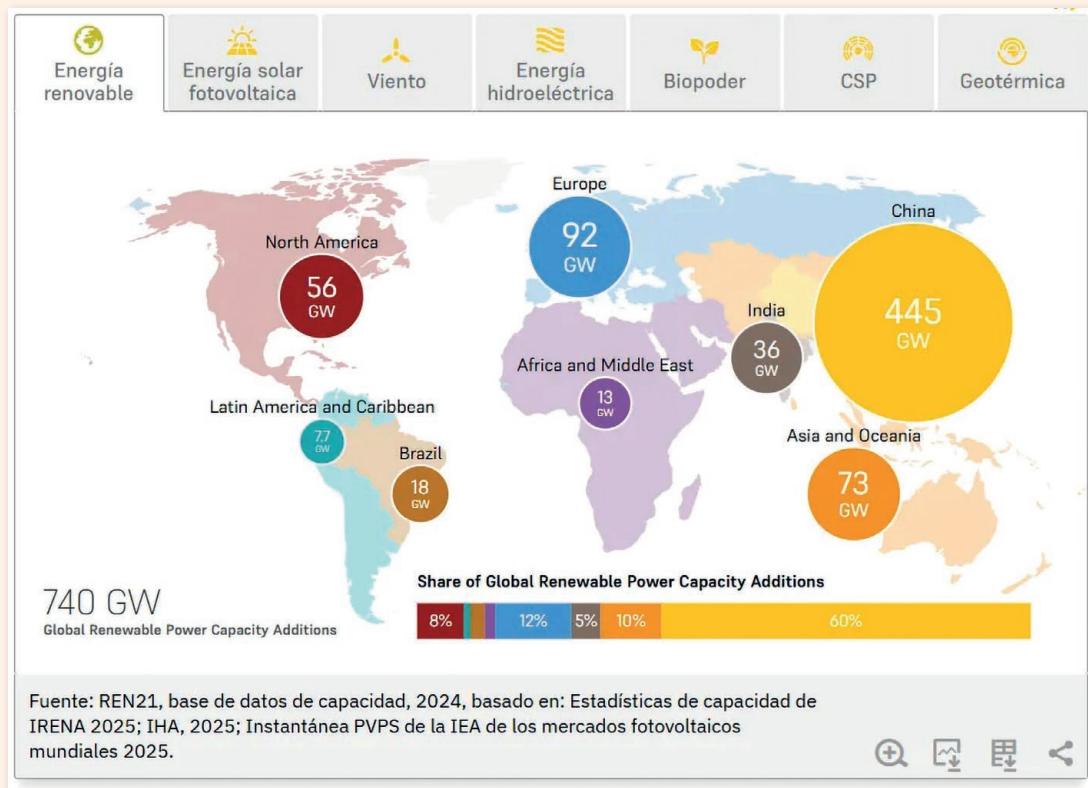
La energía solar fotovoltaica fue el claro impulsor de este crecimiento, representando el 81% de las nuevas incorporaciones de capacidad en 2024, seguida de la energía eólica con el 16%. La energía hidroeléctrica contribuyó solo con el 2%, y las otras energías renovables (bioenergía, geotermia, energía solar térmica concentrada [CSP] y las energías marinas) representaron solo el 1% de la capacidad recién instalada.

SOLAR FOTOVOLTAICA

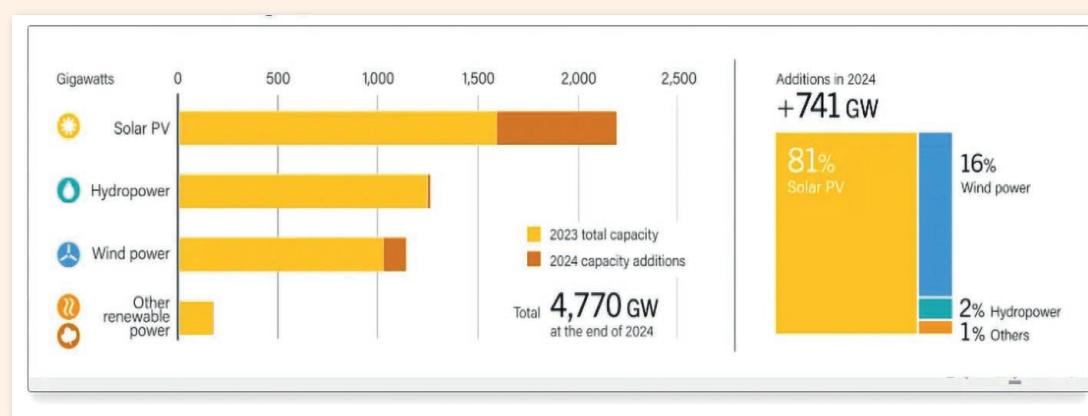
Impulsada por la rápida caída de los costos, las implementaciones a gran escala y las cadenas de suministro consolidadas, la energía solar fotovoltaica ocupa una posición dominante no solo como la tecnología de energía renovable de más rápida expansión, sino también como la mayor fuente general de capacidad de energía renovable.

En concreto, la capacidad solar fotovoltaica instalada acumulada superó la marca de los 2 teravatios (TW) en 2024, alcanzando los 2,25 TW, casi el doble del total mundial en 2022. Sin embargo, a pesar de su contribución dominante, la tasa de crecimiento anual de

Adiciones de capacidad de energía renovable, por región, 2024



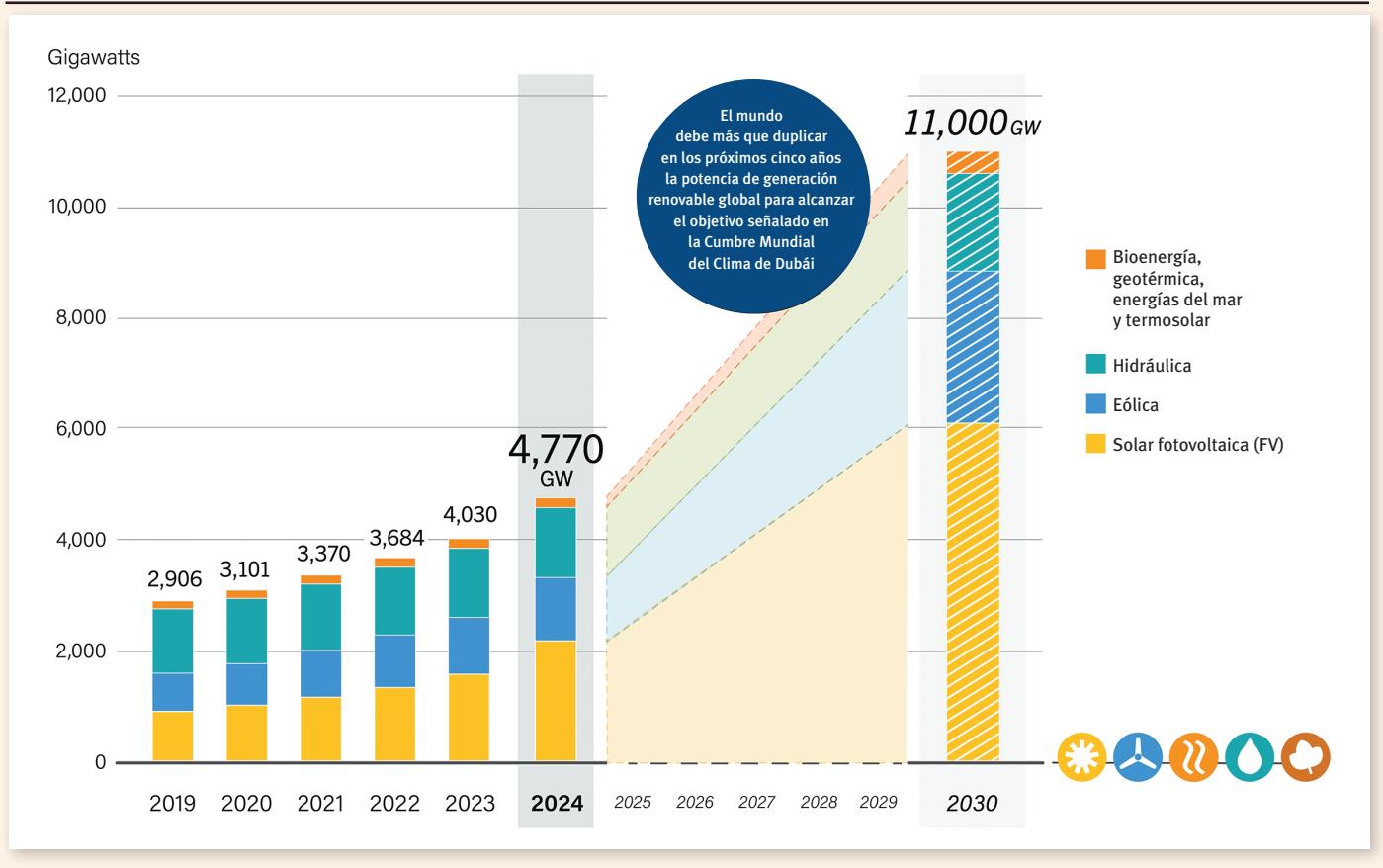
Capacidad total instalada y adiciones de energía renovable, por tecnología, 2024



las adiciones de capacidad de energía solar fotovoltaica cayó al 32%, frente al 82% en 2023 y el 35% en 2022. En 2024, se añadieron aproximadamente 602 GW de nueva capacidad, un 32 % más que en 2023, comparable a la capacidad acumulada instalada a nivel mundial en 2019.

Este crecimiento continuo fue impulsado por mercados históricamente importantes como China (alrededor del 60 % del crecimiento), Estados Unidos (8 %) e India (5 %); sin embargo, algunos nuevos participantes también fueron significativos. Por ejemplo, en Pakistán (3 %), la energía solar fotovoltaica combinada con sistemas de baterías se ha convertido en una opción atractiva para lograr la autonomía energética. En concreto, Pakistán instaló más capacidad solar fotovoltaica en 2024 que Italia, Francia y Australia juntas.

Potencia de generación renovable, por tecnologías (lapso 2019–2024) y Objetivo 2030 (once mil gigavatios)



Los desafíos a los que se enfrentan las renovables

- La ambición climática se debilitó a medida que varios gobiernos dieron marcha atrás en sus compromisos anteriores, mientras que las restricciones comerciales y los entornos regulatorios impredecibles agregaron incertidumbre en los mercados de energía renovable.
- Los subsidios a los combustibles fósiles siguieron distorsionando los mercados energéticos, desviando recursos públicos y perjudicando a las energías renovables.
- Las condiciones financieras restrictivas, como las altas tasas de interés, la inflación y la deuda, dificultaron el acceso al capital, especialmente en las economías en desarrollo. El aumento de los costos operativos y la incertidumbre en la rentabilidad resultaron en márgenes de mercado estrechos, lo que debilitó aún más la confianza de los inversores.
- El desarrollo de proyectos se vio frenado por barreras estructurales, como retrasos en la obtención de permisos, desinformación y, en algunos casos, la oposición social. La escasez de mano de obra cualificada y la falta de capacidad y flexibilidad de la red eléctrica limitaron aún más la capacidad de despliegue.
- La demanda de energía aumentó, impulsada por el aumento de la demanda de refrigeración, el crecimiento de la infraestructura digital y la expansión de las flotas de vehículos eléctricos. Al mismo tiempo, el acceso a la energía sigue siendo un gran desafío, ya que millones de personas aún carecen de servicios básicos de electricidad, especialmente en el África subsahariana.
- La adopción de energías renovables se concentró en un conjunto limitado de tecnologías (en particular, la energía solar fotovoltaica y la eólica) y en regiones específicas, lo que deja a muchas partes del mundo desatendidas.

Eólica

En segundo lugar figura la energía eólica, que sumó 117 GW a nivel mundial. Nuevamente, China continuó expandiendo su capacidad de energía eólica, añadiendo 79,8 GW en 2024, mientras que las adiciones en otras regiones se desaceleraron significativamente, según los datos de REN21. En concreto, la capacidad eólica acumulada en operación en todo el mundo creció un 11,2% hasta los 1.135,4 GW, durante 2024.

REN21 estima que se conectaron 116,8 GW de nueva capacidad eólica a las redes eléctricas mundiales en 2024, un nuevo récord. En concreto, las instalaciones eólicas terrestres aumentaron un 3,1%, hasta los 109 GW, mientras que las eólicas marinas cayeron un 27,5%. China volvió a dominar las adiciones de energía eólica mundial, representando el 68,3%; sin incluir a China, las adiciones globales cayeron un 9,6%.

2024 fue un año difícil para la industria eólica, con un despliegue que se vio frenado por varios factores, entre ellos la inestabilidad política y normativa, el aumento de los costes y riesgos, los desafíos relacionados con los permisos y la red eléctrica, y la creciente oposición en algunos países clave. Sin em-



La calidad de los nuevos sistemas de autoconsumo de Solarwatt te van a proporcionar la mayor **RENTABILIDAD** ☀



**MARCA SOLARWATT EN TODOS LOS COMPONENTES.
LA MEJOR GARANTÍA DEL MERCADO.
SEGURO GRATUITO A TODO RIESGO LOS CINCO PRIMEROS AÑOS.**

**LANZAMIENTO EN ENERO DE 2025
¡UNETE A NUESTRA RED NACIONAL
DE PARTNERS!**

917 236 854 | info.spain@solarwatt.com

En cooperación con



powering a better tomorrow

de esta desaceleración fue una disminución sustancial de la inversión en energía eólica, señalan los autores del informe.

En 2024, la generación mundial de electricidad alcanzó un récord de alrededor de 30,9 mil teravatios-hora (TWh), y las energías renovables representaron casi un tercio (31,9%) del total. Los combustibles fósiles siguieron siendo la fuente de electricidad dominante, generando 18,2 mil TWh y representando el 59,1% del total, aunque esta participación ha estado disminuyendo; la energía nuclear representó el resto (9%).

La energía hidroeléctrica se mantuvo como la principal fuente de electricidad renovable (14,3 % del total), mientras que la energía eólica y solar experimentaron el crecimiento más dinámico. Entre 2015 y 2024, la generación de energía solar se multiplicó por 16, alcanzando los 2132 TWh (6,9 %), mientras que la generación eólica se multiplicó por casi cuatro, alcanzando los 2494 TWh (8,1 %).

Además, la bioenergía y la geotérmica aportaron conjuntamente 800 TWh (2,6 %). Gracias al aumento constante de la generación eólica y solar, las energías renovables están ayudando a satisfacer la creciente demanda de electricidad, a la vez que desplazan cada vez más a los combustibles fósiles en el sector eléctrico.

DEMANDA

A pesar de este impulso, el crecimiento de las energías renovables no pudo seguir el ritmo de la creciente demanda mundial de electricidad, que siguió aumentando en 2023 por el aumento de las temperaturas, la expansión industrial y la rápida electrificación en los mercados emergentes.

El aumento se reflejó en todos los sectores de uso final, ya que el consumo final total de energía (CEFT) creció un 2,2%. La proporción estimada de energía renovable en el CEFT en 2023 fue del 13,5%. La industria siguió siendo el mayor sector de uso final, representando el 34% del consumo total, seguido de los edificios (31%), el transporte (31%) y la agricultura (2,5%) y otros usos energéticos (1,5%).

En 2023, Islandia siguió siendo el país con la mayor proporción de energía renovable en el CEFT, con un 83%, gracias a la energía hidroeléctrica y geotérmica; le siguieron la República Democrática Popular Lao (RDP) (73%) y Gabón (66%), ambos países que dependen en gran medida de la energía hidroeléctrica.

Más información

→ ren21.net



bargo, las instalaciones repuntaron en algunos mercados emergentes y varios países experimentaron avances políticos positivos

HIDROELÉCTRICA

En 2024, la energía hidroeléctrica siguió desempeñando un papel central en la generación de electricidad renovable, con una producción total que alcanzó una estimación de 4.578 TWh. A nivel mundial, se añadieron 16,2 GW de capacidad en 2024, con nuevamente China emergiendo como el actor dominante, ya que añadió 6,7 GW de nueva capacidad convencional y mantuvo su posición como principal productor de energía hidroeléctrica, generando más de 1.400 TWh. Otros países que contribuyeron a la incorporación de nueva capacidad fueron Tanzania (añadió 1,9 GW), Etiopía (1,2 GW), Bután (1,1 GW) y Pakistán (0,9 GW).

BIOENERGÍA, GEOTERMIA, CSP Y ENERGÍAS DEL MAR

La capacidad en bioenergía, geotermia, energía oceánica y la energía termosolar de concentración (CSP) se mantuvo relativamente estable, totalizando colectivamente 177 GW. La capacidad de bioenergía aumentó 4,6 GW en 2024, debido principalmente a nuevas instalaciones en China y Francia, alcanzando un total global de 155 GW.

La generación de electricidad a partir de instalaciones de energía de biomasa sólida aumentó a nivel mundial a 711 TWh, aunque cayó en Europa, donde los principales productores como Suecia, Finlandia, Dinamarca y los Países Bajos vieron reducciones, impulsadas por cambios en la política ener-

gética, la competitividad del mercado y menores importaciones de pellets.

Se estima que la generación mundial de electricidad geotérmica alcanzó los 99 TWh en 2024. Durante el año se añadieron al menos 400 megavatios (MW) de nueva capacidad, lo que elevó la capacidad instalada total a alrededor de 15,1 GW. Más de la mitad de estas incorporaciones se produjeron en Nueva Zelanda, seguidas de desarrollos notables en Filipinas, Turquía, Indonesia, Estados Unidos y Japón.

La capacidad total instalada de energía termosolar de concentración (CSP) aumentó en 350 MW hasta alcanzar los 7,2 GW en 2025. La dinámica positiva de 2023 continuó, con varios proyectos nuevos iniciados en China, donde la cartera de CSP siguió expandiéndose y los primeros proyectos del actual período de cinco años del país se conectaron a la red.³⁹ Las políticas favorables de China para la CSP están ayudando al país a impulsar el mercado mundial de CSP.

GENERACIÓN

El análisis de REN21 revela que la generación de electricidad a partir de energías renovables aumentó un 10 % en 2024, duplicando el aumento del 5 % observado en 2023. Sin embargo, este crecimiento estuvo acompañado de una desaceleración de la inversión.

Aunque la inversión mundial total en energías renovables alcanzó los 728 000 millones de dólares en 2024, un 8 % más que el año anterior, esta cifra estuvo muy por debajo de las tasas de crecimiento del 19 % en 2023 y del 23 % en 2022. La principal razón

Cae casi 30 puntos la deuda del sistema eléctrico

La deuda del sistema eléctrico español se situó a 31 de diciembre de 2024 en 5.727 millones de euros, lo que supone una caída de más de veintisiete puntos (-27,2%) con respecto a la que el sistema registraba un año antes (7.866 millones de euros). El dato acaba de hacerlo público la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) en su último "Informe sobre el estado actual de la deuda del sistema eléctrico". Según las previsiones, el pago finalizará en 2028.

La deuda se estructura actualmente en dos categorías de derechos de cobro: (1) el Fondo de Titulización del Déficit del Sistema Eléctrico (FADE), que representa el 81,6% del importe total pendiente de cobro a 31 de diciembre de 2024; y (2) el Déficit 2013, que supone el 18,4% restante. La anualidad estimada de los derechos de cobro para este año (2025) asciende a 2.390 millones de euros, un 0,80% superior a la satisfecha en 2024. Esta cantidad incluye ya los ajustes estimados que se derivarán de amortizaciones de bonos de FADE. El coste medio ponderado de la deuda en 2025 se estima en el 3,498%, 106 puntos básicos más con respecto al coste medio ponderado de la deuda en 2024.

En la anualidad prevista para FADE en el año 2025, un 9,1% correspondería al pago de intereses. En términos agregados, los intereses representan el 9,0% del total de la anualidad de la deuda del sistema eléctrico en el año 2025. En términos absolutos, los intereses de la deuda estimados para el año 2025 ascienden a 215,5 millones de euros, de los que el 89% (192,4 millones) corresponden a los intereses asociados a la anualidad de FADE.

En términos absolutos, los intereses estimados para el año 2025 ascienden a 215,5 millones de euros.

Más información

cnmc.es



P I N I Ó N
LA CANDELA



Rafael Barrera

Director de Anpier

rafael.barrera@

anpier.org

@Barrena_Rafa

Falta de conexión

Nuestro sector eléctrico tiene, en no pocas ocasiones, algo de cainita, de "pisarse el cable entre electricistas", nos falta conexión. Cada tecnología de generación procura incrementar o mantener su cuota de mercado y, para ello, ensalza sus virtudes y escamotea las deficiencias de su tipología de generación, una política de comunicación lógica y coherente con la legítima defensa de los intereses de cada subsector.

Pero, algunas veces, las palabras, los argumentos, van más allá de loas a mayor gloria del noble, inmaculado y simpar origen de los kilovatios hora a los que representan y, como ocurrió durante el gran apagón, en medio de la oscuridad, en la confusión social, brilla alguna afilada daga que procura rasgar con descredito la imagen de aquellos

kilovatios hora con los que se disputa precio y mercado.

Estas diferencias soterradas se palpan entre tecnologías "clásicas" y disruptivas, entre fósiles y renovables, entre las propias renovables e, incluso, dentro de la misma fotovoltaica; todo ello a través del uso de diversas y sencillas etiquetas: limpias, sucias o lavadas; firmes o intermitentes; baratas o caras; centralizadas o distribuidas; autóctonas o dependientes del exterior... Toda una fiesta de calificativos a la que ahora se incorpora otro elemento discriminador: síncronas y asíncronas.

Quizá, esta lucha dialéctica sobre fortalezas y debilidades propias y ajena permita una mejor toma de decisiones a las administraciones, que han de incentivar o penalizar unas u otras fuentes de producción a través de las diferentes políticas energéticas. Al consumidor le llega un eco lejano, una simplificación de las realidades –buscada por los emisores– y, en función de los entornos y de los medios de comunicación en los que se propagan unos u otros mensajes, se caracterizan las distintas fuentes de generación llegándose, incluso, a una estrembótica politización de las tecnologías, que ahora pueden ser "de derechas" o "de izquierdas".

Si nos creemos el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, si asumimos la transición ecológica-energética, si hay un rumbo coherente marcado en Europa y España que va a transformar de forma indefectible y progresiva nuestro mix, también deberíamos contar con una mayor comuniún entre los variados actores de la cadena. En este sentido, impulsar entre todos la electrificación ensancharía un mercado en el que todas las modalidades tienen su sitio, su función, su recorrido y su volumen de negocio, una tarea que debería ser urgente y en la que el sector eléctrico parece que está fracasando.

En este ecosistema, el "pez chico", el sector eléctrico, tardará mucho más tiempo en crecer y conseguir la fortaleza que se precisa para alcanzar al "pez grande", el sector del gas y el petróleo. La preocupante ausencia del incremento de la electrificación de los consumos energéticos se ha convertido en el gran obstáculo para una transición energética efectiva; la constante penetración de instalaciones de producción eléctrica/renovable está constituyendo una oferta desmesurada frente a una demanda pobre y, con ello, un hundimiento de los precios horarios de los kilovatios hora diurnos, que ha colocado a los productores renovables en una situación de alarma. Una mayor cohesión sectorial para, al menos, promocionar las bondades del consumo de energía eléctrica en cada ámbito productivo de nuestra economía sería deseable; pero solo un pequeño grupo de organizaciones ha intentado de forma conjunta, aunque con recursos muy limitados, el fomento del consumo de kilovatio hora con independencia de su procedencia.

Al final, es a los responsables en materia energética del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a los que les toca la muy difícil tarea de, procurando lo mejor para el país, actuar como árbitro en este complejo juego de intereses e impulsar la electrificación, una labor compleja, cuyo éxito o fracaso se verificará a largo plazo, por suerte o por desgracia para los que asumen tan elevada responsabilidad.

.....
Impulsar entre todos la electrificación ensancharía un mercado en el que todas las modalidades tienen su sitio, su función, su recorrido y su volumen de negocio
.....

La eólica marina conectará en 2025 el doble de potencia que en 2024 y triplicará en 2027

El sector ha instalado mar adentro (offshore) ocho mil megavatios de potencia eólica en 2024 y prevé instalar 34.000 en 2030, o sea, que va a más que cuaduplicar el ritmo en solo cinco años. La previsión es del Consejo Global de la Energía Eólica (Global Wind Energy Council, GWEC), que acaba de publicar su informe anual sobre eólica marina: *Global Offshore Wind Report 2025*. El informe radiografía en tiempo presente la eólica de todos los mares y adelanta previsiones a 2030 y 2034. Dos son las cifras clave: (1) el mundo ha añadido a su parque eólico marino global 8.000 megavatios de nueva potencia en 2024; y (2) el parque marino global suma ya 83.000 megavatios de potencia instalada, suficiente –estima GWEC– como para atender la demanda de 73 millones de hogares. 2024 ha sido el cuarto mejor año de la historia (en potencia instalada) para el sector.

Ha caído un 26% la potencia instalada mar adentro en 2024, pero las perspectivas para la década 2025–2034 son espectaculares, según el último anuario de la eólica marina del Consejo Global de la Energía Eólica: Global Offshore Wind Report 2025. Para empezar, dos datos que avalan esa estimación: (1) la potencia adjudicada en subastas en 2024 en todo el mundo ha alcanzado los 56.000 megavatios de nueva capacidad, registro top (nunca antes fue adjudicada tanta potencia eólica marina en doce meses); y (2) la industria está ahora mismo instalando 48.000 megavatios mar adentro, lo que también supone un máximo histórico (nunca antes la eólica marina registró tan frenética actividad). Dos datos—aval de que las estimaciones contenidas en este último anuario tienen fundamento, y un tercero en esa misma línea: GWEC prevé sean subastados en el bienio 2025–2026 hasta 100.000 megavatios más de potencia eólica marina. El informe del Consejo Global de la Energía Eólica sitúa tras ese frenesí los importantes avances políticos y normativos que están haciendo sobre el particular muchas naciones, entre ellas, Japón, Corea del Sur o Filipinas, avances que anuncian una nueva era (next wave of market expansion) para la eólica marina.

Pero si bien es cierto que son muchas las luces, también es cierto que permanecen fijas algunas sombras. El anuario eólico marino de GWEC señala como las barreras a superar las siguientes: para empezar, la situación macroeconómica (con varios vientos en contra), las varias subastas que han resultado fallidas en mercados maduros, ciertos cuellos de botella que siguen estrangulando al sector y la cre-

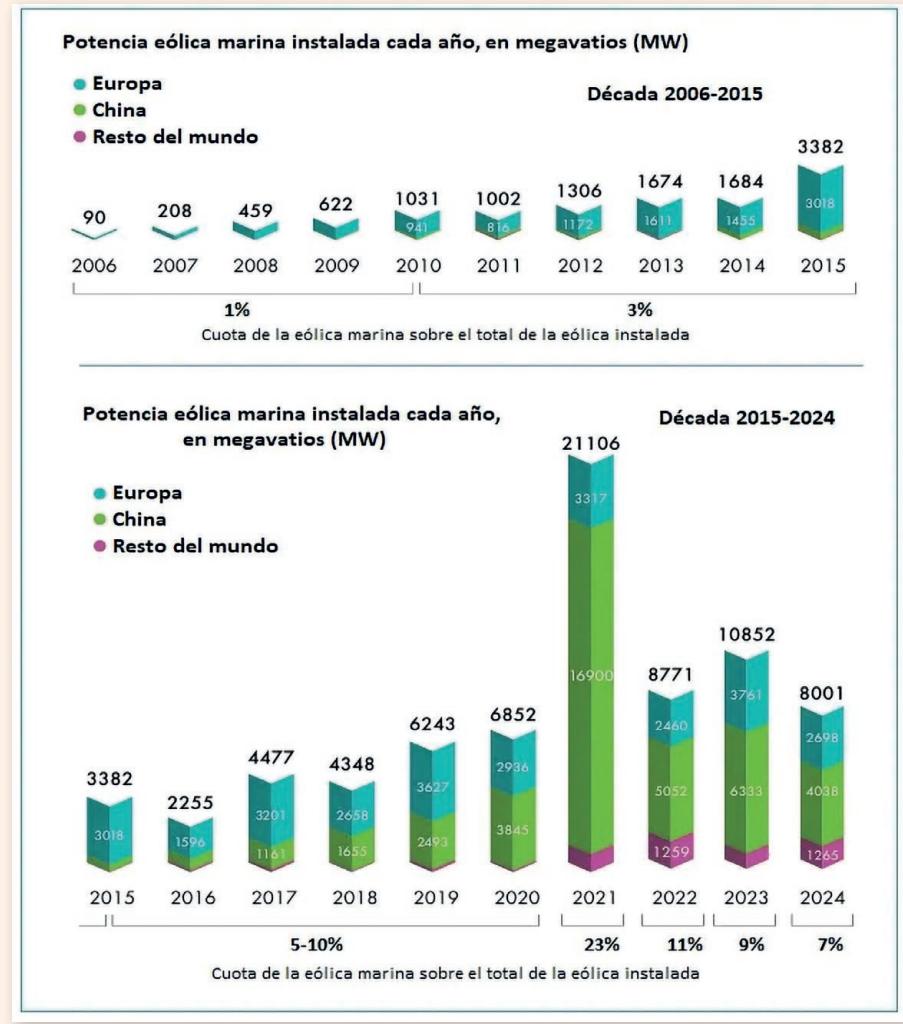
ciente inestabilidad política, “particularmente en los Estados Unidos”, todo lo cual ha contribuido a moderar las expectativas de GWEC en el corto plazo, expectativas que eran más optimistas hace un año.

En todo caso, y según la directora general adjunta de GWEC, Rebecca Williams, “la eólica marina está entrando en una nueva era, porque no solo tiene a día de hoy 83.000 megavatios ya instalados en todo el mundo, sino que mantiene ya cientos de miles de puestos de trabajo “y está impulsando el crecimiento económico” allí donde prospera.

Las tendencias fundamentales –continúa Williams– apuntan además inequívocamente en esa dirección: la eólica marina permanece “sólida como una roca”, y países de todo el mundo, desde Brasil a Australia, están respaldando ya su despliegue, lo que les permitirá, según la directora general adjunta de GWEC, obtener energía limpia y segura y ahondar en su soberanía energética. Son la vanguardia –señala– de “la próxima Revolución Industrial, aquella en la que el crecimiento y la prosperidad se edificarán sobre una amplia electrificación”

La responsable de GWEC reconoce en todo caso que quedan retos por resolver, “particularmente la inestabilidad política en los Es-

Potencia eólica marina instalada cada año, en megavatios (MW)



tados Unidos, que ha tenido un significativo impacto, así como las subastas fallidas en algunos mercados maduros". Pero la ruta de la eólica marina –considera– está clara: pasa por un diseño más inteligente de las subastas, unas mejores políticas y una transición más rápida. Y, en ese sentido, los indicios parecen favorables: "con unos niveles de construcción y subastas récord –apunta Williams–, 2025 es un año clave. Este es el momento en el que industria y gobiernos deben caminar juntos, y dar el paso a la siguiente fase de crecimiento de la energía eólica marina".

El equipo GWEC de Inteligencia sobre los Mercados –autor del anuario– estima que la potencia eólica marina que el sector va a instalar en 2030 más que cuadriplicará la potencia que ha instalado en 2024. En concreto, el mundo pasará de añadir 8.000 megas de nueva potencia en el mar (los que ha conectado este año pasado) a 34.000 a finales de esta década, en el año 2030. El creciente crecimiento no deja en todo caso de ser menor que el que GWEC preveía hace un año. Y es que el Consejo ha moderado sus expectativas a la luz de las barreras (y desafíos) antes señalados. En concreto, esas expectativas son un 24% más bajas que en el informe anual del año 23. ¿Motivos? Los susodichos: el modo Trump en el que se ha sumergido la gran nación del norte americano (el presiden-

El informe, en síntesis

- El sector ha instalado 8.000 megavatios de potencia eólica marina en 2024, cantidad mucho menor a la conectada un año antes (-26%). A pesar de ello, 2024 ha sido el cuarto año más fructífero (con más potencia instalada en el mar) de la historia.
- El mercado eólico marino global ha crecido una media de diez puntos cada año en la última década. Actualmente hay en el mar 83.200 megavatios eólicos, potencia que supone el 7,3% del total de la potencia eólica instalada en todo el mundo.
- China sigue encabezando la carrera (de la instalación anual de potencia), por séptimo año consecutivo, seguida por el Reino Unido, Taiwán, Alemania y Francia. Los cinco mercados top han sumado el 94% de toda la potencia instalada en 2024.
- El gigante del continente asiático es, con mucha delantera, la mayor potencia eólica marina del mundo. Controla la mitad del mercado global, seguido por el Reino Unido, Alemania, Países Bajos y Taiwán. Dinamarca, pionera de la eólica marina sale por primera vez del Top5.
- El Consejo Global de la Energía Eólica tiene registrados a finales de 2024 hasta 278 megavatios de eólica flotante (no hincada en lecho): 101 megavatios, en Noruega; 78 MW, en el Reino Unido; 40, en China; 27, en Francia; 25, en Portugal; 5, en Japón; y 2, en España.
- El anuario Global Offshore Wind Report 2025 prevé que el sector instalará 350.000 MW de nueva potencia eólica marina a lo largo de la década 2025–2034. GWEC estima así que el mundo tendrá 441.000 megavatios de potencia eólica en el mar a finales de 2034.
- Global Wind Energy Council estima así mismo que el sector doblará en 2025 la potencia instalada en el mar, la triplicará en 2027 y superará los 30.000 MW en 2030. En 2034, GWEC espera que el mundo alcance los 55 gigas, lo que supone que el 25% de la nueva potencia eólica instalada anual lo será en el mar (hoy es, como se dijo, el 7%).
- China y Europa continuarán dominando el crecimiento eólico marino en el corto plazo, pero su cuota de mercado sobre el global (en instalación acumulada) caerá hasta el 89% en 2029 y hasta el 84% en 2034, debido al crecimiento previsto en dos mercados clave (así los identifica GWEC): Asia–Pacífico y Américas (incluidas ahí la del norte y la del sur).



EFINTEC
Exposición y Fórum
de los Empresas Instaladoras
y Nuevas Tecnologías

LA FERIA DE REFERENCIA DEL SECTOR DE LA INSTALACIÓN Y LA ENERGÍA QUE NO TE PUEDES PERDER

Encuentra aquí
toda la información
www.efintec.es



**LIDERANDO LA
REVOLUCIÓN ENERGÉTICA**

8 / 9 · OCTUBRE · 2025

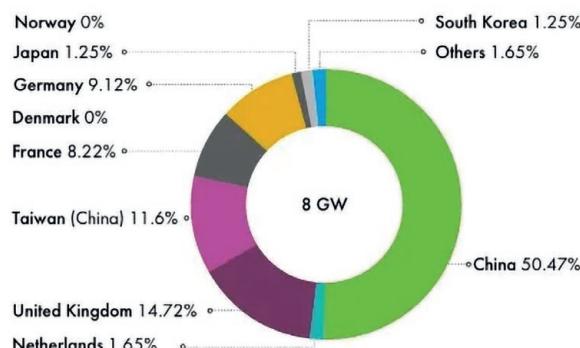


Fira Barcelona

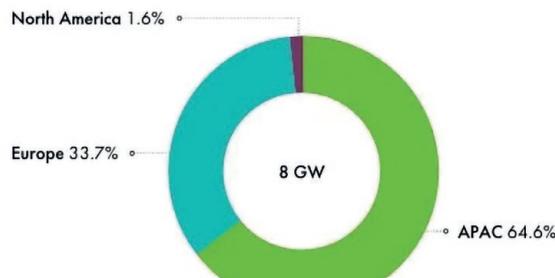
RECINTO GRAN VÍA · PABELLÓN 1

Nueva potencia eólica marina instalada en 2024, por naciones y por regiones

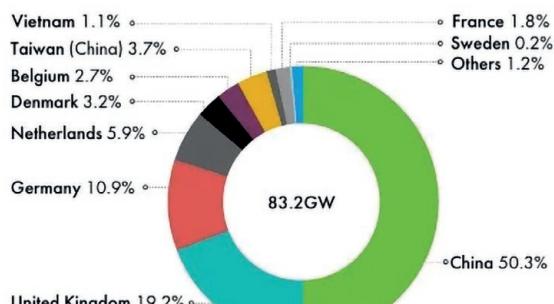
Nueva potencia eólica marina instalada en 2024, por naciones



Nueva potencia eólica marina instalada, por regiones



Cuota nacional sobre el parque eólico marino global (potencia)



Cuota regional sobre el parque eólico marino global (en instalaciones)



Fuente: Global Offshore Wind Report 2025 (GWEC)

te se ha manifestado muy beligerante con la eólica marina en su país) y las fallidas subastas de Dinamarca y Reino Unido. Además, GWEC añade así mismo como otro desafío a resolver el relacionado con las redes de transporte de electricidad, que en Europa están demorando su mejora y/o crecimiento, cada vez más necesarios para la conexión de nueva potencia eólica marina (y renovable en general). El problema además no es local. GWEC lo ha identificado también en la región Asia Pacífico. ¿Resultado? “El crecimiento continúa, pero está produciéndose a una velocidad menor”.

Sea como fuere, las ratios de crecimiento anual previstas para el corto-medio plazo son buenas: 28% hasta el año 2029 y 15% hasta el año 2034, lo que, en términos de capacidad –concreta el informe– supone que el sector instalará más de 30.000 megavatios de potencia eólica marina en el año 2030 y –ojo al dato– superará los 50.000, en el año... 2033

FILIPINAS, VIETNAM, COLOMBIA...

Otra de las tendencias significativas que recoge el anuario eólico marino 2025 de GWEC es la de la diversificación geográfica: mientras que en el corto plazo el crecimiento va a seguir concentrado en los mercados ya establecidos (Europa y China), muy pronto se van a unir a ellos regiones como Asia Pacífico y LatinoAmérica.

El informe concreta a escala nacional: en Japón, Corea del Sur, Filipinas, Vietnam, Australia, Brasil y Colombia, los gobiernos –dice el informe– están trabajando con la industria para establecer marcos políticos y regulatorios al objeto de acelerar el despliegue de potencia eólica marina. Estas señales políticas –sostiene el Consejo– constituyen un compromiso que sirve para vaticinar por dónde viene la próxima ola de expansión del mercado eólico marino global.

Según Steven B. Hedlund, presidente y consejero delegado de Lincoln Electric (que es una de las compañías patrocinadoras de esta edición del anuario GWEC), el sector ha seguido lidiando este año pasado (y va a continuar haciéndolo en lo por venir) con retos regionales exigentes, pero, a pesar de ellos, el informe 2025 revela un progreso generalizado de la eólica marina a escala global, “con grandes inversiones en capacidad de cimentación y torres”.

Hedlund destaca los tres retos que ha identificado el informe, retos que ha de enfrentar la eólica marina en su viaje al éxito: (1) el rol esencial que están llamados a desempeñar los fabricantes en el despegue de la tecnología; (2) la importancia que ya tiene (y creciente) de la cualificación profesional (va a hacer falta mucha mano de obra adecuadamente cualificada); y (3) lo trascendente que va a ser el escalado de las cadenas de suministro.

“Creemos –explica el presidente de Lincoln Electric– que para desbloquear el enorme potencial de crecimiento que tiene la eólica marina, la colaboración de la cadena global de suministro es crucial. Y por ello apelamos a todas las partes a que trabajen estrechamente para conducir la nueva ola de crecimiento eólico marino global que viene”.

Coincide con Hedlund el presidente de Mingyang, Zhang Qiyi (Mingyang es uno de los fabricantes de aerogeneradores marinos más importantes del mundo): desbloquear totalmente el potencial eólico marino “requiere –apunta Qiyi– una regulación que apoye al sector de manera consistente, que elimine riesgos para los inversores, que dé confianza y seguridad a la ejecución de los proyectos, y que construya cadenas de suministro resilientes a través de la visibilidad de la demanda en el largo plazo”.

Más información

gwec.net

■ 780.000 millones de dólares de inversión en renovables

El dato aparece en la última edición (la décima) del informe World Energy Investment, documento en el que la Agencia Internacional de la Energía (AIE) radiografía por una parte la inversión en energía en 2024 y en el que, por otra, hace una estimación de lo que va a ser en 2025. Cuatro claves, para empezar: (1) según el X World Energy Investment, la inversión mundial en energía va a aumentar en 2025 dos puntos con respecto al curso anterior (+2%), hasta los 3,3 billones de dólares; (2) China será el mayor inversor de largo (invertirá casi tanto como Estados Unidos y Europa juntos); (3) el sector solar fotovoltaico será el que más inversión reciba en 2025 de entre todas las tecnologías y soluciones energéticas (450.000 millones de dólares); y (4) aunque las tendencias muestran que nos acercamos a una nueva era (AIE habla de la "Era de la electricidad"), la inversión en redes (400.000 millones de dólares) "no está a la altura del gasto en generación y electrificación".

Las tecnologías limpias se han anotado 2,12 billones de dólares de inversión en 2024; los combustibles fósiles, 1,1; la energía nuclear, 0,08 (82.000 millones de dólares, según el informe de la AIE). De los 2,12 billones de dólares "limpios" (clean technologies) registrados por la Agencia, 780.000 millones de dólares han ido a parar a las renovables; 773.000 a eficiencia y uso final; 480.000 a redes y almacenamiento.

La Agencia considera que ese número espectacular (2,2: máximo de toda la historia) es fruto de varios factores: los esfuerzos que están haciendo muchas naciones por reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero, la creciente influencia de las políticas industriales, la también creciente preocupación por la seguridad energética y, por fin, la competitividad alcanzada por las soluciones basadas en la electricidad (*the cost competitiveness of electricity-based solutions*).

Más información

→ iea.org



José Donoso Alonso
Director general de UNEF
→ j.donoso@unef.es

P I N I Ó N
REFLEXIONES AL SOL

El RDL de actualización del sistema eléctrico: un sistema más robusto gracias a la fotovoltaica

La aprobación del Real Decreto-Ley 7/2025 de actualización del sistema eléctrico el pasado 24 de junio constituye una norma transformadora y necesaria. Desde UNEF celebramos esta decisión que proporcionará mayor estabilidad, robustez y flexibilidad a nuestro sistema eléctrico, permitiendo a nivel regulatorio lo que la energía fotovoltaica ya era capaz de hacer a nivel tecnológico, e impulsando todo su potencial como nueva

energía convencional.

Este RDL es, por tanto, la respuesta a la necesidad imperiosa de adaptar nuestro marco regulatorio a la realidad actual de las energías renovables, y en concreto a la energía fotovoltaica. Una de sus contribuciones más relevantes es permitir el desarrollo del almacenamiento, especialmente facilitando la hibridación de baterías con plantas ya existentes, que podrán avanzar de forma rápida. Esta racionalización del almacenamiento contribuirá además a abaratar costes significativamente, beneficiando a todos los consumidores. Es decir, robustece el sistema eléctrico, fortalece la economía de los ciudadanos y la de las plantas fotovoltaicas, mejorando la viabilidad económica de los proyectos.

La normativa también aporta una flexibilidad necesaria al establecer una planificación de redes más dinámica y al racionalizar los hitos, permitiendo que se consigan los objetivos de manera más realista. Esta flexibilidad se extiende también a las mejoras en el autoconsumo mediante la creación del gestor del autoconsumo colectivo, la ampliación hasta 5km del radio para compartir excedentes, y el desarrollo de la figura del agregador, que añadirá una capa adicional de eficiencia al sistema al optimizar la demanda en horas de mayor generación solar. Y se dan además pasos importantes hacia la electrificación, contribuyendo a la descarbonización de los usos finales y por tanto a nuestra independencia energética frente a la incertidumbre internacional.

Este conjunto de medidas, junto a la aprobación de la actualización del PO 7.4, hacen posible que la fotovoltaica contribuya al control de tensión de la red, una demanda histórica del sector que convierte a esta tecnología en un actor clave para la estabilidad del sistema.

Hablamos de avances que nos acercan decisivamente a cumplir los objetivos climáticos y que también consolidan las bases para aprovechar la extraordinaria oportunidad que la energía fotovoltaica representa para España. Porque estas medidas no solo mejoran el sistema eléctrico, también podrán impulsar la economía de los ciudadanos y de todo el país, ya que la energía fotovoltaica supone una de las grandes ventajas competitivas de España: por primera vez en nuestra historia reciente tenemos el recurso solar, la tecnología y el conocimiento para atraer las mejores inversiones y liderar la transición energética europea.

Pero el camino no termina aquí. Ahora llega el momento más crucial: la convalidación en el Parlamento. Y para ello es fundamental que todos los grupos políticos comprendan que estamos ante una cuestión que trasciende las estrategias personales o partidistas. Porque las medidas del RDL trascienden su primer objetivo; no se trata solamente de estabilidad para el sistema eléctrico, se trata de soberanía, de prosperidad económica y de liderazgo internacional para España. De consolidar un modelo energético basado en recursos propios que nos protegerá de las volatilidades internacionales.

Desde UNEF hacemos un llamamiento a la responsabilidad de todos los representantes políticos para que apoyen esta iniciativa, e instamos a que prevalezca el interés general sobre cualquier cálculo político. El futuro energético de España se decide ahora, y la aprobación de este RDL transformador es imprescindible para tener un sistema eléctrico del siglo XXI en el que seamos líderes, y no un actor secundario.

Hacemos un llamamiento a todos los grupos parlamentarios para que convaliden este decreto-ley y prevalezca el interés general sobre cualquier cálculo político

Erre que erre hasta cerrar el círculo

Renovables. Recuperación. Reciclaje. Reutilización. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico acaba de anunciar el lanzamiento de RenoCicla, un programa con el que quiere impulsar “la economía circular de bienes de equipo para energías renovables”. RenoCicla cuenta con un presupuesto de 100 millones de euros que prevé destinar a (1) “instalaciones y plantas de segunda vida y reutilización y/o reciclaje de paneles solares fotovoltaicos, baterías de litio y palas de aerogeneradores” y (2) “proyectos de innovación en el ecodiseño de los componentes y equipos para tecnologías renovables, con el objetivo de mejorar su vida útil, su reutilización y su reciclabilidad”.

La iniciativa será gestionada por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), forma parte del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica (perte) de Economía Circular y contribuirá a crear –ese es su objetivo– toda una cadena de valor industrial en torno al “tratamiento avanzado y reutilización de los residuos asociados al despliegue renovable en España”.

El programa RenoCicla destinará 80 millones de euros a ayudas a “nuevas inversiones en instalaciones y plantas de segunda vida y reutilización y/o reciclaje de paneles

solares fotovoltaicos, baterías de litio y palas de aerogeneradores”.

Transición Ecológica quiere primar con esta línea de las ayudas “aquellas actuaciones más avanzadas, capaces de mejorar el tratamiento y valorización de los equipos renovables obsoletos, con altos porcentajes de reutilización y reciclaje en peso –mínimos entre el 65% y el 85%, según la tipología de equipo renovable–, así como los que promuevan la recuperación de materiales valiosos como litio o ion litio, entre otros”.

Además, el programa RenoCicla prevé asignar otros 20 millones (segunda línea de ayudas) a financiar “proyectos de innovación en el ecodiseño de los componentes y equipos para tecnologías renovables, con el objetivo de mejorar su vida útil, su reutilización y su reciclabilidad”. También podrán resultar beneficiarios –añaden desde el Ministerio– aquellos desarrollos que ayuden a incorporar un porcentaje creciente de materias primas secundarias en los procesos de fabricación y reduzcan la generación de residuos en este ámbito. Entre las propuestas subvencionables se incluyen iniciativas de investigación industrial, desarrollos experimentales y estudios de viabilidad. El plazo para la presentación de solicitudes de ayuda se abrirá el 8 de julio y finalizará el próximo 16 de septiembre.

CONCURRENCIA COMPETITIVA

Las ayudas a fondo perdido serán otorgadas en régimen de concurrencia competitiva “entre los expedientes mejor valorados por su rigor técnico, viabilidad económica y carácter innovador, entre otros criterios”. Todas las

instalaciones beneficiarias de subvenciones deberán atenerse al principio de no causar perjuicio significativo al medio ambiente (principio DNSH, do not significant harm).

La línea RenoCicla –explica el Ministerio– tiene “una vocación integral”, desde la que quiere consolidar “la senda abierta por otros proyectos en marcha adscritos a anteriores programas de ayudas del IDAE (financiados también con fondos NextGenEU), contribuyendo a incorporar el planteamiento de economía circular en el sector de las energías renovables” (Transición Ecológica pone como ejemplo de esos otros proyectos “la creación de las seis primeras plantas de reciclaje de palas de aerogeneradores en España, elegidas en la convocatoria de repotenciación circular”).

Según la convocatoria RenoCicla que acaba de publicar el Ministerio, serán subvencionables, entre otras, instalaciones de reciclaje y/o segunda vida de paneles solares fotovoltaicos (la instalación deberá valorizar un porcentaje superior al 85% en peso y preparará para la reutilización y reciclará un porcentaje superior al 80% en peso, en ambas actividades, en su caso); instalaciones de reciclaje y/o segunda vida de palas de aerogeneradores (la instalación de reciclaje, en su caso, deberá recuperar al menos el 65% en peso de las palas y/u otros materiales compuestos de los aerogeneradores y transformarlos en materias primas secundarias); e instalaciones de reciclaje y/o segunda vida de baterías (la instalación de reciclaje, en su caso, deberá reciclar un porcentaje superior al 65% en peso de las pilas y acumuladores).

Actualmente hay en España alrededor de 10.000 megavatios de potencia eólica con 20 años o más, muchos de los cuales estarían llegando al final de su vida útil y/o podrían estar interesados en abordar una repotenciación para mejorar su eficiencia.

Las ayudas de este programa se integran en el perte de Economía Circular, contribuyendo –explican desde el Ministerio– al cumplimiento de los objetivos contenidos en la Estrategia Española de Economía Circular–EEEC España 2030, dotada con casi 500 millones de fondos europeos, dentro de su línea dedicada a sectores específicos en la que también se han puesto a disposición ayudas para sectores como el textil, la moda y el calzado o para materiales como el plástico.

Más información
[→ idae.es](http://idae.es)



Renovables made in Spain

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico acaba de anunciar la concesión (en el marco del programa Renoval) de casi 300 millones de euros en "ayudas para producir equipos y componentes de tecnologías renovables". El objetivo del programa Renoval es "reforzar toda la cadena de valor innovadora y de conocimiento en torno a las energías renovables en España" con el fin último de "garantizar la seguridad y autonomía energéticas, aumentar nuestra competitividad y descarbonizar la industria".

El mayor adjudicatario de los 33 proyectos que han resultado beneficiarios es Sunwafe, una fábrica de lingotes y obleas de silicio (componentes esenciales en la producción de paneles fotovoltaicos) que recibirá casi 200 millones de euros de ayuda. La fábrica será ubicada en Gijón. Por tecnologías, 10 de los expedientes beneficiarios corresponden a la fabricación y ensamblaje de electrolizadores y otros componentes para la producción de hidrógeno renovable; 11, a desarrollos de estructuras y equipamientos eólicos; otros 7 son proyectos relacionados con la producción de componentes para el sector solar fotovoltaico; hay 4 proyectos vinculados a equipos y componentes de baterías para almacenamiento eléctrico; y, por fin, hay un proyecto de fábrica de bombas de calor. Los proyectos seleccionados por el Ministerio (en concurrencia competitiva) se repartirán entre 12 comunidades autónomas.

Más información
→ mitecogob.es



P I N I Ó N
→ A POR TODAS!!



María Prado
Coordinadora de
Campañas en
Greenpeace España.
Área de Clima, Energía
y Movilidad
→ maria.prado@greenpeace.org
→ [@Maria_PradoR](https://twitter.com/Maria_PradoR)

cas y el ritmo de la acción climática no están a la altura de lo necesario para abordar los impactos que cada vez son mayores.

Alerta nuclear. La nuclear, propiedad de Endesa e Iberdrola, qué pactó ella misma con el Gobierno el calendario de cierre, reaparece en escena, consiguiendo pasar a trámite en el Congreso una propuesta de ley para extender su vida útil.

La gravedad del discurso nuclear radica no ya en el desvergonzado oportunismo lleno de mentiras que hemos vivido tras el apagón, donde no sirvieron para absolutamente nada, sino en vestir de interés público una falsa necesidad. Detrás se esconde un único interés: el beneficio económico, a costa de socializar los cuantiosos costes mil millones entre la ciudadanía. Un chollo para sus dueños, eso sí, siempre que la factura la paguemos nosotros.

Un breve recordatorio de lo que NO son las nucleares:

- NO son limpias: emiten radiactividad y/o CO₂ durante todo su ciclo y generan residuos radiactivos que duran milenios.
- NO son seguras: ni en sí mismas (baste recordar Chernobyl o Fukushima, los conflictos geopolíticos que provocan, o el peligro que representan como blanco de guerra).
- NO son baratas: no son competitivas, su coste real es muy superior a la solar o a la eólica; la gestión de sus residuos ya acumula un déficit de más de 10.697 millones; prolongar su vida útil tendría elevadísimos costes.
- NO nos independizan energéticamente: dependen totalmente de los concentrados de uranio, cuya minería, procesado y enriquecimiento es importado en más del 80% de países de la órbita rusa.
- NO son compatibles con las renovables: por su inflexibilidad compite con las renovables, impiadiendo su necesario despliegue y generación (curtailments).
- NO impiden apagones ni ayudan a superarlos: con su lenta capacidad de respuesta la nuclear demostró su incapacidad para impedir o resolver el apagón, tardando más de una semana en recuperar la normalidad.

En este contexto en el que cada fracción de grado de temperatura importa y marcará la diferencia entre la sostenibilidad de nuestra vida o el caos climático, donde las causas del apagón empiezan a dilucidarse (apuntando a un fallo múltiple liderado por el fallo de los sistemas de control de seguridad de las centrales de gas), habría que preguntarse ¿quién dicta la política energética del país? ¿Quién se lo llevará realmente crudo si no ponemos fin a la emisión de gases impidiendo los peores impactos del cambio climático?

Se nos agota el presupuesto de carbono, y con él el margen de tiempo para evitar un cambio climático desastroso. No hay debate más urgente ni condicionante mayor para la política energética. No hay tiempo que perder en falsas soluciones. Todos los esfuerzos deben concentrarse en las soluciones que permitan dejar de usar combustibles fósiles a gran velocidad y escala y a bajo coste. La solución está en el título de esta revista.

De alerta nuclear y climática ¿Quién se lo llevará crudo?

El mismo mes en el que el Mediterráneo alcanzó registros inéditos para un mes de junio, con granizo y tormentas recorriendo España, tras el mayo más cálido jamás registrado y con la desgracia de la DANA de Valencia en nuestra memoria y sin resolver, nos encontramos con dos alertas que parecen haber pasado inadvertidas y nos deben, como poco, agitar y mover a la acción.

Alerta científica. En junio, la ciencia volvió a dar la voz de alarma: la revista Earth System Science Data publicó un nuevo estudio realizado por más de 60 de los mejores científicos del mundo sobre Indicadores del Cambio Climático Global, donde alertan de que, al ritmo actual de emisiones de gases de efecto invernadero, solo faltan tres años para mantener vivo el objetivo de 1,5°C del Acuerdo de París. Dicha investigación muestra que tanto los niveles como las tasas de calentamiento no tienen precedentes, y reafirma la magnitud y la rapidez con la que las emisiones van en la dirección equivocada, afectando cada vez a más a millones de personas en todo el mundo. Estos hallazgos ponen de manifiesto cómo las políticas climáticas

.....
Las nucleares no impiden apagones y no nos independizan (el uranio enriquecido es importado en más del 80% de países de la órbita rusa)
.....



R E N O V A B L E S

E N P E R S O N A

JUAN FRAGA
MILWAUKEE (EEUU). 1959
INGENIERO INDUSTRIAL



Luis Merino

Juan Fraga

Arrancaba el siglo XX cuando su abuelo Manuel Fraga se fue a Cuba siendo un niño. Sin sus padres. Tenía 10 años y era prácticamente analfabeto. Llevaba lo puesto y una manta. Una manta que guardó siempre. Hasta que su hija Ana, “la progre de la familia”, le contó que se marchaba a vivir a una chabola de Vallecas.

“Llévate mi manta”, le dijo.

El abuelo Manuel trabajó muy duro desde pequeño, pero le fue bien. Sacó adelante a 12 hijos, entre ellos Manuel Fraga Iribarne, el histórico político de la Transición; o Jesús, el padre de Juan. A todos (y sobre todo, a todas, porque 8 eran hijas) los animó a tener formación superior. Y hablamos de los años 50 del siglo pasado, lo que demuestra que se adelantó, y mucho, a su tiempo.

Juan, que no puede esconder ese empuje marca de la casa, está en nuestros papeles desde que nació la revista.

En 2002 nos decía que las energías renovables “se impondrán por su propio peso”. Le entrevistamos porque en aquella época era secretario general de Eufores, la red de parlamentarios europeos y nacionales de todos los partidos políticos, comprometidos con el desarrollo de las renovables en Europa. Eufores había nacido en 1995, y allí estaba ya Juan Fraga, proponiendo en Bruselas, “de la mano del gran Carlos Robles, y apenas unos pocos más” –recuerda– el famoso objetivo del 12% de renovables para el año 2010, y empujando el desarrollo de una política común europea que acabó en el Libro Verde en 1997, y el Blanco (definitivo) en 1998, lo que marcó el inicio del cambio de modelo energético en la UE.

Apostar por las renovables en 1995 exigía llevar las luces largas. Que es la actitud vital de Juan.

Tras acumular infinidad de experiencias en Europa, América y Asia (estuvo viviendo tres años en China), se acabaría convirtiendo en uno de los mayores expertos en almacenamiento. “Aunque queda mucho por hacer –decía en 2021– la partida del almacenamiento se está ganando”. Y hoy nadie pone en duda que el almacenamiento es un factor clave para que las renovables sigan avanzando.

Estamos donde estamos porque hace décadas hubo visionarios como Juan Fraga que, tras imaginar que las cosas se podían hacer de otra manera, removieron Roma con Santiago para que así fuera. Costase lo que costase. Supongo que el alma de Juan tiene algo de la de su abuelo Manuel. Quién sabe qué le pudo venir a la cabeza al pisar Cuba. Pero, conociendo a su nieto, probablemente dijera: a por ello.

UNA ENERGÍA TAN SEGURA COMO LA SOLAR NECESITA UN DISTRIBUIDOR TAN FIABLE COMO SALTOKI



ALTA DISPONIBILIDAD
EN STOCK



SUMINISTRO
INMEDIATO



SÓLO PRIMERAS
MARCAS

JA SOLAR

risen
solar technology

SOLYCO

HT-SOLAR

HUAWEI

SUNGROW

solis

KOSTAL

Ingeteam

GREENHEISS

victron energy

steca
Elektronik

BYD

BeePlanet
factory

EXIDE
TECHNOLOGIES

BULTMEIER

ESDEC
INNOVATIVE MOUNTING SYSTEMS

SUNFER

panelclaw®

Sölder

Tigo

VMC
vector motor control

STÄUBLI

HT
INSTRUMENTS



Especialistas
en fotovoltaica

www.saltoki.com
e-mail: atencionalcliente@saltoki.com
Teléfono: 900 11 55 11



Localiza con este QR tu
centro Saltoki más cercano

SALTOKI
E-solar



P A N O R A M A

Historia de un cero

Las eléctricas se borraron de la foto y no cumplieron con sus “obligaciones de control dinámico de tensión” cuando el sistema necesitó de ese control (estaba oscilando la tensión), y, además, ese incumplimiento agravó el problema (“las excursiones de tensión —tanto al alza como a la baja— tienden a ser más pronunciadas debido a este incumplimiento”). Es la conclusión, inequívoca, del informe que sobre el apagón presentó hace unos días Red Eléctrica. La raíz primera de los problemas de tensión habría estado en un megaparque fotovoltaico de Iberdrola (Núñez de Balboa, Badajoz), problemas que se habrían agravado en una subestación (en Granada) de la red de Endesa.

Antonio Barrero F.

Red Eléctrica (REE) presentó el 18 de junio, por boca de su directora general de Operación, Concha Sánchez, su informe sobre el apagón, que ha titulado Incidente en el Sistema Eléctrico Peninsular Español el 28 de abril de 2025. Y el documento en cuestión resulta sencillamente inequívoco. El Operador del Sistema (OS) eléctrico nacional, identificado como uno de los mejores OSs del mundo, señala con precisión cronológica, en milisegundos, la sucesión de hechos que desencadenaron el primer cero energético de la historia de España. En síntesis, lo que sucedió el día 28 de abril, según REE, es que (1) un megaparque solar fotovoltaico de Badajoz registró dos oscilaciones forzadas que conllevaron una oscilación de tensión (REE no identifica esa instalación en su informe, pero su perfil coincide con el parque Núñez de Balboa, de 500 megavatios, de Iberdrola) y que (2), unos minutos después, una subestación de Granada (donde la red es de Endesa) se desconectó de manera injustificada, lo que desencadenó la subida de tensión que acabó en cero.

La primera “oscilación forzada” de las dos protagonizadas por el parque de Badajoz (registrada a las 12.03 horas) provoca “una bajada de la tensión media con fluctuaciones de la tensión de hasta treinta kilovoltios [30 kV]” (la tensión en la red de transporte, que es la red que opera REE, se sitúa entre 375 y 435 kilovoltios en las instalaciones de 400 kV).

El Operador del Sistema, Red Eléctrica, identifica pues lo que podría ser el principio de todo y, sobre la causa, dice literalmente lo siguiente: “es probable que la oscilación fuese causada por un mal funcionamiento de un control interno o por una anomalía interna de la planta, que deberá aclarar el propietario de la misma. Se ha revisado la otra planta que evacúa a la red de transporte a través de la misma instalación de enlace, así como otras que evacúan en subestaciones próximas, y la única que oscilaba –concreta REE– era la indicada”.

La directora general de Operación, Concha Sánchez, añadía ahí el día de la presentación del informe un cierto comentario... “y no es la primera vez que observamos este comportamiento”.

El caso es que REE resuelve ese primer “evento” con soluciones de control de tensión, pero el parque vuelve a las andadas y se produce otra “oscilación forzada” (mismo origen) a las 12.16 horas. “Durante el análisis del incidente se ha concluido –dice REE en su informe– que la oscilación y su repetición no era natural del sistema, era forzada”.

Red Eléctrica resuelve también esta segunda oscilación con las herramientas (varias) de que dispone para ello.

Llegados aquí, sea un inciso: el informe de REE recoge un apunte importante: “la oscilación de la planta llevó a tomar medidas para amortiguar las oscilaciones que se estaban sufriendo en el sistema que redujeron los márgenes de control de la tensión del mismo”.

Se reducen los márgenes de control, pues, por culpa de una “oscilación forzada” de origen muy concreto, pero la tensión ha estado hasta ese momento siempre en rango (entre 375 y 435 kV) y siempre (y he aquí otro detalle clave) ha sido subtensión, no sobretensión.

Pues bien, un cuarto de hora después es cuando sucede el tercer y probablemente definitivo evento.

A las 12.32.57 horas se desconecta un transformador 400.220 de la red de evacuación en una instalación ubicada en la provincia de Granada (la red de distribución en Granada es de Endesa).

“Lógicamente –señalaba el día 18 la directora de Operación de REE–, cuando se desconecta este transformador, la generación también se desconecta (...). Y sabemos que se desconectó por la actuación de una protección en el lado de Baja Tensión del transformador y tenemos constancia de que en ese momento la tensión en la red de transporte estaba por debajo de 418 kilovoltios, estamos hablando de una tensión completamente en rango y de un disparo que no está justificado”.

Disparo no justificado (que “apaga” 355 megavatios de generación) al que le sigue una subida (ahora sí es subida) de tensión. Y, a partir de aquí, ya sí que todo se precipita.

A las 12.33.16,460 horas, es decir, aproximadamente 19,5 segundos después del disparo no justificado de Granada, volvemos a Badajoz (donde la red es de Iberdrola y Endesa) y allí sucede lo mismo: hasta dos subestaciones se ven implicadas en desconexiones de generación. Desconexiones que “apanan” hasta 727 megavatios de generación cuando “la información disponible indica que el nivel de tensión –señala rotunda REE en su informe– estaba dentro de límites antes de estas desconexiones”.

O sea, que estaríamos también ante desconexiones no justificadas.

Lo que dice literalmente el informe (página 11) es lo siguiente:

«Al venir de tensiones más bajas y comenzar a subir éstas, se infiere que los transformadores de la subestación colectora de generación venían con una toma adecuada para mantener la tensión

en la subestación de 220 kV y en la red de evacuación asociada. Al comenzar a subir las tensiones los cambiadores de tomas **no se movieron lo suficientemente rápido»**

El resultado de esa insuficiencia, el resultado de esas desconexiones (y consecuente pérdida de generación) es el mismo: la tensión vuelve a padecer una oscilación (y ahora, en Badajoz, sí es sobretensión, subida, como en el caso de Granada). Y ahí sí que tienen que intervenir las centrales nucleares, de gas y gran hidráulica (la inmensa mayoría propiedad de solo tres empresas), pero no intervienen.

■ *Informe REE. Página 12*

«La mayoría de la generación convencional que tiene control dinámico de la tensión no absorbe la reactiva que tiene obligación conforme a los Procedimientos de Operación, particularmente un grupo que estaba para control de tensión de la zona sur, un grupo que se encuentra en Extremadura y un grupo que estaba para control de tensión de la zona centro»

Y, a partir de ahí, llega la cascada de desconexiones y todo suma cero. Energético.

[El 100% de la potencia nuclear instalada en España es propiedad de solo cuatro empresas (Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP); prácticamente el 100% de la potencia hidráulica nacional (más de 30 MW) es propiedad de Iberdrola, Endesa y Naturgy; y 18.000 de los 26.000 megavatios de ciclos combinados pertenecen a las mismas empresas].

Energías Renovables estuvo el día 18 en la presentación del informe de REE, presentación que condujo la directora de Operación del OS, Concha Sánchez. Extractamos a continuación, por su evidente interés, el contenido de esa presentación. Reseñamos en rojo algunos de los fragmentos más destacados y hemos querido incluir entre corchetes aportaciones propias que tratan de dar contexto. Sánchez arranca explicando...

«Cómo se hace el control de tensión en la red de transporte

Tenemos por una parte lo que se denomina control estático, acciones del operador del sistema sobre elementos de la red de transporte. Son acciones –vamos a decirlo así– digitales: conectamos, desconectamos reactancias; conectamos, desconectamos líneas, para conseguir un menor o mayor mallado de la red de transporte, con el fin de controlar la tensión. Son elementos discretos, solo tienen dos posiciones. Están o no están conectados.

Hay otro control, que es lo que llamamos el control en términos de factor de potencia. ¿Tensiones altas? La obligación es absorber reactiva. ¿Tensiones bajas? Inyectar reactiva.

[Y un apunte aquí que dará contexto: las renovables presentan una absorción de potencia reactiva proporcional a la potencia activa que generan, por lo que al bajar su producción de potencia activa, se pierde absorción de reactiva].

Y por último tenemos el control dinámico de tensión, al que están obligados [Procedimiento Operativo 7.4] todos los generadores convencionales: nuclear, carbón, ciclos combinados e hidráulica, mayores de 30 megavatios, conectados a la red de transporte.

Como digo hay una parte obligatoria en este procedimiento. Y si nosotros detectamos que podría haber una necesidad adicional a la que proporciona el mercado, pues actuamos conforme a protocolo.

[REE consideró el día 27 que había una necesidad adicional, y programó diez centrales térmicas. Una se declaró indisponible el mismo día 27; REE reevaluó y añadió medidas para compensar esa indisponibilidad y seguir manteniendo el sistema en condiciones de operación normal]

Hasta aquí he definido cómo trabajamos.

■ *La directora de Operación de REE cita 5 eventos*

La situación antes del incidente es absolutamente normal, similar a la de cualquier otro día laborable, de primavera.

El primer evento sucede a las 12.03. El sistema sufre una oscilación forzada que provoca una bajada del nivel de tensión. Esta en todo caso queda siempre dentro de rango.

La situación se mantiene durante 4 minutos y 42 segundos. Para amortiguar esta oscilación, tenemos una serie de procedimientos técnicos, procedimientos coordinados con el operador del sistema francés, en este caso.

Entre ellos, conectar líneas que tuvieron desconectadas en la red de transporte, reducir la exportación de España a Francia, y además cambiar la forma en la que estábamos operando el enlace de corriente continua entre España y Francia del modo de funcionamiento en el que se emula como si fuera una línea de corriente alterna a otro modo de funcionamiento en el que se marca una consigna fija.

La razón de esto es bastante simple: cuando marcás una consigna fija, ese es un elemento que no va a hacer que crezca la oscilación. Y además lógicamente tomamos las medidas en lo que eran nuestros elementos: habíamos visto una oscilación que llevaba las tensiones a bajas tensiones, con lo cual desconectamos reactancias... Tras esas actuaciones, la oscilación se corrige.

La oscilación sin embargo se vuelve a reproducir. Exactamente a las 12.16. Y otra vez volvemos a ver oscilaciones con la misma frecuencia y observamos unas tensiones bajas, entre 380 y 405, pero dentro de rango. [El rango es 375-435].

Seguimos desconectando reactancias para mejorar el nivel de tensión, que sigue siempre en rango.

¿Origen de esa oscilación?

Una oscilación forzada, que tenemos perfectamente identificada. En una planta fotovoltaica, en la provincia de Badajoz, conectada a la red de transporte. Y no es la primera vez que observamos este comportamiento.

En el punto en el que esta planta se conecta a la red de transporte hay otras plantas conectadas que no presentaban este comportamiento.

La causa de la oscilación de esta planta, que podría deberse a un funcionamiento incorrecto de los controles internos, lógicamente deberá ser aclarada por el propietario de la planta.

[La directora general de Operación de REE no identifica esa instalación, que como se dijo podría ser Núñez de Balboa, de Iberdrola].

Se amortigua esta oscilación en sus dos episodios.

Y llegamos a las 12.19, al Evento 2, que también es un evento de carácter oscilatorio, pero muy diferente.

Cuando estábamos acabando de tomar las medidas para amortiguar el segundo episodio de la oscilación anterior, comenzó una oscilación ahora de tipo natural.

Es una oscilación conocida en el sistema eléctrico europeo. Cuando este sistema oscila, sus extremos, España y Turquía, oscilan más. Somos grandes conocedores de estas dinámicas oscilatorias.

Repito: cuando estábamos en esa situación de finalizar la amortiguación segunda (ya teníamos las tensiones en valores prácticamente nominales; habíamos llegado prácticamente a ese equilibrio perfecto que buscamos)... empezamos a tener esta otra oscilación, diferente. Su frecuencia es distinta. Estamos hablando de una oscilación de 0,2 herzios.

[La de la planta fotovoltaica era de 0,6 herzios].

Ahora... partíamos de valores nominales [tras los dos primeros episodios], pero volvemos otra vez a tener oscilaciones que llevan al sistema a ligeras subtensiones. Entre 375 y 412 kilovatios. O sea, dentro de rango.

Acciones: volvemos a aplicar los protocolos. Volvemos a hablar con Francia. Y hacemos una reducción adicional del intercambio exportador, y también hacemos una reducción del intercambio exportador que tenemos hacia Portugal.

Entre el Evento 2 y el Evento 3 hemos identificado otras dinámicas. Cuando estábamos recuperándonos, cuando ya estábamos amortiguando la oscilación, empezamos a observar que, todavía dentro de los rangos de tensión admisibles, empieza a subir la tensión en el sistema.

Y aquí [en ese momento] no identificamos ninguna condición fácilmente observable. Pues bien, hemos hecho un estudio muy por menorizado.

Hemos hecho un estudio en el que hemos estado viendo qué ocurría en los puntos Transporte-Distribución y hemos visto que desde la red de distribución se estaba produciendo una inyección de 760 megabares de reactiva en todo el conjunto del sistema. En algunas provincias, valores más destacados: Madrid y Valencia eran las provincias donde las redes de distribución estaban inyectando más [reactiva].

[La red de Madrid es de Iberdrola; la red de Valencia, también].

En otros puntos no solo no se estaba inyectando, sino que se estaba absorbiendo.

Y además identificamos que hay un crecimiento anómalo de la demanda que nosotros vemos desde la red de transporte. Es un crecimiento prácticamente instantáneo. Y la demanda la conocemos muy bien y no se comporta así.

Ese incremento anómalo de demanda en realidad es desconexión de generación.

[El informe del OS vuelve a señalar (casi por omisión) a las eléctricas, pues habla de casi 700 MW, "incluyendo el autoconsumo", de "pérdida o bajada de carga de instalaciones de potencia menor de 1 MW no observable por REE en la red de distribución" (la red de distribución es de Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP).

Pues bien, entre los efectos, nuestra exportación programada se reduce, el transporte que se estaba produciendo desde la península ibérica hasta Francia se reduce. El flujo por las líneas de transporte se reduce. Y cuando las líneas están poco cargadas generan reactiva. Otra vez estamos en un efecto que incrementa la tensión.

Recapítulo: hasta este punto, hemos tenido dos eventos oscilatorios (uno, con varios episodios). Uno forzado, otro natural. Hemos respondido a todos. Y todo ello nos lleva a una tendencia de subida de tensiones en el sistema, una parte por las medidas que estamos obligados a tomar como operador del sistema y otra parte por el propio efecto en el sistema de desconexiones de generación. Vuelvo a repetir que seguimos con las tensiones dentro de los rangos de operación.

[Red Eléctrica recoge en este punto en su informe (página 9) dos apuntes clave: (1) "al bajar el transporte de energía por la red las líneas consumen menos reactiva, contribuyendo al aumento de la tensión"; y (2) "la generación que debe cumplir con el PO 7.4, que tiene control dinámico de la tensión, no absorbe la cantidad de potencia reactiva que debe, particularmente los grandes generadores localizados en Andalucía, Extremadura y Castilla la Mancha. Esta circunstancia tuvo un impacto significativo". La generación que debe cumplir con el Procedimiento Operativo 7.4 es, como se dijo, nuclear, gas, hidro y carbón].

Las eléctricas presentan su informe

La Asociación de Empresas de Energía Eléctrica (aélec, a la que pertenecen Iberdrola, Endesa y EDP Española) hizo público el día 23 de junio su propio informe (elaborado por las consultoras Inesc-Tec y Compass Lexecon). El análisis, presentado por Antón García y Albert Riera (ambos, de Compass Lexecon) y la directora de Regulación de aélec, Marta Castro, plantea más preguntas que respuestas.

"Aquí la pregunta clave es qué hubiera ocurrido si la operación de la interconexión [con Francia] se hubiera producido de otro modo, y con la información disponible no podemos dar ahora mismo una respuesta clara; sería necesario hacer análisis adicionales con información de la que solo disponen REE y RTE, el operador francés", apuntaba el día 23 el doctor (en Económicas) García.

Sobre la conexión de líneas y el uso de reactancias por parte de REE, la respuesta es la misma: "para tener un análisis robusto, sería necesario hacer simulaciones detalladas, para lo cual es necesario información que solo tiene REE".

Sobre el margen para absorber energía reactiva, los autores del informe sí van un poco más allá, y hacen una comparación: "el 28 de abril solo existía una capacidad para absorber energía reactiva de alrededor de tres gigavares [GVA], lo que, si lo comparamos con la media del primer se-

mestre, 6 GVA, es más o menos la mitad".

"El sistema iba muy justo –insistía sobre el particular el día 23 Riera–, tenía poco margen de maniobra para absorber energía reactiva, y las maniobras de REE consumieron ese margen. Ese margen se agotó antes en la zona sur debido a que en esa zona había un déficit de generación convencional acoplada".

La directora de Regulación de aélec, Marta Castro, recalca el día 23 ese déficit; y recordaba a continuación que el propio OS pidió de urgencia, muy poco antes del apagón, que se conectara un ciclo combinado, y que este no pudo hacerlo lo suficientemente rápido, porque los ciclos necesitan mucho más tiempo (más de una hora u hora y media) que una hidráulica (que puede acoplarse en muy pocos minutos).

¿Y la hidráulica?

Castro se preguntaba por qué REE no solicitó "el acoplamiento de ciertas plantas de generación hidráulica que estaban disponibles para generar, concretamente en la zona de Extremadura, y que a diferencia de los ciclos se podrían haber acoplado en pocos minutos, podrían haber hecho un control efectivo en poco tiempo y podrían haber dado tiempo adicional a los ciclos para acoplarse unas horas más tarde".

Y apunte, no menor, para concluir: los autores del informe destacan dos aspectos

referidos a los "disparos". Uno: "según la información que nos han proporcionado los socios de aélec [Iberdrola, Endesa y EDP], todas sus plantas de generación dispararon de forma correcta". Y dos: "aquí hay que tener en cuenta una cuestión relevante, y es que en muchos casos lo que disparó no fue la planta renovable, sino las subestaciones a las que se conectan esas plantas. En muchos casos, estas subestaciones están gestionadas por terceros".

En fin, más dudas (so pretexto de la falta de información) y más preguntas (sobre lo acertado o equivocado que estuvo el OS) que certezas... Dudas, preguntas... y una insinuación sobre terceros.

La directora de Regulación de aélec en todo caso concluía, muy nítida, el día 23: "el problema del día 28 se debió a que Red Eléctrica no activó todos y cada uno de los recursos disponibles que tiene a su alcance para evitar las fluctuaciones de tensión en la red de transporte".

Y una más: "también queremos dejar claro que las centrales gestionadas por las empresas de aélec funcionaron con total normalidad. Cumplieron todas las órdenes del operador. Reaccionaron correctamente ante las variaciones de tensión. El informe de REE presenta a nuestro juicio lagunas graves, omisiones inexplicables y acusaciones sin pruebas".

■ Evento 3

Se había identificado una pérdida de generación en una subestación en la provincia de Granada. Este es el primer disparo. Nosotros llamamos disparos a las desconexiones, disculpen el argot. Este evento inicialmente lo habíamos identificado como compatible con desconexión de generación. Pero **vamos a ser más precisos: lo que se desconectó fue un transformador 400.220** de la red de evacuación en una instalación ubicada en la provincia de Granada. Lógicamente cuando se desconecta este transformador, la generación también se desconecta (...). Y sabemos que se desconectó por la actuación de una protección en el lado de Baja Tensión del transformador y tenemos constancia de que en ese momento la tensión en la red de transporte estaba por debajo de 418 kilovoltios, estamos hablando de una tensión completamente en rango y de un disparo que no está justificado. [El rango es 375-435 kv].

Esta desconexión va a provocar la pérdida de 355 megavatios de generación, pero también vamos a perder la parte de absorción de reactiva que estaba acompañando a esta generación. Perdemos la generación de potencia activa y deja de absorber reactiva. Deja de absorber reactiva, suben las tensiones.

Y otra vez lo mismo: perdemos generación, reducimos flujos exportadores, nuestras líneas se descargan más... ¿Efecto? Subida de tensiones.

[El informe de REE dice literalmente (página 10) que "la desconexión de esta instalación es incorrecta ya que la tensión en la red de transporte está dentro de los rangos establecidos en la normativa"].

■ ¿Por qué disparó Granada?

No podemos dar la explicación precisa, pero sí tenemos una posible: si la red de transporte mantenía las tensiones muy lejos del valor máximo de los rangos, podemos pensar que la gestión de tensión de esas redes (que no hace REE) y viéndolo como veníamos de un momento de bajas tensiones... podemos pensar –digo– que no se había hecho una adaptación suficientemente rápida a las tensiones que habían aparecido. Hablamos de cualquier medida que deba llevarse a cabo dentro de esas redes que repito no gestionamos.

El Evento 3 [es decir, lo que Sánchez ha calificado de disparo "no justificado", Granada], con nuestros datos, claramente es una desconexión que no debería de haberse producido.

Diecinueve coma cinco segundos más tarde, exactamente a las 12.33.16, se produce una nueva desconexión de generación renovable conectada en una subestación de la red de transporte de la provincia de Badajoz. En esa desconexión se pierden 582 megavatios.

Pero es que, además, 0,35 segundos más tarde se produce otra desconexión, ahora de 145 MW, en una subestación en la provincia de Badajoz. Las dos, en la provincia de Badajoz.

En estas subestaciones, la red de transporte, el punto de conexión de la red de transporte, seguía teniendo valores de tensión dentro de los rangos. Aquí se vuelven a desconectar 727 megavatios.

Perdemos generación de activa, perdemos la absorción de reactiva, se reduce el flujo por las líneas, y volvemos a tener un efecto de subida de tensión. Es razonable inferir lo que he comentado antes: **no se había producido una adaptación suficientemente rápida al cambio de perfil de tensión en el sistema.**

Y llegamos al evento 5

Desconexión en varios puntos. 834 MW en un primer momento. Volvemos a ver un crecimiento extraño de la demanda. Hacemos nuestras cuentas. Estimamos que la pérdida de generación renovable alcanza los 1.150 MW. Mismo efecto. Pérdida de absorción de reactiva. Hasta este momento, he venido repitiendo insistentemente que las tensiones estaban dentro de los rangos...

A partir de un momento dado, ya hemos sufrido una desconexión superior a 2.000 MW de generación en la red de transporte, además de un volumen considerable en generación en redes de distribución o no observables.

En este punto ya no fue posible mantener la tensión.

Las anteriores desconexiones no se justifican. A partir de este momento sí podemos empezar a hablar de sobretensiones en la red.

■ La cascada

Finalmente, a las 12 horas, 33 minutos y 24 segundos, es decir, **27 segundos después del Evento 3** de desconexión de una instalación de evacuación en la provincia de Granada, se produce la caída del sistema español peninsular y se alcanza el cero total del sistema.

Y vamos ya a las conclusiones: el desarrollo del incidente, partiendo de esas 12 horas del día 28, tiene una serie de hechos, hechos registrados con datos, que van desde la oscilación forzada de las 12.03, su reiteración, su posible influencia en la oscilación natural que más tarde se produjo, las primeras desconexiones de instalaciones de evacuación de generación renovable y generadores conectados a éstas no justificadas.

Vuelvo a repetir que los parámetros registrados indican que las condiciones de tensión en la red de transporte estaban dentro de los rangos admisibles.

Y unido a la falta de absorción de reactiva de los generadores que tenían obligaciones de cumplimiento de control dinámico de tensión PO 7.4 desembocó en una situación de sobretensiones, ahora sí ya fuera de rangos admisibles y que llevó a la desconexión en cascada de la generación en el sistema, sin que los mecanismos de defensa basados en señales de frecuencia pudieran llevar el sistema a un funcionamiento equilibrado.

■ Conclusiones

Las oscilaciones forzadas que se detectan por primera vez a las 12.03 inequívocamente tienen como origen un mal funcionamiento de controles de una planta de generación.

El incidente muestra una insuficiencia de recursos efectivos para el control dinámico de la tensión, en concreto insuficiencia de absorción de reactiva de la generación con obligación de cumplir el Procedimiento de Operación 7.4 (generación convencional, nuclear, hidráulica, ciclos combinados mayores de 30 megavatios conectados a la red de transporte) que, por tanto, incumplieron su obligación.

Según nuestros cálculos, en todo momento la programación de ciclos, de grupos, con capacidad efectiva de control de tensión proporcionaba suficientes recursos al sistema. En cambio, lo que nos encontramos fue que esos recursos no se prestaron de forma efectiva.

¿Qué hubiese pasado si los generadores con obligación de cumplimiento de control dinámico de tensión, los generadores acoplados en el sistema en el momento del incidente, hubieran cumplido? No tenemos oscilaciones, no se pierde el sincronismo, no hubiéramos tenido apagón». Así concluye Sánchez.

Informe REE. Pág 12 "la mayoría de la generación convencional que tiene control dinámico de la tensión no absorbe la reactiva que tiene obligación conforme a los Procedimientos de Operación, particularmente un grupo que estaba para control de tensión de la zona sur, un grupo que se encuentra en Extremadura y un grupo que estaba para control de tensión de la zona centro".

Página 15: "La generación sujeta al Procedimiento de Operación 7.4 no cumplió con sus obligaciones de control dinámico de tensión". ■

Otro RDL ómnibus

El Real Decreto-ley “antiapagones”

El Consejo de Ministros, a petición del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, aprobó el pasado 24 de junio un Real Decreto-ley con “medidas urgentes para el refuerzo del sistema eléctrico”, en realidad un RDL ómnibus que, aparte de incluir medidas para el control del cumplimiento de las obligaciones de los distintos agentes y de plantear “nuevas herramientas para reforzar el sistema” (y evitar así futuribles ceros), lleva dentro toda una batería de medidas para impulsar la electrificación (en clave renovable), el almacenamiento y la flexibilidad. Aquí repasamos ese RDL ómnibus, que ha sido unánimemente bien recibido por el sector, pero que aún tendrá que ser convalidado en el Congreso de los Diputados.

Antonio Barrero F.

Hacer virtud de la necesidad. España se fue a cero el día 28 de abril y, dos meses después, el 24 de junio, el Gobierno pisa a fondo el acelerador de la transición energética para evitar sucesos similares en lo por venir. Pisa a fondo para prevenir futuribles ceros (cero energético)... pero no solo. Esa es la sensación que transmite el RDL que ha aprobado el Consejo

de Ministros, la sensación de que el Gobierno ha hecho a golpe de apagón lo que debía haber hecho mucho antes. O lo que debía haber ido haciendo a lo largo de los dos últimos años. ¿Por ejemplo? Ampliar el radio del autoconsumo, algo en lo que todo el mundo lleva mucho tiempo de acuerdo. ¿Por ejemplo? Desarrollar la figura del agregador independiente, tanto tiempo demandada así mismo por la inmensa mayoría de los agentes del sector. ¿Por ejemplo? Regular la figura del gestor del autoconsumo... y etcétera, etcétera, etc.

La historia es la siguiente: el operador del sistema (REE) ha señalado a las compañías eléctricas como responsables del apagón por dejación de funciones: no controlaron la tensión cuando estaban obligadas a hacerlo y, además, con desconexiones no justificadas de varias de sus subestaciones, contribuyeron a agravar el problema de las oscilaciones de tensión. Y, ahora, el Gobierno –sin señalar explícitamente a las eléctricas (pero sí quizá implícitamente)– aprueba un RDL (coloquialmente conocido como “antiapagones”) que establece que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) “evaluará periódicamente las obligaciones de control de tensión de los sujetos obligados a prestar el servicio” (que hasta ahora eran la nuclear, el gas y la gran hidráulica).

Pues bien, ese objetivo (el de controlar a quienes debían y deben controlar la tensión) y todos los demás propósitos que incluye este RDL ómnibus (todas las otras medidas) son resultado del trabajo



—explican desde el Ministerio— del “Comité para el análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del pasado 28 de abril”, comité organizado por el Gobierno y que ha analizado durante 49 días lo sucedido el 28A. “El sistema eléctrico español tenía todo lo necesario para funcionar correctamente el 28 de abril”, explicaba la ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, Sara Aagesen, el pasado 24 de abril... Tenía todo lo necesario, según Aagesen, pero hubo cero.

“Hemos hecho un ejercicio de análisis —añadía a la sazón la ministra— que nos permite avanzar en medidas que nos protegerán de mejor manera”.

Y eso es el RDL 7. O eso pretende ser: el seguro llamado a evitar apagones como el acaecido el 28 de abril.

Para empezar plantea el...

Refuerzo de la supervisión: la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), que es el organismo público que vela “por el buen funcionamiento del mercado”, tendrá 6 meses —dice el RDL 7— para evaluar las obligaciones de control de tensión de los agentes del sistema eléctrico obligados a prestar el servicio (nucleares, gas y gran hidráulica), y elaborar el informe correspondiente, que actualizará cada tres meses.

La CNMC también completará un plan de inspección extraordinario de las capacidades de reposición (restablecimiento del suministro), con mayor atención a las instalaciones con arranque autónomo y las redes de distribución, que se repetirá cada tres años. En definitiva, que este nuevo RDL ómnibus potencia las “funciones de supervisión de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia”.

Red Eléctrica

El RDL antiapagones encarga por otro lado al Operador del Sistema (Red Eléctrica) que elabore propuestas de modificaciones normativas sobre las respuestas frente a las oscilaciones de potencia, sobre la velocidad de variación de tensiones, sobre la programación de las restricciones técnicas y sobre otros elementos técnicos que contribuyen a fortalecer la seguridad del sistema (REE ha señalado en su informe sobre el apagón que varias subestaciones —de las compañías eléctricas— no reaccionaron con la suficiente celeridad a las oscilaciones de tensión y que ello —y la desconexión de esas subestaciones— fueron el germe del apagón).

De igual modo, el RDL 7 encomienda el desarrollo de “un nuevo procedimiento de operación para coordinar los planes de desarrollo de la red de transporte y de la red de distribución y una propuesta de requisitos mínimos de monitorización para análisis de incidentes”. Estas propuestas técnicas deberán estar listas en plazos de 3 a 15 meses. Las reformas normativas subsiguientes —añade el texto— deben estar aprobadas en menos de seis meses.

Red Eléctrica así mismo incorporará a sus funciones actuales la de servir como punto de acceso único a los datos de los clientes finales —siempre respetando la confidencialidad de la información



Sara Aagesen, ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico

«Incorporamos una medida fundamental para favorecer la competitividad de nuestra industria, y también de los consumidores, una medida que llamamos cinco por cinco y que es ampliar el radio de autoconsumo a 5 kilómetros para proyectos de un máximo de 5 megavatios»

El Operador del Sistema define

«Una restricción técnica es cualquier circunstancia o incidencia derivada de la situación del sistema eléctrico que afecte a las condiciones de seguridad, calidad y fiabilidad del suministro establecidas en los correspondientes procedimientos de operación, incluidas las derivadas del incumplimiento de las condiciones de seguridad en la red de distribución comunicadas al operador del sistema por el gestor de la correspondiente red de distribución.

La solución de restricciones técnicas es un servicio de ajuste cuya finalidad es resolver las restricciones técnicas del sistema, mediante la limitación y, en su caso, modificación de los programas de producción de las unidades de generación, demanda y almacenamiento que resuelven las restricciones técnicas identificadas, con el menor coste para el sistema eléctrico»

Y un apunte aquí: el RDL 7 corrige una “injusticia histórica” (así lo calificaba hace unos días el experto Joaquín Coronado Galdós) con las centrales termosolares, que eran penalizadas en los redespachos a la baja (por aplicación de restricciones técnicas al resultado de la casación económica del mercado diario), como si no tuvieran capacidad de regulación.

Pero es que sí la tienen.

Porque, a diferencia de las demás renovables, la termosolar cuenta con sistema de almacenamiento de electricidad.

El RDL 7 acaba por fin con esa insensatez. “En España hay 18 centrales termosolares con almacenamiento térmico, que suman 870 MW con capacidad de entrega firme y regulable, que hemos estado desaprovechando durante años”, decía hace unos días Coronado Galdós en su perfil de LinkedIn.

personal– para mejorar el funcionamiento de los mercados de electricidad. Hasta ahora, esta información, procedente de 30 millones de contadores inteligentes, se encuentra repartida por más de 300 compañías distribuidoras.

Fomento de la electrificación

“Para profundizar en el proceso de electrificación de la economía y agilizar la adaptación de la infraestructura eléctrica a las necesidades del tejido productivo”, el RDL antiapagones establece que cada tres años se revisará la planificación de la red de transporte en vigor, lo que iniciará un nuevo ciclo de planificación sexenal, y se aprobarán modificaciones de aspectos puntuales cada dos años.

De manera excepcional, para anticipar futuras necesidades de regulación de tensión y amortiguamiento de oscilaciones, entre otras variables eléctricas, se modificará con tramitación acelerada la vigente Planificación con horizonte 2026 para incluir “compensadores síncronos, reactancias y otros elementos que presten servicios adicionales, lo que, a la par, reducirá el coste de las restricciones técnicas”.

Nuevas actividades económicas

“Para facilitar la conexión a las redes eléctricas de nuevas actividades económicas, industriales principalmente”, el Ministerio plantea en este RDL la revisión de la normativa de acceso y conexión de la demanda, fijando en 5 años el plazo de caducidad de los derechos de acceso, “lo que posibilitará un mayor aprovechamiento de redes existentes y, actualmente, en desuso”. Igualmente, el RDL acorta los plazos para que las empresas eléctricas atiendan nuevos suministros y adopta disposiciones para agilizar la conexión de nuevos accesos para demanda, principalmente industrial.

“Incluimos en este RDL –decía la ministra el día de su aprobación– medidas como acotar los permisos de conexión de la

demandada a 5 años, es decir, se incorpora una caducidad, en este caso a toda la Alta Tensión. Y por otro lado, acotamos también la finalidad del acceso que ya ha sido concedido, la acotamos para que se corresponda con un uso concreto, evitando así la especulación y el acaparamiento”.

El vehículo eléctrico también está en el RDL antiapagones, que plantea facilidades de conexión para las acometidas de los puntos de recarga, que quedan exentas de autorización, siempre que no sea necesaria una evaluación de impacto ambiental ni una declaración de utilidad pública.

Autoconsumo

En la línea de medidas de electrificación, al objeto de fomentar el autoconsumo, la distancia máxima entre la generación y el consumo aumenta a 5 kilómetros para instalaciones menores de cinco megavatios, se flexibilizan las tipologías, y se introduce la figura del gestor de autoconsumo, “que podrá ejercer de representante de los partícipes, facilitando las gestiones necesarias para su buen funcionamiento”.

Se favorece la electrificación de la climatización en las comunidades de vecinos y se habilita a los ayuntamientos la aplicación de deducciones del 50% en el Impuesto de Bienes Inmuebles y del 95% en el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO), tal como ya sucede con el autoconsumo.

Para seguir potenciando la demanda y la electrificación industrial, el decreto incorpora la exención del 80% de los peajes eléctricos a la industria electrointensiva con carácter retroactivo desde el pasado 23 de enero, habida cuenta de la eficacia que ha demostrado desde su establecimiento, hace dos años y medio, con motivo de la guerra de Ucrania.

La tramitación de los proyectos de renovables también se modifica, “para facilitar su ejecución, evitar costes derivados de la fuerte competencia internacional y optimizar la calidad de las instalaciones”.

Fundación Renovables

La FR destaca, “entre las medidas más relevantes y de mayor impacto, la creación del gestor de autoconsumo (...). Su creación y aplicación



garantizará que exista una persona, física o jurídica, que actúe como mediador y que represente los intereses de los consumidores asociados a un autoconsumo, agilizando los procesos de tramitación y velando por los derechos de los ciudadanos que se autoabastecen de energía, sea de manera individual o colectiva”. Además, la Fundación valora también muy positivamente el tratamiento que el RDL 7 da al almacenamiento: “la declaración de utilidad pública, la simplificación de trámites para los proyectos con hibridación y los permisos de acceso flexibles, sin duda, acelerarán la tramitación, asegurarán la rentabilidad y favorecerán el desarrollo y el acceso a red de esta tecnología, fundamental para gestionar y apoyar la estabilidad del sistema eléctrico, todo lo cual es esencial para asegurar, por un lado, cumplir con los plazos del desmantelamiento de las centrales nucleares y, por otro, reducir paulatinamente la aportación de centrales de ciclo combinado al mix eléctrico, ya que se reducirán los vertidos de las renovables”.

APPA

Según la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), las tres grandes demandas del sector (la electrificación de usos



fósiles para acelerar la introducción de energías renovables; el almacenamiento y la hibridación de instalaciones renovables; y el refuerzo de las redes eléctricas) son las “grandes protagonistas” del Real Decreto-ley 7/2025. Por ello, la valoración de APPA es positiva. La ampliación de plazos que el RDL incluye (prórroga del hito 5 del procedimiento de tramitación de proyectos renovables) también ha sido bien valorada por la Asociación, que señala en todo caso dos asuntos mejorables: (1) la Asociación “urge” al Gobierno a aprobar el Programa Nacional de Almacenamiento Hidráulico de Energía, previsto en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec) 2030, que sostiene que “nos haría más resilientes ante ceros energéticos y facilitaría la recuperación posterior del sistema”; y (2) APPA se queja de “un error de calado”, dice literalmente: la nueva norma –dice– centra el ámbito de actuación del autoconsumo en la tecnología fotovoltaica, “perdiendo la oportunidad de corregir un error anterior y apostar por todas las tecnologías renovables”.

Y se fomenta la renovación de instalaciones de generación –su repotenciación–, reduciendo los plazos administrativos a la mitad, siempre que la potencia resultante sea inferior al 125% de la original.

Almacenamiento y flexibilidad

Como medida adicional para reforzar la resiliencia del sistema, el decreto da un impulso “muy relevante” al almacenamiento, tanto mediante la hibridación en instalaciones de generación como con su incorporación al sistema eléctrico en general. Así, el RDL 7 agiliza la tramitación administrativa de los expedientes, especialmente en el ámbito de proyectos que sean competencia de la Administración General de Estado, con una reducción de los plazos a la mitad.

Finalmente, se modifica la Ley 24/2013 del sector eléctrico para incorporar nuevas herramientas de flexibilidad, entre las que destaca la figura del agregador independiente, que combinará múltiples consumos y la electricidad generada por consumidores, productores o instalaciones de almacenamiento para su venta o compra en los mercados de electricidad y la prestación de servicios al sistema. “Con el desarrollo de estas disposiciones –explica el Ministerio–, los consumidores podrán contratar los servicios de un agregador para que gestione su demanda y obtener un ahorro en la factura o algún otro tipo de contraprestación”.

La ministra también destacaba el día 24 de junio, en la presentación del RDL 7 la importancia de la flexibilidad, “esa



capacidad que va a tener y que tiene el sistema eléctrico para que determinados sujetos y tecnologías puedan adaptarse a los cambios de la oferta y la demanda de energía en distintos momentos, en segundos, en horas, en días o incluso a lo largo del año...”. Aagesen anuncia ese día además que el Gobierno también fomentará medidas “para esta flexibilidad, incluyendo al ordenamiento jurídico español el procedimiento para establecer el Objetivo Nacional de Flexibilidad, facilitar su desarrollo y mandatar a todas y cada una de las instituciones su promoción”. ■

UNEF

Valoración también positiva la de la Unión Española Fotovoltaica, que da la bienvenida a los 5 kilómetros y a la creación del gestor del autoconsumo colectivo, “figura que podrá ejercer de representante de los autoconsumidores y que facilitará el buen funcionamiento de estos sistemas de generación”. UNEF también “celebra” la agilización administrativa del almacenamiento, que propiciará –dice– el desarrollo del almacenamiento “de forma rápida y racional, ya que facilita la hibridación de baterías con plantas ya existentes”. Además, la Asociación ha recibido con satisfacción la actualización del Procedimiento Operativo 7.4, que permitirá a la fotovoltaica contribuir a controlar la tensión de la red, algo que el sector llevaba mucho tiempo solicitando. Por fin, UNEF valora también positivamente (1) la “adecuación” del sistema de hitos (relativo a la tramitación de instalaciones) “a la coyuntura actual”, lo que contribuirá –estiman desde la Asociación– a una mayor seguridad y previsibilidad al sistema; y (2) el impulso a la electrificación que imprime este RDL, que incluye medidas de apoyo a la bomba de calor y al vehículo eléctrico, entre otras.

AEE

La Asociación Empresarial Eólica considera que el Real Decreto-ley 7/2025 constituye “un avance en la buena dirección”, al incluir medidas



“que ayudan a agilizar la repotenciación de parques, aportan mayor flexibilidad al desarrollo de proyectos, ajustan hitos para la puesta en servicio, fomentan la electrificación y refuerzan la operación del sistema eléctrico”. La Asociación en todo caso reclama que la ampliación de horizontes del autoconsumo (a cinco kilómetros y cinco megavatios) sea aplicable también a la eólica, y otras tecnologías renovables, y no se limite a la fotovoltaica. No obstante, AEE también señala aspectos a mejorar: la Asociación reclama por ejemplo un Plan Nacional de Impulso de la Repotenciación, propone que los proyectos de repotenciación sean declarados “de Interés Público Superior”, de acuerdo a la norma europea para proporcionar un marco de seguridad jurídica. En este marco de renovación regulatoria, la patronal eólica también considera que el nuevo Procedimiento de Operación 7.4 para el control dinámico de la tensión es “un paso positivo que viene siendo demandado por el sector eólico desde hace tiempo”.

Más aerogeneradores, más rápido y con menos trabas

Fórmulas para aumentar el ritmo de instalación de parques eólicos y una excesiva burocracia que dificulta el despliegue de los aerogeneradores fueron los grandes temas que centraron la atención Congreso Anual Horizonte Eólico 2025, un encuentro organizado por la Asociación Empresarial Eólica (AEE) y celebrado en el contexto de una actualidad energética marcada por el impacto del apagón masivo del 28 de abril. Estas son las coordenadas en las que se mueve el futuro del sector eólico, marcado por vientos de inestabilidad geopolítica y cambios regulatorios.

Manuel Moncada



La Asociación Empresarial Eólica celebró el 18 y 19 de junio una nueva edición del Congreso Anual Horizonte Eólico 2025, encuentro en el que más de 300 expertos y representantes del sector energético de España analizaron los principales temas de actualidad que afectan al desarrollo del sector eólico en nuestro país.

Todo ello en un escenario de sobregeneración y de tensión de precios enmarcado en el nuevo apagón que define el rumbo de la industria eólica en España y Europa, la financiación y bancabilidad de nuevos proyectos, los retos administrativos para la tramitación de parques, la repotenciación eólica, el desarrollo en las CCAA y las peculiaridades de cada territorio, donde los aerogeneradores deben coexistir con la biodiversidad y los usos tradicionales del territorio.

■ Los números del sector eólico

Lo cierto es que el encuentro eólico organizado por la AEE tuvo lugar en un "momento decisivo", tal como explicó en la inaugu-

ración la presidenta de la asociación, Rocío Sicre.

"Venimos de un año, el 2024, en el que la eólica en España duplicó su ritmo de crecimiento respecto al año anterior, alcanzando la instalación de 1.188 MW nuevos y superando la cifra de los 31.600 MW acumulados. Contamos con 1.416 parques eólicos, más de 280 centros industriales y más de 35.000 empleos en nuestro país".

Sicre dibujó un panorama en el que la eólica es ya, de manera estructural, "la primera tecnología del mix eléctrico, cubriendo el 23% de la demanda, y lo es, además, usando tecnología hecha aquí, en Europa y en España". Es competitividad "en vena" para todos, aseguró la presidenta de AEE, quien recordó que el año pasado la energía del viento "redujo el precio de la electricidad en un 24%, generando un ahorro acumulado de más de 5.000 millones de euros para los consumidores".

■ "Más eólica y más rápido"

Aunque estas cifras invitan al optimismo, Sicre insistió en que "aún no es suficiente", porque "España necesita más eólica, la necesita más rápido y con esquemas sostenibles para todos, que eviten situaciones de deterioro económico". Y no es solo una cuestión de interés sectorial, aseguran desde la AEE, sino que "es una cuestión de país, porque lo que está en juego es nuestra seguridad ener-



gética, el modelo de competitividad de nuestra economía, nuestro desarrollo socioeconómico en los territorios y nuestra capacidad de construir una transición efectiva y justa".

Sicre subrayó que España cuenta con "una sólida cadena de valor industrial, con más de 270 centros industriales que se enfrentan a un futuro repleto de retos", como la evolución de los costes de la tecnología y el necesario equilibrio del campo de juego entre Europa, China y Estados Unidos, desafíos sobre los que "hay que actuar con inteligencia y pragmatismo, pero también con firmeza y fortaleza en la arena internacional".

Miguel Rodrigo, director general del IDAE, que también estuvo presente en el Congreso Eólico, recordó a los asistentes que "la energía eólica ha sido pionera en el despliegue renovable y es la primera para la que desde el IDAE hemos habilitado estrategias de economía circular", con el programa repotenciación circular. Un plan que ha bastado para convertir "1.205 aerogeneradores en sólo 167 y pasar de una potencia de 600 kW a 5 MW", pero también para construir "las seis primeras plantas de reciclaje de palas de aerogenerador en España".

Rodrigo definió al sector eólico como "una ventaja estratégica a nivel país", no solo "por su peso creciente en la generación", sino también porque "es de los pocos sectores renovables con una cadena de valor que tenemos que preservar en España". Y es que "somos líderes en innovación en desarrollo y nuevas patentes eólicas", dijo el director general del IDAE, que recordó que "el 30% de las patentes de energía eólica marina flotante a nivel mundial son españolas".

■ La eólica ante el apagón

Además, el Congreso llegó justo después de un "black-out" que lo ha trastocado todo, no solo en España sino a nivel internacional. En este sentido, la presidenta de la AAE afirmó que "la batalla mediática y política que se ha venido alimentando estas semanas no favorece para nada en la atracción de inversiones". Además, la operación reforzada del sistema –que no sabemos cuánto va a durar– "está penalizando claramente el coste de nuestra electricidad y por tanto nuestra competitividad".

Desde el sector eólico tienen claro que su tecnología y sus capacidades "son clave para España" y no son, en ningún caso, "fuente de inestabilidad para el sistema eléctrico". Y es que la eólica tiene capacidad para aportar servicios al sistema que le doten de seguridad en su operación. "Lo hemos venido demostrando desde hace años –en algunos momentos con niveles de penetración de más del 60%– sin que se haya puesto en peligro

Las cifras de la eólica en España



en ningún caso la seguridad del sistema", subrayó Sicre.

No hay que olvidar que la eólica puede regular la operación del sistema gracias a la inercia mecánica que aportan los aerogeneradores con sus grandes rotores, que pesan entre 96 y 130 toneladas, unos componentes capaces de comportarse como "almacenes temporales de energía cinética", la cual se puede verter en forma de energía activa adicional, emulando así la respuesta de un generador síncrono convencional.

Aunque desde la AEE insisten en que la eólica es una tecnología que "ya sirve para estabilizar la red", los aerogeneradores podrán aportar mucho más cuando se activen mecanismos técnicos "como el servicio de control de tensión en tiempo real, y todo el paquete de normas que regulan la aportación –entre otros aspectos– de inercia sintética".

Arriba, en la foto, Rocío Sicre, presidenta de AEE; Miguel Rodrigo, director general del IDAE; Juan Virgilio Márquez, director general de AEE

■ Retos para el sector eólico

Si el sector quiere alcanzar en 2030 los 63 GW eólicos previstos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) para 2030, habrá que afrontar las trabas que aún limitan el despliegue de aerogeneradores, como "las dificultades para tramitar y ejecutar proyectos en plazo y la inseguridad jurídica provocada por la judicialización en algunos territorios" –véase Galicia–, asuntos en los que "el papel de las comunidades autónomas y la aceptación social" se vuelven determinantes.

En relación a la tramitación administrativa, Sicre subrayó la urgencia de conseguir

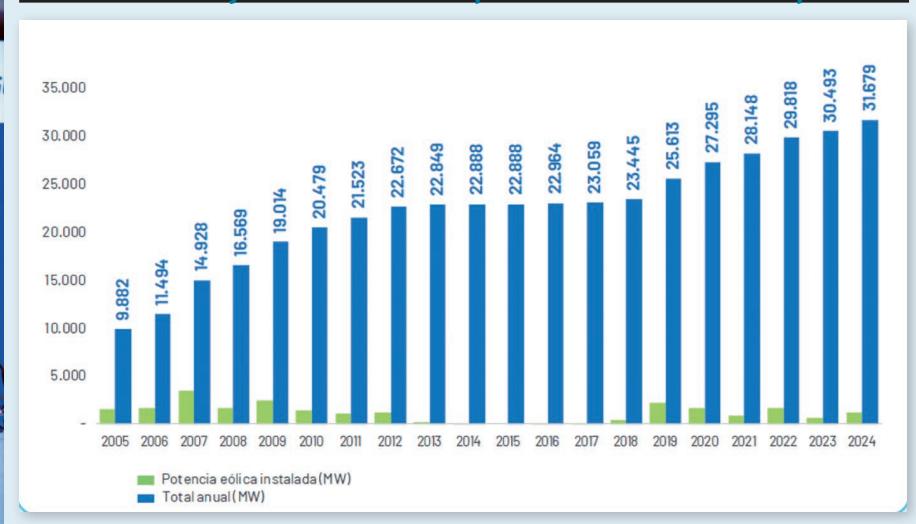


Estas son las 10 líneas estratégicas prioritarias del sector eólico español en 2025:

1. Acelerar la electrificación de la demanda y avanzar en un *mix* de generación equilibrado
2. Integración Segura de las renovables en el Sistema mediante el Servicio de control de tensión, “Grid forming” y amortiguamiento de oscilaciones.
3. Aumento del ritmo del despliegue eólico mediante el concepto de Interés Público Superior.
4. Solucionar la judicialización de la eólica en el territorio y garantizar seguridad jurídica para los inversores.
5. Modificación regulatoria para evitar la pérdida de proyectos en avanzado estado de tramitación/construcción.
6. Velar por la cadena de valor industrial eólica en España.
7. Gestión de la contestación social a los proyectos eólicos en los territorios.
8. Aprobación de la primera subasta de eólica marina en España en 2025.
9. Incentivar la repotenciación de parques eólicos.
10. Trabajar en la coexistencia entre la eólica y la avifauna en base a hechos contrastables.

trasponer la Directiva de Renovables “para acelerar plazos y unificar criterios de evaluación entre las CCAA y el Ministerio”. En este punto, la presidenta de AEE insistió en la necesidad de implantar el “Interés Público Superior” establecido en Europa para los proyectos renovables.

Evolución anual y acumulada de la potencia instalada en España



jurídica de las inversiones ha sido muy positivo, afirman los representantes del sector eólico nacional.

A todo lo mencionado por la presidenta de AEE se suman “los retos sociales y de coexistencia con la biodiversidad”, que exigen “rigor y mucha pedagogía” para luchar contra la desinformación. En este sentido, Sicre recordó que “empresas, administraciones y ciudadanos” deben ir de la mano para avanzar en una transición energética que “es la solución para el futuro de nuestros territorios y nuestros ecosistemas”. Pero, para ello, es “fundamental disponer de una regulación que huya de extremismos y aporte más flexibilidad y protección para los proyectos”, concluyó Rocío Sicre.

■ El pronóstico reservado de las empresas

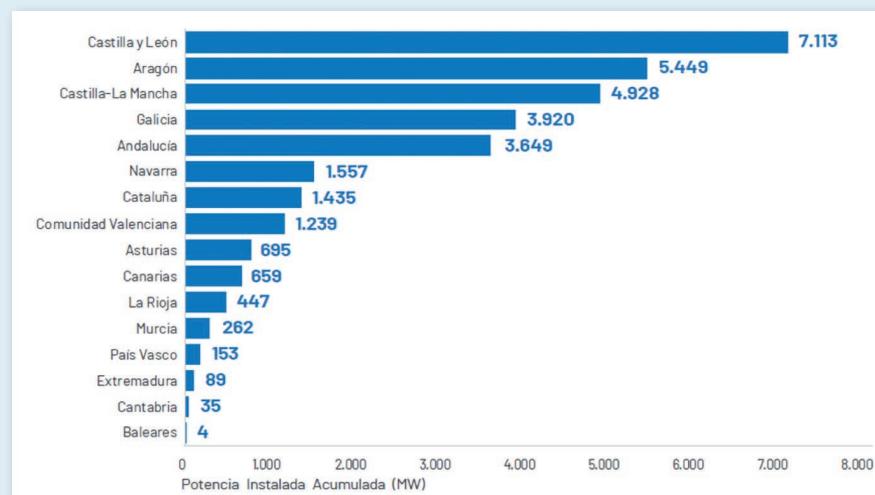
Una de las mesas más representativas del Congreso Eólico ha servido para proporcionar un marco de referencia a la situación del mercado en el que Loreto Ordóñez, CEO de Engie España; Jorge Barredo, director general de generación renovable de Naturgy; Alberto García Feijoo, CEO de Fe Energy y José Luis Adanero, director de planificación y regulación de Iberdrola, trataron de identificar las dudas del mercado respecto al desarrollo de proyectos eólicos.

La mesa, moderada por Juan Virgilio Márquez, director general de AEE, arrancó con una primera frase tipo diagnóstico médico, en la que los participantes de la mesa calificaron la situación del sector. El diagnóstico de Loreto Ordóñez ha sido el siguiente:

“Yo no soy médico pero diría que el diagnóstico es pronóstico reservado, básicamente porque creo que depende muchísimo de cómo evolucionan determinadas patologías en los próximos meses. A día



Potencia eólica instalada por CC. AA. en 2024



de hoy estamos en un momento de inflexión en el que hemos logrado mucho crecimiento en este sector, pero cada vez es más difícil materializar proyectos eólicos. Por ejemplo, a día de hoy, si eres un nuevo promotor en el mercado, conseguir capacidad de conexión y capacidad de evacuación es prácticamente imposible. El “permitting” es una locura: hay 17 maneras de entender la tramitación de un proyecto y 8.300 ayuntamientos distintos con licencias de obras diferentes entre sí. Una situación a la que se suma un contexto de precios de mercado que hace muy difícil la estructuración de todos estos proyectos”.

Y todo estos factores conviven, además, con unos hitos administrativos “que están bastante desconectados de la realidad que estamos viviendo” señaló Ordóñez. “Si nos creemos el PNIEC, claramente hay que tomar medidas para atacar todas esas patologías, porque si no, efectivamente, no seremos capaces de materializar los objetivos a 2030”.

Por su parte, Jorge Barredo, director general de generación renovable de Naturgy, coincidió con su compañera ya que, a su parecer, “hay una gran desconexión entre la potencialidad y el acto”. En concreto, Barredo subrayó que “las administraciones locales piensan que detrás de las instalaciones eólicas hay una rentabilidad enorme en la que todo el mundo puede ser partícipe”. Pero, la realidad es que “el año pasado se construyó un gigavatio. En el anterior, 600 megas” y el objetivo es “desplegar otros 30 GW en los próximos cinco años”.

Por ello, considera que “es el momento de poner los pies en el suelo y trasladar la realidad de lo difícil que es convencer al que tiene capital para que lo invierta en eólica en España”. Además, describió una situación en los territorios en la que se cree “que hay di-

Breves eólicos

- La potencia eólica instalada en España alcanza los 31.679 MW con 1.186 MW nuevos en 2024, duplicando la cifra instalada del año anterior (675 MW).
- Los parques eólicos existentes generaron más de 59.300 GWh, con una cobertura de la demanda del 23%, siendo la tecnología líder el mix en 2024.
- En total, en España hay 1.416 parques eólicos con 22.486 aerogeneradores instalados. En 2024 se construyeron 37 parques eólicos nuevos con 240 aerogeneradores en total.
- Castilla y León lidera el ranking de CCAA por potencia total instalada con 7.127 MW acumulados y también es líder en nueva potencia instalada en 2024 con 550 MW, seguido de Aragón (246 MW) y Navarra (196 MW). Zaragoza se mantiene en 2024 como la provincia con mayor generación eólica con el 14% de toda la producción en España.

nero para todos y que el que instala eólica se está forrando”, cuando “a día de hoy, es muy complejo desarrollar un parque”. Además, Barredo ha señalado que “las expectativas a largo plazo de crecimiento de la demanda no justifican más instalaciones, ni eólicas ni solares ni de ningún tipo”.

Premios Eolo

Otro de los momentos más destacados del Congreso Eólico fue la ceremonia de entrega de los Premios EOLO 2025, en sus cuatro modalidades: Fotografía, Innovación, Integración Rural, Microrrelato y Reel Eólico.

Otro año más, la estrella de los premios fue el galardón a la integración rural, un reconocimiento otorgado a los municipios que se han convertido en un ejemplo de convivencia entre las nuevas necesidades energéticas renovables y los usos y aprovechamientos tradicionales.

Julián Fuentecilla, alcalde de Soba (Cantabria), municipio galardonado este año con el ya emblemático Premio Eolo a la Integración Rural de la Eólica, afirmó que la implantación aerogeneradores en el municipio que cuenta con la mayor cabaña ganadera de Cantabria ha significado “llevar a cabo obras que han beneficiado enormemente a Soba”.

Lejos de iniciar una guerra entre eólica y ganadería, “los aerogeneradores han permitido, entre otras cosas, rehabilitar el municipio con importantes obras de abastecimiento de agua de saneamiento y renovar edificios públicos para centros socioculturales”. En definitiva, la eólica ha servido para adaptar y modernizar el entorno rural, y contribuir a mejorar la vida de sus habitantes”, aseguró el alcalde.

Además, el regidor cántabro señaló que el parque eólico Cañoneras de Iberdrola (32 MW), ubicado en el término municipal de Soba, tiene previsto una ampliación, “que supondrá más recursos y, por consiguiente, mejoras en las infraestructuras que beneficiarán a la vida de nuestros vecinos”, afirmó el alcalde de uno de los 10 municipios incluidos en el libro ‘Vecinos Eólicos’, presentado por AEE recientemente, y que ofrece una mirada cercana a la convivencia con la eólica, mostrando cómo los aerogeneradores forman parte del paisaje físico, social y económico de muchas comunidades en nuestro país.

Más información

→ aeeolica.org

La FV flotante, esa tecnología que no solo genera electricidad

Aunque aún está lejos de ofrecer los números de la fotovoltaica terrestre, la energía solar flotante es una tecnología que va ganando presencia en todo el mundo. En España, se estima que actualmente hay en torno a 11 MW instalados y unos 28 MW en proyectos concretos. Promotores como Acciona, Isigenere, Sivortex y comunidades de regantes lideran el desarrollo de esta instalaciones, cuyos beneficios van más allá de la generación eléctrica. También aportan ahorro de agua, control de algas, reutilización del espacio, eficiencia energética y lucha contra el cambio climático.

Pepa Mosquera

La energía solar flotante tiene un enorme potencial y crecerá en torno al 22% anualmente a lo largo de los próximos años. Lo dice la asociación SolarPower Europe, y calcula que los embalses del mundo podrían albergar unos 23.300 GWp de capacidad con esta tecnología. En el caso de Europa, podría cubrir un 10% del agua embalsada y alcanzar 157 GW de capacidad instalada, suficiente para producir hasta el 6% del consumo energético del viejo continente.

En todos los escenarios analizados por la asociación europea, Suecia, Finlandia y España se encuentran entre los cinco primeros países con mayor proyección para esta tecnología, gracias al gran tamaño de los embalses disponibles. El carbón, paradójicamente, puede ser también un aliado para el desarrollo de la FV Flotante ya que las antiguas minas de extracción de este mineral tienen grandes embalses de agua, lugares idóneos para instalar los paneles solares.

Ciñéndonos a España, Sierra Brava, de 1,37 MW, puede presumir de haber sido la primera gran planta solar fotovoltaica flotante conectada a la red eléctrica, hecho que ocurrió en julio de 2020. La instalación lleva el sello de Acciona Energía, se ubica sobre una pequeña parte (0,07%) del embalse de Sierra Brava (Zorita, Cáceres) e inicialmente constaba de cinco sistemas flotantes independientes con 600 módulos fotovoltaicos cada uno. Nació

como proyecto demostrativo, concebido para estudiar las soluciones técnicas más adecuadas para la instalación de paneles solares sobre la superficie de lagos o embalses -no solo en España sino en todo el mundo- y contó con financiación del Centro para el Desarrollo Tecnológico Industrial (CDTI).

Posteriormente, en el primer trimestre de 2024, Acciona instaló junto a los cinco sistemas iniciales otro mas, en este caso formado por una membrana hidro-elástica reforzada de 2 milímetros de espesor, que sirve de base para 770 módulos fotovoltaicos. La membrana consta de un sistema propio de amarre y anclajes al fondo que le otorga mayor flexibilidad y resistencia ante fuerte oleaje y viento, lo cual permite que se pueda utilizar tanto en embalses y pantanos como en el mar. Además, los módulos están fijos a 0º, gracias a lo cual se evita el "efecto vela" cuando hay rachas de viento.

Sin dejar Extremadura, en Badajoz nos encontramos con otras de las dos plantas solares flotantes de mayor envergadura que hay de momento en España. Una de 1,9 MW, situada en el término de Villagonzalo y encargada por la Comunidad de Regantes del Canal del Zújar con el objetivo de reducir sus costes energéticos; y otra de casi 1 MW en la finca El Cerdeño, (situada en la comarca de las Vegas Altas del Guadiana, una zona conocida por sus condiciones ideales para el cultivo de frutas). Ambas usan la tecnología Isifloating

e Isigenere,(especialmente diseñada para optimizar la generación de energía en todo tipo de cuerpos de agua).

En Madrid, Canal de Isabel II adjudicó a Ferrovial en marzo de 2023 la puesta en marcha de una instalación solar flotante de 1,7 MW en el depósito inferior de la histórica central hidroeléctrica de Santa Lucía, ubicada en el término municipal de Torrelaguna. La energía generada por esta planta, equivalente al consumo anual de unos 1.400 hogares (según datos de Canal de Isabel II) tiene como finalidad compensar con fuentes renovables los consumos energéticos de la actividad de suministro de la empresa pública, que desde 1851 se encarga de la gestión del ciclo integral del agua de la Comunidad de Madrid.

La siguiente parada nos lleva a Baleares, donde hace apenas un mes concluían las obras de la mayor planta solar flotante del archipiélago. Está situada en la balsa de riego de Capdepera (Mallorca), suma 2.528 paneles solares y tiene una potencia de 1,47 MW. SUD Renovables ha desarrollado el proyecto en colaboración con G-ener Renovables, con el apoyo del Instituto Balear de la Energía (IBE). Actualmente se están construyendo otras tres instalaciones de este tipo en las balsas de riego de los municipios mallorquines de Santa María del Camí, Consell y Ariany, que sumarán una potencia de 2,1 MW. El IBE proyecta la instalación de otras cuatro en balsas ubicadas en los municipios de Inca (1,4 MW), Artà (2,8



(MW), Ciutadella (0,5 MW) y Santa Eulàlia des Riu (0,5 MW).

La primera gran planta solar fotovoltaica flotante de Cataluña se está instalando en las aguas de una balsa de riego en Alfés, en el Segarra-Garrigues (Lérida), y tendrá 2,1 MW de capacidad, aportada por 3.500 módulos fotovoltaicos. El proyecto comenzó a tramitarse en 2023 pero varios informes desfavorables de la Generalitat lo detuvieron. Entre otros aspectos, se cuestionaba su impacto ambiental (la balsa está situada en un espacio protegido) pero finalmente recibió la luz verde ambiental el verano pasado y la urbanística a finales de 2024. Buena parte de la producción eléctrica que genere será para autoconsumo.

Este proyecto se enmarca dentro de una iniciativa más amplia para instalar plantas solares flotantes en diferentes balsas del canal Segarra-Garrigues, con el objetivo de generar energía para el riego y reducir costes. La ingeniería leridana Sivortex, que usará las soluciones flotantes de la francesa Ciel&Terre, desarrolla estas iniciativas.

En la región de Murcia, la Comunidad de Regantes del Campo de Cartagena ha puesto en marcha otra instalación solar fotovoltaica flotante de 1,28 MW sobre la balsa de la Trin-

chera. La instalación responde al modelo de autoconsumo sin excedentes y producirá electricidad que los comuneros van a emplear para bombear y distribuir el agua de riego.

Hay más instalaciones “menores” relacionadas con esta tecnología en España, y otras en proyecto repartidas por diferentes provincias (Toledo, Tenerife, Badajoz....), que podrían conducir a que la solar fotovoltaica flotante sume, próximamente, cerca de 40 MW.

■ ¿Y en otros países europeos?

Como en España, este sector está en pleno crecimiento en otros países europeos, si bien -de nuevo al igual que aquí- todavía es relativamente pequeño en comparación con otras fuentes de energía renovable. Pero hay proyectos en todo el continente, ubicados, sobre todo, en embalses, lagos y antiguas graveras. En 2021 había en torno a 1,6 GW de capacidad instalada, con la previsión de que en 2026 esta cifra crezca hasta los 4,8 GW.

La propiedad de estas instalaciones varía. Algunas están siendo desarrolladas por empresas energéticas como BayWa r.e., EDP o Q Energy, mientras que otras forman parte de proyectos en los que participan varias empresas e incluso entidades públicas.

Instalación en la balsa de riego de Capdepera (Mallorca), suma 2.528 paneles solares y tiene una potencia de 1,47 MW

Abajo, instalación solar flotante de 1,7 MW en el depósito inferior de la central hidroeléctrica de Santa Lucía, ubicada en el término municipal de Torrelaguna, Madrid

Uno de los proyectos más destacados, inaugurado hace apenas unos días, es el de Les Ilots Blandin, situado en el municipio francés de Perthes (región de Haute-Marne), que suma nada menos que 74,3 MW. Cuenta con más de 134.000 paneles solares flotantes que cubren una superficie equivalente a 180 campos de fútbol y es la mayor instalación solar flotante de Europa.

Ha sido construida por Q Energy y Veltto Renewables sobre antiguas graveras y podrá suministrar energía anualmente a 37.000 personas. Según los promotores, el proyecto permitirá evitar la emisión de unas 18.000 toneladas de CO₂ al año.

Tres años antes, en julio de 2022, se inauguraba en Portugal un parque solar flotante de 5 MW (considerado en su momento el mayor de Europa), que tiene que soportar gran-





Parque solar flotante de 5 MW, en el embalse de Alqueva (Alentejo, Portugal), cerca de la frontera con España

A la derecha, planta Queen Elizabeth II Reservoir, de 6,3 MW de capacidad.

Una cadena de beneficios

La energía solar flotante ofrece una serie de ventajas. Estas son las más significativas:

- Aprovechamiento del espacio: permite utilizar superficies de agua (embalses, lagos, balsas de riego) que no tienen otros usos productivos, liberando espacio terrestre para agricultura, ganadería u otros fines.
- Mejora del rendimiento de la planta: el agua actúa como un refrigerante natural, manteniendo los paneles a una temperatura más baja. Esto evita el sobrecalentamiento y puede aumentar la eficiencia de la producción de energía en un 2-3% (y hasta un 10-12% según algunos estudios) en comparación con las instalaciones terrestres, prolongando además la vida útil de los paneles.
- Reduce la evaporación del agua: la sombra generada por los paneles sobre la superficie del agua ayuda a reducir la evaporación, lo cual es especialmente beneficioso en zonas propensas a la sequía.
- Controla el crecimiento de algas: la sombra también puede ayudar a mitigar la proliferación excesiva de algas y la eutrofización en los cuerpos de agua, mejorando su calidad.
- Menor impacto ambiental: la instalación puede ser más sencilla y requerir menos mano de obra que en tierra, reduciendo la huella ambiental.
- Integración con infraestructuras existentes: en algunos casos, se pueden aprovechar las infraestructuras de embalses y centrales hidroeléctricas, incluso utilizar la energía solar generada para alimentar la propia central en épocas de sequía.



des olas, unas profundidades máximas de 70 metros y variaciones de nivel del agua de 23 metros. Utiliza para ello la tecnología de Isigener. Está localizado en el embalse de Alqueva (Alentejo), cerca de la frontera con España y lo opera EDP. La instalación incorpora un sistema de almacenamiento de energía con baterías y recibió un premio de la Comisión Europea por su tecnología pionera.

Reino Unido aporta la planta Queen Elizabeth II Reservoir, de 6,3 MW de capacidad. Tiene 23.000 paneles fotovoltaicos para generar electricidad que alimenta la planta potabilizadora de Thames Water, localizada cerca de Londres, y fue desarrollada por Lightsource Renewable Energy.

Alemania suma varios proyectos singulares, como el parque solar flotante de Cottbusser Ostsee en un lago artificial creado en una antigua mina, con una capacidad de 21 MW; o la primera planta fotovoltaica vertical flotante del mundo, ubicada en el Jais Weiher (Baviera), de 1,8 MW de potencia aportada por 2.500 módulos verticales en orientación este-oeste. Ha sido desarrollada por la empresa SINN Power en colaboración con la planta de

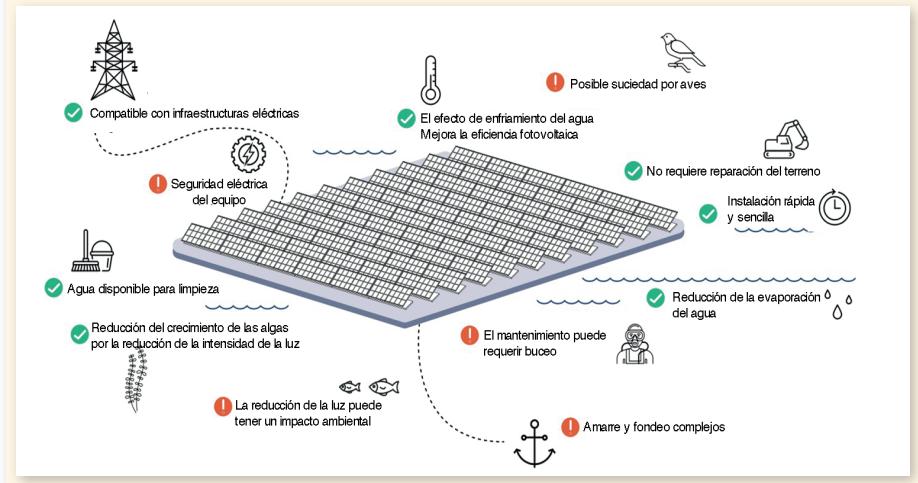
áridos Jais y fue inaugurada el pasado mes de abril. De acuerdo con el Instituto Fraunhofer de Energía Solar Systems (ISE), los lagos artificiales de Alemania destinados a la extracción de lignito tienen potencial para albergar hasta 44 GW de solar FV flotante.

En su vecina Austria, se localiza otro sistema solar fotovoltaico flotante de grandes dimensiones –24,5 MW–, en este caso situado en una antigua mina de arena en Grafenwörth (Baja Austria). La ha construido ECOwind, filial de BayWa r.e, en colaboración con el proveedor de energía EVN.

La lista de proyectos singulares ofrece otro punto de gran interés en Países Bajos, donde se está construyendo una planta fotovoltaica marina dentro de un parque eólico, a 53 kilómetros de la costa. Forma parte del proyecto europeo "Nautical Sunrise" y busca aprovechar el espacio marítimo para generar energía solar, especialmente en zonas con alta densidad de población donde el terreno es limitado. Pero este proyecto experimental no solo va a generar energía, también va a demostrar la viabilidad de la energía fotovoltaica flotante en alta mar y cómo esta puede integrarse con



Descripción general de los posibles beneficios y desafíos de la energía solar fotovoltaica flotante



Arriba, Dezhou Dingzhuang Floating Solar Farm (Dezhou, China), con 320 MW de capacidad

otras tecnologías renovables, como la eólica. Está siendo desarrollado por varias empresas e instituciones con el apoyo de Dutch Enterprise Agency (RVO)

A por los 77 GW para 2033

En realidad, los proyectos de energía solar flotante se han disparado en los últimos años en todo el mundo, pasando de 68 MW en 2015 a más de 3 GW en 2022, año en el que había más de 1.142 sistemas FV flotantes comerciales a nivel mundial. Dos años más tarde, en 2024, se estimaba una capacidad total instalada de 21,18 GW.

El Banco Mundial calcula que la energía solar flotante podría duplicar esta capacidad ya que hay más de 400.000 kilómetros cuadrados de depósitos artificiales de agua (pananos, embalses, etc.) en el mundo aptos para albergar este tipo de instalaciones. Wood Mackenzie señala, por su parte, que la capa-

ciudad acumulada de energía solar flotante podría llegar a los 77 GW para 2033.

La región de Asia-Pacífico lidera este desarrollo, con China al frente. El país alberga varias de las plantas más grandes del mundo y está utilizando enclaves como viejas minas de carbón inundadas para desarrollar proyectos a gran escala. Algunos de ellos son: Dezhou Dingzhuang Floating Solar Farm (Dezhou), que suma 320 MW de capacidad; Three Gorges New Energy Floating Solar Farm (Huainan City), de 150 MW; y Cecep Floating Solar Farm (Anhui), de 70 MW. Otras plantas significativas en China son Anhui Fuyang Southern Wind-solar-storage (650 MW), Wenzhou Taihan (550 MW), y Xinji Huainan (102 MW).

India también figura entre los principales actores, con proyectos de gran envergadura como NTPC Ramagundam (145 MW) y Omkareshwar Floating Solar Power Park (90 MW). En Indonesia destaca la planta de Cirata (192 MW); Singapur aporta Sembcorp Floating Solar Farm (60 MW); Vietnam, Da Mi Reservoir (47,5 MW); y Tailandia Sirind-

Suma y gana

La energía hidroeléctrica es un sector dependiente de los ciclos hidrológicos. Se estima que la energía generada por la hidroeléctrica disminuirá en los próximos años debido al cambio climático, al aumento de la temperatura, a períodos más largos de sequía y a otros fenómenos climáticos adversos. Todo ello repercute en los recursos hídricos globales y su disponibilidad, y afecta a la generación de electricidad de estas centrales.

Instalar sistemas fotovoltaicos flotantes en las presas que los admitan ayuda a optimizar el uso de estas instalaciones. Por un lado, se aumenta la eficiencia energética y la fiabilidad del sistema. Permite compartir la infraestructura ya existente para las conexiones a la red, y minimizar las limitaciones de tiempo y costes. La combinación de embalses hidroeléctricos y sistemas fotovoltaicos flotantes también ayuda a preservar el agua. Agua que puede utilizarse posteriormente para riego o incluso para fines de agua potable, sin que la presa deje por ello de producir suficiente energía.

La combinación de energía solar flotante y eólica también puede ofrecer ventajas significativas, como mayor estabilidad en la producción. Dado que las condiciones óptimas para una no son las mismas para la otra, su hibridación puede ayudar a mantener una producción de energía más constante a lo largo del día y del año. Esta combinación reduce, además, la dependencia de una sola fuente y optimiza el uso de recursos ya que la infraestructura necesaria para ambos sistemas puede integrarse (como el uso de la misma infraestructura de conexión a la red).

horn Dam Floating Solar Farm (45 MW). Japón y Corea del Sur también cuentan con proyectos destacables, aunque algo menores.

En Latinoamérica, la solar fotovoltaica flotante está empezando a desarrollarse con proyectos como Aquasol, de 1,5 MW de capacidad. Emplea la solución flotante de la española Isigenere, y se localiza en una presa hidroeléctrica de Córdoba (Colombia), mostrando cómo la hibridación de dos tecnologías renovables -hidroeléctrica y fotovoltaica flotante- incrementa tanto la fiabilidad como la producción de electricidad limpia.

Más información

- <https://api.solarpowereurope.org>
- www.unef.es
- www.energias-renovables.com



AUTOCONSUMO

Ecooo Energía Ciudadana celebra su 20 aniversario

La energía en manos de la gente

Que todo el mundo pueda convertirse en productor de energía limpia y que sean consumidores activos, empoderados y con conocimientos energéticos. Esa es la razón de ser de Ecooo. Para ello “solo necesitamos que la gente se organice en torno a un proyecto de transformación social y colectivo”. Así, desde Ecooo, que celebra su 20 aniversario, han trabajado siempre apostando por el autoconsumo, por la energía solar fotovoltaica, por las renovables y, en definitiva, por la descentralización y democratización de la energía.

Celia García-Ceca

Ecooo Energía Ciudadana es ese capital humano unido e independiente, muchas veces pionero, que no cesa en su propósito y su esencia principal: acompañar a la gente para ir formando un nuevo modelo energético más limpio, más sostenible y más descentralizado. Esta cooperativa independiente ha sido pionera en la innovación energética y la participación ciudadana desde 2005, cuando la energía solar era todavía casi inexistente en nuestro país. Ahora está de celebración porque cumple 20 años “en los que ha demostrado que es posible que la gente conquiste una parcela de soberanía más en su vida, y que sea protagonista de un modelo energético que no tiene por qué estar en manos de grandes corporaciones”.

Mario Sánchez Herrero es el fundador de esta iniciativa que nació inicialmente como consecuencia de poner en marcha un proyecto

inmobiliario con la construcción de un par de naves industriales en un polígono industrial de Leganés, en Madrid. “Las tres personas que lo pusimos en marcha nos dimos cuenta de que había un enorme potencial en las naves como trasteros ciudadanos, donde la gente podría guardar sus cosas utilizando los espacios libres de las naves industriales”, explica en un comunicado. Añade que en ese momento “aparecieron un par de ingenieros que habían montado una franquicia de energía solar fotovoltaica”. Y así fue el origen de Ecooo.

Veinte años en los que desde Ecooo han aprendido, trabajado y evolucionado a la misma vez que lo hacía la transición energética en España. Unas veces con vientos de cara y otras veces luchando contra la marea. El propio Mario Sánchez Herrero, fundador de Ecooo, lo explica así: “empezamos en 2005 con unas perspectivas muy buenas porque había un régimen de apoyo a las renovables muy generoso, de hecho demasiado generoso, que provocó en parte los males que vinieron después”. Sin embargo, la tempestad al sector renovable no tardó en llegar: “la segunda etapa de Ecooo fue muy complicada porque fue la etapa de los recortes retroactivos de las primas a las renovables. Cada seis meses había un nuevo recorte, era muy difícil convencer a la gente para que invirtiera”. Como buena parte del sector, Ecooo consiguió sobrevivir hasta el día de hoy, veinte años después: “seguimos trabajando con la energía solar cuando nadie se atrevía y más de 15 años después, aquí seguimos, creando proyectos nuevos que nos hagan crecer junto a nuestra comunidad solar. No tenemos que esperar a que aparezca un partido favorable a estos principios ni nada por el estilo. Solo necesitamos que la gente se organice en torno a un proyecto de transformación social y colectivo”. ■





Marta Rebeca de la Fuente

Presidenta de Ecooo Energía Ciudadana

Hector Pérez Pastor

Coordinador del área de autoconsumo de Ecooo Energía Ciudadana

“No hay mayor herramienta que tener un autoconsumo en una casa”

Ecooo surgió inicialmente como consecuencia de poner en marcha un proyecto inmobiliario con la construcción de un par de naves industriales en un polígono industrial de Leganés, en Madrid. ¿Cómo surge esta idea? ¿Por qué?

Esta iniciativa de Mario Sánchez Herrero fue precisamente eso, crear unas naves industriales para ser usadas como trasteros para la gente. Aquello se llamó nuevo espacio industrial. Como Mario es economista, también hacía asesoría y con algunos amigos ingenieros empezaron a hablar de temas de fotovoltaica y ahí fue cuando surgió el germen de la idea de Ecooo revolución solar, que seguramente sea más conocido por todas dentro del sector energético. Ese sí que fue el germen real de lo que es a día de hoy Ecooo Energía Ciudadana, la cooperativa en la que trabajamos. Al principio eran unos pocos socios y una empresa, pero sin ánimo de lucro. Eso no significa que no obtengamos beneficios, o sea, tenemos un salario y tenemos beneficios, pero lo invertimos lo reinvertimos en proyectos para seguir creando y haciendo nuevas líneas de negocio. Es decir, no lo repartimos entre los socios, sino que los beneficios son renovables.

¿Cuál ha sido la evolución desde el 2005?

Fue en el periodo 2005-2006 cuando empezó a surgir Ecooo Revolución Solar en ese contexto en el que aparecen dos de los reales decretos más famosos dentro del sector energético como son el 661 y el 1578. Y es que por poner paneles solares en ciertas localizaciones se creaba un modelo de negocio porque el hecho de vender energía a la red no solo se retribuía según lo que estuviera fijado en el mercado diario, sino que además para mejorar y para promover este nuevo modelo basado en energías renovables, pues aparecieron las primas a las renovables. Lo que hacían aquellos inversores era tomar como ejemplo este modelo de poner paneles en diferentes localizaciones para luego sufragar esa inversión a través de las primas a las renovables.

Es verdad que las primas hubo un momento que eran muy altas y que sí que era un gran negocio y había mucha gente que invertía en plantas solares, incluso algunos fondos de inversión, pero que después los diferentes cambios de gobierno las fueron reduciendo hasta que las quitaron y pusieron unas retribuciones estatales más pequeñas en el 2012. En aquella época montar este tipo de instalaciones era bastante costoso y era una forma de incentivar a que la gente invirtiera e hiciera plantas solares, generalmente en polígonos industriales.

Cuando ocurrió esto, que se acabaron estas primas tan altas, mucha gente vendió porque los beneficios no eran suficientes con la venta de energía, e incluso las abandonaba y ni siquiera mantenía sus plan-



“Cuando nosotros lanzamos la cooperativa no teníamos ni idea de dónde íbamos a ir a parar. Creo que eso es parte del éxito”

tas. Entonces lo que hizo Ecooo en aquel momento fue rescatar estas plantas, las fue comprando a un precio justo a la gente que vendía. Así surgió ese modelo de socialización de plantas.

Empezamos compartiendo la propiedad de las plantas con los primeros participantes, copropietarios de las plantas que tenían también unos beneficios y los gastos asociados. Pero al final nos inventamos el tema de los contratos en cuentas en participación, donde Ecooo es el propietario de las plantas y las personas pueden participar. Es decir, tú metes un dinero dependiendo del precio del vatio pico que tenga esa planta solar en la que participas, y por ello te corresponden un número de kilovatios, unos beneficios y unos gastos asociados a esa parte de la planta en la que participas durante los años que fija el contrato que has firmado.



AUTOCONSUMO

Y siguiendo la cronología, en 2015 aparece el famoso impuesto al sol, que afectaba fundamentalmente a los autoconsumo grandes, a partir de 10 kW, y que generó mucho miedo en la gente. Con el impuesto al sol ya todo el mundo pensaba que nadie podría ponerse un autoconsumo. Ahí es cuando vemos muy claro que el oligopolio eléctrico estaba operando en contra de esa comunidad que nosotros queríamos crear.

Y ya en 2019-2020, con todo ese capital humano que teníamos y esa mentalidad que nos unía, creemos que toca dar el salto y convertirnos en cooperativa porque básicamente era el paso natural. Y es que la filosofía de Eocco desde el primer momento y hasta ahora siempre ha sido poner la energía en manos de las personas para que las personas se empoderen cada vez más. Y también de ahí surge el autoconsumo, que tú seas tu propio productor de energía. En Eocco cuando hacemos autoconsumo, sobre todo en los colectivos, además de hacer la instalación ofrecemos, por ejemplo, la escuela de la energía. Eso es lo interesante, que la gente se vaya empoderando porque dependemos de un oligopolio eléctrico en manos de cinco empresas, y aquí en España sobre todo de tres o cuatro distribuidoras que lo controlan todo. En otras partes de Europa esto es ilegal, o sea, una distribuidora no puede tener comercializadora, pero en España sí.

■ ¿Y cuál ha sido el camino de Eocco en el autoconsumo?

Si no remitimos al inicio de la última década, nosotros empezamos a detectar que había mucha gente que quería instalar autoconsumo, pero que era una cosa bien compleja porque no podías hablar de réditos económicos, no podías hablar de ahorros, no podías hablar de inversión porque nadie se ponía paneles por esos motivos. Los ponían por convicción política, por una cuestión ambiental o por una cuestión ecológica, pero había mucha gente que lo quería hacer. Entonces, nosotros acompañamos a toda esa gente que estaba deseosa de que alguien les echara una mano para llevar su sueño adelante. Ahí sí fuimos por delante porque en el año 2015 y 2016 en España no se instalaba autoconsumo. Seguramente hubiera más autoconsumos que aquellos que estaban en el registro de aquel entonces que apenas llegaba a 150 autoconsumo, seguramente hubiera más, pero registrados había 150.

En 2017 nos liamos la manta de la cabeza e hicimos 100 autoconsumos cuando estaba de lleno el impuesto al sol operando en España.



No es que estuviera siendo efectivo, sino que operaba, es decir, el objetivo que querían era bloquear y ralentizar el autoconsumo, meter miedo al autoconsumo. Y de aquellos tiempos... esta situación actual. Ahora estamos viendo el sinfín de posibilidades que tiene y la penetración en particular de la solar fotovoltaica en el mix energético de España.

Y luego se me ocurre que, por ejemplo, en el 2019 aparece el Real Decreto con la posibilidad de compartir energía a lo que le llaman autoconsumo colectivo. Nosotros ya veníamos intentándolo hacer a pesar de que no fuera viable vía legislativa. En el 2019 montamos la primera instalación de autoconsumo colectivo aquí en nuestra propia sede con algunos de los vecinos. Ahora prácticamente en torno al 70-80% de toda la potencia que instalamos o que promovemos de una u otra manera es a través de proyectos que tiene que ver con el uso compartido de la energía, y de lo que de verdad estamos muy orgullosos porque va en la línea de lo que queremos fomentar y que no es más que hacer cosas de manera colectiva.

Nosotros hemos ido instalando cada vez más potencia, pero en lo que más hemos ido creciendo en los últimos años no ha sido tanto en potencia, sino en personas de nuestra comunidad. Antes instalábamos 100 kW para siete familias y un colegio, y ahora en 100 kW juntamos a 60 vecinos. Eso es lo que ha cambiado. Porque ahora el 70-80% de lo que instalamos tiene que ver con lo que te dije eh lo antes, si no estoy mal, que es son proyectos que son eh están vinculados al uso compartido de la energía.

Los grandes hitos de Eocco

- 2005.** Nacimiento de la iniciativa de Mario Sánchez Herrero en las naves industriales de Madrid.
- 2006.** Nacimiento de Eocco Revolución Solar
- 2012.** Impulso del modelo de socialización de plantas para rescatar las plantas fotovoltaicas que se vendían debido a las primas a las renovables.
- 2013.** Lanzamiento de la campaña DesSOLbediencia junto con otras organizaciones como protesta contra el impuesto al sol.
- 2015.** La campaña 'Recupera el Sol' ofrece a la ciudadanía la posibilidad de participar desde 100 euros en plantas fotovoltaicas que están ya produciendo energía renovable y tienen derecho a una retribución.
- 2014.** Nace Depósito Solar, la forma de participar en las plantas solares a corto plazo de Eocco. Es una modalidad de inversión para personas que querían participar en la generación eléctrica renovable, pero que preferían hacerlo durante un periodo de tiempo corto.
- 2016.** Instalación de la primera planta de autoconsumo en la ciudad de Barcelona. El sistema de 2 kW de potencia logrará abastecer de forma gratuita más del 40% de la energía consumida y generará un ahorro de más del 35% en la factura eléctrica.
- 2017.** Lanzamiento de 'Oleada Solar', la primera campaña de compra colectiva de instalaciones fotovoltaicas para el hogar.
- 2018.** Presentación de la 'Guía práctica para el fomento del autoconsumo renovable desde el ámbito municipal'.
- 2019.** Lanzamiento de un consultorio sobre autoconsumo con la participación de expertas y expertos en materia energética de diversos ámbitos: el activismo, la política, la empresa o la investigación.
- 2020.** Instalación del primer autoconsumo colectivo en España. Es un autoconsumo colectivo en un edificio de viviendas en el madrileño barrio de Lavapiés en el que viven siete familias.
- 2021.** Puesta en marcha de los primeros autoconsumos individuales del proyecto Oleada Rosa Energética en la urbanización madrileña Rosa de Luxemburgo de Aravaca (Madrid). El objetivo es alcanzar los 86 autoconsumos individuales unifamiliares.
- 2022.** Primer encuentro con colegios, institutos y universidades para abordar uno de los grandes objetivos de los centros estudiantiles: el ahorro energético y la concienciación ambiental.
- 2023.** Presentación y firma del proyecto 'LaPabloRenovable' donde más de 500 hogares de Rivas-Vaciamadrid han creado "el barrio solar más grande del país".
- 2025.** Primer aniversario de 'LaPabloRenovable': 512 familias, más de 1500 personas, 43 instalaciones, 1860 paneles solares, y una potencia total de 865 kW.



■ ¿Y cómo recordáis el boom del autoconsumo del año 2022?

■ Nos vimos tan desbordados como cualquier otra empresa instaladora de autoconsumo, lo que generó también la contratación de once personas, la mayoría para incorporarse al departamento de autoconsumo. Necesitábamos contratar mucha más gente y quedamos mal con muchos clientes por desgracia porque no dábamos a basto. E incluso teníamos listas de espera de personas para hacerles un autoconsumo. Pensar que tanta gente de repente se nos ha sumado en estos pocos años y a través del autoconsumo es una maravilla. Ese pico de potencia ha bajado, como en todo el sector y hay una cierta estabilización, pero también hay un crecimiento notable en cuanto a implicación de la ciudadanía, implicación de participantes sobre todo en autoconsumos colectivos.

■ Un autoconsumo que también ha ido sufriendo cambios en estos últimos años... crecimiento, estabilidad, bajada de instalación... E incluso cambio en los motivos por el que se instala.

■ Al principio eran motivaciones meramente ideológicas, políticas, de convicción, ecológicas. Esto fue poco a poco cambiando con la legislación que, con la activación de la compensación de excedentes, la mejora en la burocratización de las activaciones, etcétera, fue haciendo que poco a poco más gente se fuera animando. El punto de inflexión fue el 2021 con los fondos Next Generation a la que le siguió el alza de precios derivados de la invasión a Ucrania. Ahí la principal motivación era el miedo a los precios de la energía, era como un mecanismo de protección ante una derivada alcista completamente desbocada.

Pero el autoconsumo, aparte de ahorrar, es un elemento que genera mucho conocimiento en la familia o en la casa donde se instala; un conocimiento que antes no existía. Esto dota a las personas de unas herramientas que les permiten identificar que no hay mecanismo más barato de producir energía que a través de la tecnología solar fotovoltaica. A pesar de esto, el oligopolio sigue actuando y que que hayan pasado por el aro de las renovables no significa que no quieran interponer sus plazos y no significa que no van a poner trabas como la activación de un autoconsumo sí o sí en un año o más, saltándose cualquier línea que aparezca en un real decreto, a pesar de que en la CNMC, en el Ministerio, y en todo el sector saben que lo incumplen.

■ Y las comunidades energéticas, ¿cómo van?

■ Es muy interesante lo del tema de hacer comunidad. Por ejemplo en comunidades residenciales hay gente que no tenía absolutamente ni idea de nada y ha aprendido un montón, que se está empoderando tanto que han empezado a electrificar su vivienda. Hay comunidades que tienen un perfil más ecologista y buscan abandonar las energías sucias quitando el gas de sus hogares y apostando por la aerotermia. Pero no deja de ser un proceso difícil que cualquier junta de vecinos lo demuestra. El sector tiene que saber que esto no son dificultades, sino



"El autoconsumo, aparte de ahorrar, es un elemento que genera mucho conocimiento en la familia o en la casa donde se instala; un conocimiento que antes no existía"

que son cuestiones inherentes a este tipo de proyectos. Si quiero trabajar con una comunidad y con un autoconsumo colectivo voy a tener que lidiar con todo lo que implica. Son retos que se van a ir resolviendo según se vayan incorporando más y más comunidades energéticas en comunidades de vecinos.

Es super interesante cuando metes autoconsumo colectivo dentro de una comunidad de vecinos y ves cómo se ponen de acuerdo personas que seguramente están en extremos ideológicos totalmente contrarios. Con el tema de la energía, de hacer cosas en común y para la comunidad, de repente personas que están en las antípodas ideológicas van y se ponen de acuerdo.

■ Por último, ¿cuál es el futuro de Ecoo? ¿Y el de la transición energética en España?

■ El futuro de Ecooo vamos a ir construyéndolo. Cuando nosotros lanzamos la cooperativa no teníamos ni idea de dónde íbamos a ir a parar. Creo que eso es parte del éxito.

En cuanto a la transición, tenemos que seguir luchando porque efectivamente la solución solo pasa por las energías renovables. Pero todavía nos queda conseguir un modelo descentralizado y que la energía esté en manos de la gente. Y esto significa creérnoslo de verdad y saber ver la fuerza que puede tener una familia al generar su propia energía, y también al electrificar la demanda, que no es otra cosa que impactar contra la crisis climática en la que estamos.

No hay mayor herramienta que, por ejemplo, tener un autoconsumo en una casa. A partir de ahí empieza la gente a valorar otras opciones que son necesarias para la electrificación de la demanda, que es atacar el transporte y atacar la climatización. Esas dos vías casi nadie, de verdad, casi nadie se plantea atacarlas sin haber hecho el paso inicial de los paneles fotovoltaicos. El autoconsumo es el primer paso para que millones de personas vayan a dar el siguiente paso para dejar de quemar combustibles fósiles para calentar la casa o para desplazarse a su puesto de trabajo. Ahí es donde tenemos que incidir porque sí y solo sí lo vamos a hacer si cada vez sumamos más gente a este modelo energético. Si dejamos en manos de las empresas que gestionan los tiempos, nos come la crisis climática. ■



E N T R E V I S T A

Jon Macías

Presidente de Autoconsumo de APPA

“Los tejados solares siguen siendo muy rentables”

Aunque el consumidor residencial ha dejado de ver en los titulares que la luz está muy cara, “quizá no ha mirado su factura eléctrica, porque los números del autoconsumo hablan por si solos”, explica en entrevista con *Energías Renovables* el presidente de APPA Autoconsumo, Jon Macías. Y es que la inversión inicial, el principal escollo, se recupera en ocho años para una instalación residencial: “a partir de ahí, toda la generación sale gratis para el propietario” asegura Macías.

Manuel Moncada

España ya ha superado el medio millón de tejados solares, un modelo descentralizado que ofrece ahorros reales en la factura eléctrica de empresas y ciudadanos. En concreto, casi medio millón de hogares españoles (483.930) y más de 75.000 empresas ya apuestan por sus tejados y cubiertas para generar su propia energía.

■ Radiografía del autoconsumo

El sector, no obstante, no vive su mejor momento. Según la radiografía APPA del autoconsumo, el sector instaló 240.000 autoconsumos en 2022; se quedó en los 127.000 en 2023; y ha firmado menos de 80.000 en 2024. Son dos años de caída.

El *Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico* de APPA, revela que el sector instaló 1.431 MW de autoconsumo fotovoltaico en España en 2024, lo que supone un recorte de más de veinticinco puntos (-26,3%) con respecto a los 1.943 MW desplegados en 2023. Esta contracción de la potencia instalada fue menor en el sector industrial (-23,4%) que la registrada en el residencial

(-34,3%). En total, España cuenta a día de hoy con 8.585 MW (6.304 industriales y 2.281 residenciales).

Desde APPA aseguran que “con el ritmo actual de instalación no se alcanzarán los 19 GW marcados como objetivo en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima PNIEC”. Un pronóstico que según el presidente de APPA, Jon Macías, se cumplirá si no se adoptan “medidas concretas como las que hemos reclamado al regulador”.

Jon Macías, es, precisamente, el protagonista de esta pieza en la que el presidente de autoconsumo de APPA explica por qué generar tu propia energía sigue siendo un buen negocio en la España de 2025. Esto es lo que nos ha contado.

■ ¿Por qué sigue siendo rentable el autoconsumo... aun sin subvenciones?

Bueno, sigue siendo rentable porque los números salen, no hay mucho misterio. Normalmente los consumidores se quedan con el precio del mercado, o con las cifras de precios cero o negativos. Pero cuando se tienen en cuenta los peajes, impuestos y otros aspectos que pagamos en la tarifa, los números hablan por sí solos. En el Informe Nacional del Autoconsumo Fotovoltaico

hacemos todos los años los cálculos de amortización de la inversión.

En 2024, con el mercado eléctrico más bajo de los últimos años, la inversión inicial se recuperaba con los ahorros en unos ocho años para una instalación residencial y en unos siete años para una industrial. A partir de ahí, toda la generación saldría “gratis” para el propietario. Es una inversión muy, muy rentable.

■ La sobreproducción de paneles solares en China ha llevado a los fabricantes europeos a aplicar rebajas para tratar de incentivar la demanda y reducir existencias. ¿Crees que este recorte de los precios ofrece oportunidades para impulsar proyectos solares o el autoconsumo en Europa?

Indudablemente, cualquier reducción en los costes ayuda, pero no podemos quedar-



Foto Tomásol/Fotovoltaica

nos sólo en esto. El autoconsumo es rentable en relación con el ahorro, y, a partir de ahí, debemos realizar la instalación con la mayor calidad posible, porque nos durará más tiempo, será más eficiente con la generación y, a la larga, será más rentable.

No debemos ir a precio en una tecnología que, en su rango más caro, ya supone cuantiosos ahorros.

Y esta es una reflexión a nivel individual, del hogar o de la industria particulares que apuestan por el autoconsumo. Pero a nivel país, que la fotovoltaica sea más económica que otras tecnologías renovables no nos debe arrastrar a un desequilibrio. Esto se traduce en precios cero en horas solares, que ya los llevamos viendo un tiempo, y esto no es bueno para nadie. Hay que tener una visión a largo plazo a nivel país.

■ Los tipos de interés crecieron a una velocidad de vértigo en 2024 respecto a 2022, aunque este año han comenzado a moderarse ¿Cuánto crees que ha influido el incremento del precio del dinero en el declive de las instalaciones de autoconsumo?

El encarecimiento del dinero es importante, pero es un componente más. En los últimos años hemos visto cómo el coste nivelado de la energía fotovoltaica y la eólica, ha repuntado -según la empresa de asesoramiento financiero Lazard- y esto no es por el coste de la tecnología, es por la inflación que, desde 2021 y 2022 ha afectado a muchísimos componentes y materiales.

Pero si tuviera que señalar dos razones para el declive, las más importantes han sido un mercado eléctrico con precios moderados



y la finalización de las ayudas europeas, que no fueron sustituidas por otras medidas, como una reducción fiscal sobre módulos o instalaciones. El primer año de contracción de la potencia anual puede sorprendernos, pero el segundo es porque no hemos tomado medidas adicionales para corregir.

■ ¿Crees que ha habido una pérdida de sensación de urgencia al haber bajado tanto el precio de la luz respecto a 2022?

Indudablemente, pero esto se ha visto más en el consumidor residencial que en el industrial, el industrial tiene mayor acceso al crédito y también ve los números a largo plazo y más fríamente, si se me permite la expresión. El consumidor residencial ha dejado de ver en los titulares que la luz está muy cara, pero quizás no ha mirado su factura eléctrica.

El titular se lo lleva el mercado eléctrico, que es mayorista, pero al consumidor real le afectan los peajes, el término de potencia... Y esos cambios del mercado mayorista no son tan reales, los ahorros del autoconsumo sí lo son.

■ Otro asunto importante y que preocupa mucho al sector es el asunto del autoconsumo colectivo ¿Cuáles son las barreras a las que se está enfrentando?

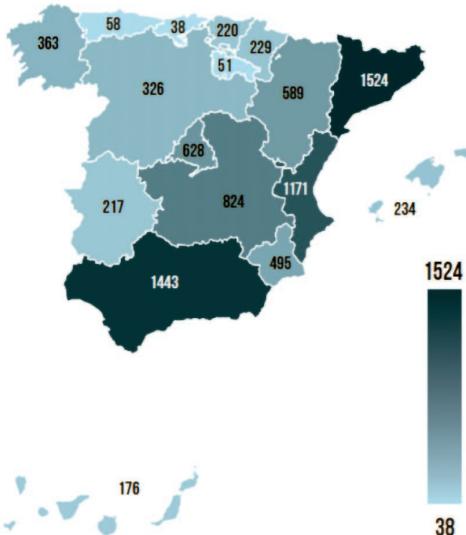




AUTOCONSUMO

Estimación potencia de autoconsumo por CCAA

CCAA	Potencia total	Porcentaje
Cataluña	1.524	18%
Andalucía	1.443	17%
Comunidad Valenciana	1.171	14%
Castilla-La Mancha	824	10%
Madrid	628	7%
Aragón	589	7%
Murcia	495	6%
Galicia	363	4%
Castilla y León	326	4%
Islas Baleares	234	3%
Navarra	229	3%
País Vasco	220	3%
Extremadura	217	3%
Islas Canarias	176	2%
Asturias	58	1%
La Rioja	51	1%
Cantabria	38	<1%



Fuente: APPA Renovables a partir de datos de CCAA y bases de datos públicas

Figura 1

Evolución de la potencia instalada MW

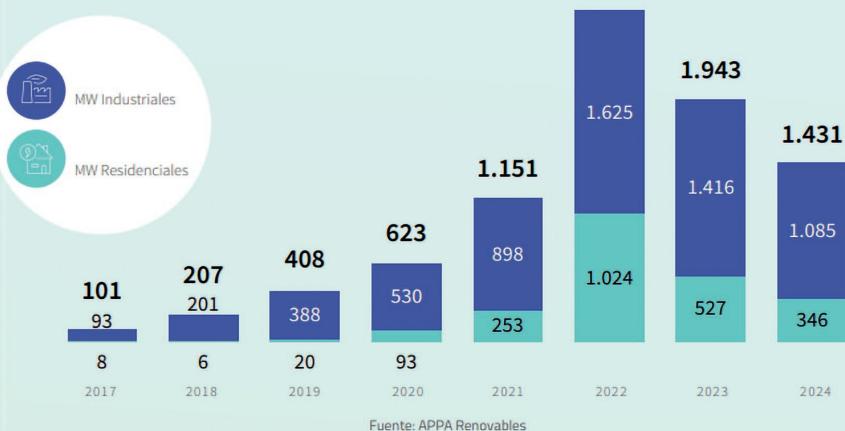


Figura 2

Evolución de la potencia acumulada MW



En primer lugar, hay que señalar que se está haciendo autoconsumo colectivo, nos encantaría que se realizase una simplificación administrativa y una revisión general del colectivo, pero se está llevando a cabo. Sus principales barreras son regulatorias y administrativas, no tanto técnicas. Los trámites son más complejos, así como la coordinación con distribuidoras.

También es cierto que, en ocasiones, nos enfrentamos a limitaciones técnicas en las redes de distribución no preparadas para gestionar múltiples puntos de consumo y generación, pero esto no ocurre en todos los casos. Para impulsarlo deberíamos establecer incentivos específicos que favorezcan estas configuraciones y trabajar en la comunicación, a todos los niveles, porque existe un bajo nivel de conocimiento entre ciudadanos, pymes y administraciones locales.

Por último, mencionaría las desigualdades territoriales en el apoyo institucional, hay regiones que se están volcando y otras que le dan menos importancia. Superar estos retos es clave para fomentar una transición energética participativa y equitativa.

■ ¿Cuánto podría ahorrar una familia media si cambiara por electricidad los consumos de combustible, calefacción, agua caliente sanitaria y refrigeración, iluminación y electrodomésticos? ¿Y si las industrias que requieren calor de proceso hicieran lo mismo?

El informe “El Momento de la Electrificación: Energía Renovable Para una Economía Competitiva”, que hemos presentado este año, es claro: un hogar puede reducir sus costes energéticos en un 64%, más de 1.400 € anuales, si se electrifica completamente. Esto, adicionalmente, permite reducir las emisiones del hogar en un 83%. Son cifras muy importantes, y debemos facilitar que los hogares puedan hacer la transición, porque es un ahorro para el país también si observamos su balanza comercial.

En el caso de una industria, en procesos hasta 150 °C, el coste total de propiedad de las bombas de calor es, entre un 51% y un 61% menores en toda la vida útil que la contrapartida fósil. Muchas veces cuando hacemos la compra, sólo vemos la inversión inicial, pero el precio de la electricidad inclina la balanza con mucha fuerza hacia la electrificación.

■ Si todos estos ahorros asociados a la electrificación son reales, ¿qué ocurriría si combinásemos la electrificación con el autoconsumo? ¿Es todavía una combinación ganadora?

Por supuesto, estos números se han hecho comprando la electricidad a la red, pero

si usamos autoconsumo los ahorros se multiplican. El problema, tanto en el autoconsumo como en la electrificación del hogar o la industria, es la inversión inicial, y ahí es donde tenemos que trabajar.

Los CAEs han demostrado ser una herramienta muy útil como catalizador del cambio, debemos apostar por medidas similares, tanto para la electrificación como para incentivar el autoconsumo. Y, por supuesto, existen palancas fiscales que debemos poner en marcha.

■ ¿Tendría sentido que la retribución de las distribuidoras dependiese de la activación y puesta en servicio de los autoconsumos?

■ Lo que tiene sentido es que se cumplan los plazos y se agilicen los trámites. Es cierto que estamos viendo una mejor predisposición de las distribuidoras, muchas veces porque han visto en sus propias carnes estas mismas barreras, pero debemos seguir trabajando juntos. En la Asociación tenemos periódicamente reuniones con las compañías para facilitar esta transición y hemos visto avances. Debemos seguir trabajando juntos.

■ ¿Cómo verías que la compensación simplificada fuera aplicada a las instalaciones de hasta 500 kilovatios en vez de 100 como hasta ahora?

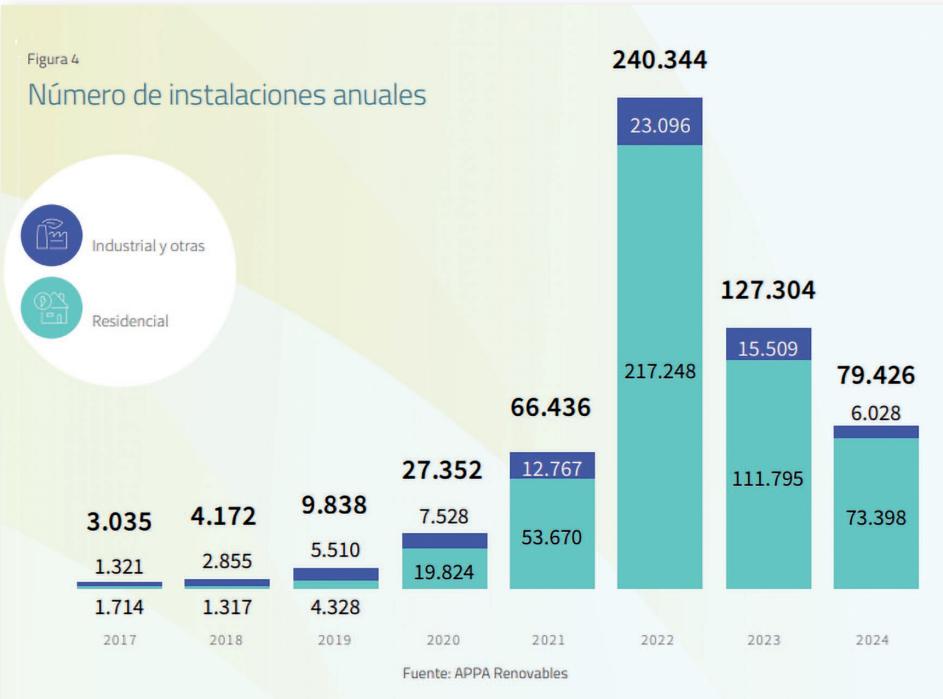
■ Si se cumplen las normativas vigentes y los reglamentos, todo aumento de la compensación simplificada es bienvenido. Ahora mismo, según nuestros cálculos, el 19% de la capacidad de producción del autoconsumo industrial, el equivalente a 88 millones de euros anuales, se está, literalmente, tirando, porque se eligen instalaciones con sistemas "antivertido", lo cual es una locura.

■ ¿Qué opinas respecto a propuestas como incrementar el término variable de la factura para incentivar el ahorro, extender deducciones fiscales por eficiencia energética o incluir el IVA reducido para ciertos componentes de instalaciones solares, incluidas las baterías?

■ Tenemos limitaciones a nivel europeo en lo que respecta al término fijo de la factura, dado que tenemos que pagar las redes con él, pero esto no quita que no debamos exigir que por ese dinero, que pagamos todos, tengamos el mejor servicio o que se desarrollen las redes como deberían.

Las inversiones en redes reflejadas en el PNIEC son sustancialmente mayores que las actualmente aprobadas al operador de red y las distribuidoras, por lo que en el futuro deberemos pagar más, no menos, por las redes, otra cosa es si ese término de potencia es ya suficiente, aún no lo es, o estamos pagando de más. En eficiencia energética estamos avanzando muy bien, los certificados de ahorro energético (CAEs) han funcionado y deberían replicarse en otros ámbitos.

Y respecto al IVA reducido, si tenemos una estrategia como país para electrificar nuestros consumos, esto debería afectar a todos los componentes que nos lleven a ello: autoconsumo, vehículo eléctrico, bomba de calor, baterías... No debemos pensar sólo en el lado de la generación, debemos pensar en la demanda eléctrica y no cometer errores del pasado.



■ Respecto al almacenamiento, ¿son ya rentables las baterías o, por el contrario, siguen siendo demasiado caras?

■ Depende del caso. Conozco muchas instalaciones industriales donde han puesto 1 MWh de baterías y, al año siguiente, estaban ya pidiendo duplicar la instalación. Y en residencial, debemos incentivar las baterías detrás del contador, no podemos quejarnos de la famosa "curva de pato" y volver a mirar otra vez a grandes instalaciones de baterías stand-alone. La flexibilidad de la demanda es esto. Todos debemos contribuir a ese equilibrio entre oferta y demanda, pero para que un consumidor, residencial o industrial, apueste por las baterías, le tienen que salir los números.

■ ¿Qué se puede hacer para reivindicar ya en serio el papel clave del almacenamiento en la flexibilidad del sistema y garantizar su integración en la normativa de autoconsumo, como un agente generador y consumidor?

■ Lo primero, que reconozcamos su valor. Y no lo estamos haciendo. Desde APPA Renovables reclamamos que la generación eléctrica de autoconsumo no es "disminución de demanda". Si el operador del sistema "ve" una disminución de demanda, será por falta de medios técnicos, pero evidentemente no es una disminución de demanda. Cuando yo pongo el horno a mediodía y se alimenta de mi instalación, hay una generación y un consumo, y pensar que como eso queda aguas abajo no existe, es hacerse trampas al solitario.

Tenemos que ser conscientes de cuánto autoconsumo hay y cuánta generación eléctrica se está satisfaciendo con él. No puede ser que los datos los tengan que calcular las asociaciones, y que el Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico lo elabore APPA Renovables, que puede tener mucha representación, pero no es un organismo público.

Nosotros calculamos datos de potencia instalada, que ya supera a la nuclear, generación eléctrica, demanda equivalente satisfecha, ahorros, impactos en empleos... Pero si la foto que queda después es una "disminución de demanda", totalmente indistinguible de la propia eficiencia energética, a nivel oficial nos estamos perdiendo muchos detalles de nuestro sistema energético. Debemos empezar por eso, por reivindicar el peso que ya tiene en nuestro modelo energético, que es mucho. ■



TERMOSOLAR

La renovable multipropósito

Genera electricidad limpia, a partir de una fuente tan renovable como virtualmente infinita (el Sol), puede injectar sus kilovatios hora a demanda (porque tiene tanques de sales térmicas donde guarda el calor del día para liberarlo por ejemplo por la noche y producir con él electricidad entonces), es tan sincrona como la nuclear o el metano (gas natural), o sea, que le da inercia al sistema todo como cualquiera de esas sus competidoras (pero en clave verde) y, en definitiva –y como justamente presume la patronal del sector, Protermosolar–, contribuye a mantener estables “parámetros críticos como la frecuencia, la tensión y la intensidad de la red”. Es la termosolar, solución renovable multiuso. También para apagones.

Antonio Barrero F.

Siete centrales termosolares (7) entraron en funcionamiento en España en el año 2013 (350 megavatios de potencia, MW, en total). El parque termosolar nacional alcanzó ese año los 2.300 MW acumulados, situando a España como primera potencia termosolar del mundo. El éxito de la termosolar en nuestro país se basaba, se basó, en tres pilares fundamentales: la continuada actividad de I+D desde muy a principios de los 80, soportada en gran medida por la existencia de la Plataforma Solar de Almería; el compromiso adquirido por grandes empresas industriales españolas en

su promoción; y el establecimiento en 2007 de una regulación favorable. Si cualquiera de estos tres pilares hubiese faltado, habría sido seguramente imposible alcanzar aquella posición de liderazgo internacional.

Pero todo se paró en ese año 2013. Y España cuenta ahora mismo, doce años después, con las mismas centrales que entonces: 49 termosolares, 2.300 megavatios de potencia. 19 de esas instalaciones disponen además, de sistemas de almacenamiento de calor (tanques de sales térmicas que acumulan el calor del Sol para usarlo a demanda, cuando haga falta; 19 instalaciones que su-

man más de 850 MW con capacidad de entrega firme y regulable).

En total, estamos hablando de una capacidad combinada de almacenamiento de unos 7 gigavatios hora eléctricos. Además, y según Protermosolar, es posible doblar ese almacenamiento (añadirle tanques de sales térmicas a muchas de las centrales que no los tienen) de manera muy sencilla, porque muchas de esas centrales están preparadas para encajar ese elemento: el almacén de calor. Calor que generará electricidad a mediodía, a media tarde o a medianoche, es decir, cuando haga falta (estaríamos hablando de centrales por valor de unos 600 megavatios adicionales en total).

La potencia termosolar instalada en España (los susodichos 2.300 megavatios, o el 1,8% de toda la potencia de generación de electricidad instalada en la península) ha sido capaz de generar en 2024 el 1,6% del total de la producción eléctrica peninsular, mientras que el gas (24.562 megas de potencia en la península, o el 20% del parque peninsular de generación) produjo en 2023 el 13,2% de la electricidad.

Ambos parques de generación (el parque nacional termosolar y el de centrales de ciclo combinado que queman gas natural para generar electricidad) compiten por ganar la noche (el mercado eléctrico nocturno).



Sigue en página 46...



Óscar Balseiro

Secretario general de la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, Protermosolar.

“Tenemos plantas que han estado sufriendo restricciones del 45% de su producción”



■ Tras el apagón del 28A, debido a oscilaciones de tensión que excedieron el rango admisible por el sistema, diversos actores (y medios) señalaron a las renovables. A estas alturas, parece ya muy evidente que las renovables no fueron las culpables del primer cero energético del sistema eléctrico ibérico. ¿Me equivoco?

■ Las energías renovables (en general todas las tecnologías) ante eventos de inestabilidad, por seguridad (como también hace la nuclear), se desconectan del sistema. Aquí lo que debemos dirimir es si alguien se desconectó antes –fósiles, renovables, etcétera– o la desconexión fue una consecuencia. Esto es lo que hay que esclarecer.

■ Parece que el apagón tuvo su origen en el suroeste de España. El informe de la Red Europea de Operadores de Sistemas de Electricidad (Entso-E) aún no ha sido publicado, pero Red Eléctrica viene señalando ese punto geográfico desde sus primeros análisis. ¿Cómo es posible que un problema tan localizado “escale” hasta Francia, nos ciernen en Pirineos el grifo y nos quedemos todos a oscuras? ¿No hay cortafuegos en Toledo, en Soria, en Pamplona? ¿Es “normal” que un problema localizado en un extremo de la península acabe por contagiarlo todo? En fin, ¿no hay cortafuegos?

■ Es una buena cuestión... Pero yo creo que aquí la cuestión debe ser, digamos... la de origen, la estratégica, la estructural, que es precisamente lo que venimos demandando desde hace años en Protermosolar. Debe haber una planificación a medio-largo plazo estratégica: debemos hacer un ejercicio de pensar, de especificar, qué penetración, qué porcentaje de renovables queremos... y también... qué soporte es necesario para esa penetración de renovables, qué soporte tenemos que tener al mismo nivel, es decir, qué hay que ir instalando al mismo ritmo.

Vamos a ver, nosotros tenemos en nudos del sistema plantas termosolares que han estado sufriendo restricciones de más del 40 y del 45% de su producción. Restricciones extraordinarias que está padeciendo una tecnología como la termosolar, que aporta estabilidad y firmeza a la red.

¿Qué sentido tiene, en un país que cuenta con unos objetivos de descarbonización como los que tenemos nosotros, que le pidamos a una tecnología como la nuestra que pare porque hay exceso de renovables? Nosotros hemos estado reclamando una reforma regulatoria en ese sentido más de dos años.

■ La “inerzia” es un elemento crítico en cualquier sistema eléctrico. El comité de análisis del apagón la define como la capacidad que tiene el sistema de corregir “de manera automática e instantánea” desviaciones en la frecuencia provocadas por desequilibrios generación-demanda. En la actualidad, solo dan inercia los grupos síncronos que rotan con grandes masas de energía (gran hidráulica, nuclear, carbón, gas y... termosolar).

Si la gran hidráulica

ya no puede crecer porque está copada y la única renovable que puede sustituir a nuclear, carbón y gas es la termosolar... ¿por qué llevamos doce años sin instalar un solo megavatio de nueva potencia termosolar?

■ Bueno, aquí hay un debate muy interesante: por un lado tenemos el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima [Pniec], que fija un objetivo de penetración de renovables y, dentro de él, un objetivo de penetración de termosolar. El Pniec prevé que a 2030 se instalen prácticamente 2,5 gigavatios, lo que supondría doblar el parque actual de plantas [que mide 2.300 MW], pero, sin embargo, no se han dado todavía esos mecanismos de subasta para que esto suceda.

Dicho esto, añado: en ese Pniec no se habla específicamente de que necesitemos un umbral mínimo de generación síncrona. Con eso no estoy diciendo que no se haya previsto. Estoy diciendo que no se especifica como un objetivo claro... cuando es muy importante.

La inercia es muy importante para la garantía de suministro y para la calidad de servicio... Requieren aportación de inercia. Y también regulación de potencia y frecuencia. Y esto lo dan las tecnologías que tienen generación síncrona a través de turbinas: nucleares, térmicas, hidráulicas y por supuesto, efectivamente, la termosolar.

Red Eléctrica, el operador del sistema, incluye en su planificación un apartado específico, en anexos técnicos, sobre la necesidad de generación síncrona, y en concreto habla de una necesidad de generación síncrona mínima.

Es decir, que el operador del sistema ya está diciendo que necesitamos, ante un plan teórico como es el Pniec (que es un plan que propone objetivos a cumplir) una generación síncrona mínima.

Pues... blanco y en botella. Si tenemos al operador del sistema que dice que, ante un ejercicio teórico como es el Pniec, con unos ritmos determinados, necesitamos una generación síncrona... pues habrá que procurar que esa generación síncrona esté de respaldo.

■ ¿Cuánta inercia necesita el sistema eléctrico nacional?

■ Pues hay que ir actualizando. Habrá que ir viendo cuáles son las necesidades. A lo mejor hay que revisar nudos donde hay más tecnologías intermitentes renovables, como pueden ser la fotovoltaica y la eólica. Tecnologías que son muy necesarias, porque han ayudado a reducir el coste del kilovatio, pero insisto en que hay que buscar un equilibrio entre aquellas tecnologías que ayudan a reducir el coste y aquellas que sean estructurales, que sean estratégicas y que ayuden a tener estabilidad y flexibilidad en el sistema.

■ ¿Hay una relación...? A tantos megavatios de potencia renovable variable, tiene que haber, ¿cuántos megavatios de potencia síncrona?

■ Si existe ese dato no lo conozco. Lo que sí que puedo decir es que China, que es el máximo fabricante y exportador de tecnología solar



fotovoltaica del mundo, tiene establecido por ley que debe haber un quinto de potencia termosolar por potencia energía renovable instalada, porque ellos se han dado cuenta que para ellos ese es el equilibrio.

■ ¿Eso es extrapolable a España?

Yo no sé cuál debe ser el equilibrio en España. O si debe pivotar sobre la termosolar. Pero entiendo que si China apuesta por la termosolar es porque lo que quiere es seguir incrementando la penetración de energías renovables. En China la aportación de firmeza y estabilidad también la dan la hidráulica, las nucleares, etc. Pero, dicho esto, insisto: si yo quiero tener un sistema cada vez más renovable y no quiero desequilibrarlo, la renovable que puede aportar esto a día de hoy, y así lo confirma China, es la termosolar.

Alguien me comentaba, hace solo unos días, que en China precisamente, adonde había acudido a un evento del sector, habían resaltado precisamente este punto. Y que ponían como ejemplo el mercado espa-

nol (lo que había sucedido, el apagón) para reafirmarse en que lo que ellos han decidido (tener un porcentaje siempre obligatorio, mínimo, de una tecnología como la termosolar para que esta aporte la estabilidad y la flexibilidad que no pueden aportar la fotovoltaica y la eólica)... pues que esa es una buena decisión.

Al final podemos intentar inventar muchas cosas, ser muy inteligentes, pero a veces basta con mirar y copiar qué hacen otros. Y en ese sentido creo que deberíamos por lo menos escuchar y ver qué ejemplos tenemos alrededor para aprender.

[Para que España cumpla con sus Objetivos Pnec 2030, debería añadir a su parque renovable nacional de aquí a entonces más de 70.000 megavatios de nueva potencia renovable. Si optase por la misma solución que China para garantizar estabilidad, respaldo y suministro (un quinto de potencia termosolar sobre el total), España debería añadir a su parque renovable nacional 14.000 megavatios de termosolar, no 2.500, que ese es el objetivo termosolar Pnec ahora contemplado]. ■

... Viene de página 52

Competen entre sí y compiten con todas las “energías almacenables” (el agua de la hidráulica, el carbón de las centrales térmicas, el uranio de la nuclear). Son todas ellas (las fuentes de energía que sí se pueden almacenar y entregar a demanda) las que atienden las necesidades de electricidad durante la noche, cuando no brilla el Sol y puede (o no) soplar el viento.

La lucha por hacerse con la generación nocturna entre todas esas tecnologías (ciclo combinado, nuclear, gran hidráulica) es brutal. Porque los precios que los usuarios pagamos por la electricidad por la noche son

mucho más elevados, casi todos los días, que los precios del día. Por lo susodicho: el Sol sale por el día y el viento no siempre está disponible, como sí pueden estarlo el carbón, el gas, el uranio o... las sales térmicas de los tanques de las centrales termosolares.

Esa es la bio, y esas son las credenciales, de la termosolar. Pero no solo. Porque esta tecnología presume de virtudes (que a estas alturas tiene más que demostradas) de las que no puede presumir ninguna otra tecnología. Y el apagón las ha sacado a relucir.

El apagón tuvo lugar cuando el sistema no fue capaz de controlar la tensión por un déficit de centrales síncronas acopladas funcionando adecuadamente. Según Iberdro-

la, Endesa y compañía, no había centrales síncronas suficientes al quite (acusan a Red Eléctrica de no haber programado las suficientes). Según Red Eléctrica (REE), sí que las había, pero no funcionaron como debían (REE acusa sin tapujos a las eléctricas de dejación de funciones).

Protermosolar, que es la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, lleva muchos años postulando su tecnología como solución multipropósito. Porque sus centrales, además de generar megavatios hora, contribuyen a “mantener estables –explica– parámetros críticos como la frecuencia, la tensión y la intensidad de la red”.

Todas las termosolares con almacenamiento

Año	Propietario	Operador	Nombre	Provincia	MW	Horas
2007	Atlántica	Rioglass	P5-10	Sevilla	11	1
2008	Cubico Sustainable Investments Limited	Cubico	ANDASOL I	Granada	50	7,5
2009	Atlántica	Rioglass	PS-20	Sevilla	20	1
2009	Cubico Sustainable Investments Limited	Cobra	ANDASOL II	Granada	50	7,5
2009	Saeta Yield	Cobra	Planta termosolar EXTRESOL I	Badajoz	50	7,5
2010	Renovables SAMCA, SA.	SAMCA	Central Solar termoeléctrica La Florida	Badajoz	50	7,5
2010	Renovables SAMCA, SA	SAMCA	Central Solar termoeléctrica La Dehesa	Badajoz	50	7,5
2010	Saeta Yield	Cobra	Planta termosolar EXTRESOL II	Badajoz	50	7,5
2010	Q-Energy	Exera	Gemasolar	Sevilla	19,9	15
2011	Marquesado Solar, S.L.	Marquesado Solar	ANDASOL III	Granada	50	8
2011	Saeta Yield	Cobra	MANCHASOL II	Ciudad Real	50	7,5
2011	Q-Energy	Exera	Valle 1	Cádiz	50	7,5
2011	Q-Energy	Exera	Valle 2	Cádiz	50	7,5
2012	Q-Energy	Exera	Central termosolar La Africana	Córdoba	50	7,5
2012	Saeta Yield	Cobra	Planta termosolar EXTRESOL III	Badajoz	50	7,5
2012	Saeta Yield	Saeta Yield	TERMOSOL I	Badajoz	50	9
2013	Cubico Sustainable Investments Limited	Cubico	Arenales	Sevilla	50	7
2013	Saeta Yield	Saeta Yield	TERMOSOL II	Badajoz	50	9
2013	Saeta Yield	Cobra	Casablanca	Badajoz	50	7,5



La tecnología termosolar –apunta el secretario general de la Asociación, Óscar Balseiro– es una tecnología síncrona “que aporta inercia rotacional y servicios de regulación de frecuencia, atributos fundamentales para garantizar la estabilidad de la red, especialmente durante picos de demanda o incidencias generalizadas” (léase apagón).

Las centrales termosolares incorporan –como se ha dicho– sistemas de almacenamiento térmico. Estamos hablando de un almacenamiento de larga duración, con capacidad de entre siete y nueve horas, que permite desacoplar la producción eléctrica del momento de captación solar y/o generar electricidad incluso durante la noche o en períodos de nubosidad.

Es posible y ya lo han demostrado. Hasta tal punto que... de los 4.127 gigavatios que han producido en 2024, un 25% se vertió a la red en horario nocturno, cuando la fotovoltaica y la eólica no están disponibles.

Solo el 40% de los 2.300 megas termosolares cuenta hoy con capacidad de almacenamiento, “lo que además demuestra –apuntan desde la Asociación– el amplio margen de mejora inmediata para incrementar la resiliencia del sistema”.

“Las centrales termosolares –añade Balseiro– ya están construidas y en funcionamiento. La nuestra es una tecnología probada y madura, con un gran potencial –insiste– para multiplicar su capacidad de almacenamiento de energía. En este contexto crítico para la red eléctrica en España, es el momento de eliminar los obstáculos administrativos e incrementar este almac-

La termosolar no solo genera electricidad

La industria necesita mucha energía para alimentar sus procesos industriales, o sea, para fabricar. Mucha energía eléctrica, pero, sobre todo, mucha mucha energía térmica. El 75% de la demanda de energía de la industria es demanda de calor. Y de ese 75%, hasta el 90% lo consigue la industria mediante combustibles fósiles (gas, fundamentalmente). Los problemas derivados de ello son dos, sobre todo: (1) la quema de combustibles fósiles para la producción de calor produce emisiones de gases de efecto invernadero, luego cambio climático; y (2) el precio de los combustibles fósiles es inasible, imprevisible, incontrolable. Para que nos hagamos una idea, el precio del megavatio hora de gas ha oscilado en el mercado ibérico de gas (MibGas) entre los 25 y los 225 euros en los últimos dos años.

Calor para procesos industriales a precio estable

Pues bien, frente a esa incertidumbre se postula la termosolar, tecnología que es capaz de producir calor para esos procesos industriales por un precio absolutamente estable y, además, mucho menor que el que ha ofrecido el gas a lo largo de los últimos dos años. Según la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (Protermosolar), que es la patronal del sector a escala nacional, una instalación termosolar (para suministro de calor de origen renovable a industrias) presenta ahora mismo costes de entre los 20 y los 50 euros el megavatio hora (en función de su localización –Almería o Vigo– y especificidades de la instalación concreta): entre 20 y 50 €/MWh hoy, mañana, dentro de dos años y... a largo plazo, pues la materia prima (el Sol) no depende de la geopolítica.

Protermosolar asegura que su tecnología es capaz de suministrar calor a industrias como la alimentaria, de las bebidas, química, farmacéutica, papelera, textil, etcétera. Y es que el calor para uso industrial es la clave de innumerables procesos: el lavado, el secado, el blanqueamiento, la ebullición, la destilación, la producción de agua caliente, la pasteurización o la esterilización, entre otros.

namiento en beneficio de la seguridad y la eficiencia del sistema”.

El RDL antiapagón es un gran paso en ese sentido, porque ha removido barreras administrativas (como explicamos en el texto adjunto) pero seguramente tarde aún en materializarse (y en todo caso –ojo– debe ser convalidado por el Congreso de los Diputados).

Balseiro de cualquier manera no alberga dudas: “los hechos conocidos confirman que la termosolar es imprescindible para evitar nuevas desconexiones masivas. Es la única renovable que combina operación síncrona con hasta nueve horas de almacenamiento térmico, aportando inercia y energía renovable”. ■



TERMOSOLAR

El proyecto que promete reducir el precio de la termosolar

Con plantas termosolares más fiables, eficientes y competitivas. Así es el proyecto CSP 2.0, desarrollado entre Protermosolar, Ciemat y Cener, principalmente. El prototipo se basa en un sistema multi-torre con receptores y almacenamiento en sales fundidas y plantea una estrategia pionera que promete rebajar sustancialmente el coste energético nivelado (LCOE) de la generación termosolar respecto al estado actual de la tecnología. Hablamos con uno de sus impulsores, Julián Blanco, director de la Plataforma Solar de Almería.

Celia García-Ceca

¿El propósito? Potenciar el futuro de la energía termosolar. El proyecto CSP 2.0 se centra en el diseño de una nueva generación de plantas termosolares más fiables, eficientes y competitivas. Su objetivo es optimizar el rendimiento de las plantas termosolares, aumentando su valor estratégico dentro del mix energético y reforzando su rol fundamental en la descarbonización del sistema energético. “Esta iniciativa promete ser un avance clave para consolidar a la energía termosolar como una tecnología esencial

en la transición hacia un modelo energético más sostenible”, señalan desde la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (Protermosolar), uno de los agentes involucrados en este proyecto.

CSP 2.0, desarrollado entre Protermosolar, coordinando la participación de las principales industrias de la termosolar como patronal del sector, el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (Ciemat) y el Centro Nacional de Energías Renovables (Cener), plantea una estrategia pionera, First of a Kind (FOAK),

que promete rebajar sustancialmente el coste energético nivelado (LCOE) de la generación termosolar respecto al estado actual de la tecnología.

El concepto se basa en un sistema multi-torre con receptores y almacenamiento en sales fundidas. “Este diseño optimiza el uso de los campos de heliostatos, maximizando el aprovechamiento del recurso y consiguiendo centrales más eficientes, más fiables y más económicas”, explican desde Protermosolar. “Además de consolidar la industria termosolar nacional, este proyecto se perfila como una oportunidad para relanzar la construcción de nuevas instalaciones termosolares en España. Esto contribuiría significativamente a alcanzar los objetivos de potencia establecidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (Pniec)”, añaden.

■ Más termosolar

El 'Informe del Comité de análisis de las circunstancias que concurrieron en la crisis de electricidad del 28 de abril' presentado hace unas semanas por el Gobierno también ha provocado la reacción de la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (Protermosolar). Éstos aseguran que este fenómeno “evidencia la necesidad de que la energía termosolar aumente su cuota en el mix energético como una tecnología renovable capaz de aportar firmeza y



Sigue en página 50...



Julián Blanco

Profesor de Investigación en CIEMAT - Plataforma Solar de Almería

“Este proyecto se complementa con energía fotovoltaica durante el día”

■ ¿Podría explicarnos cómo nace esta idea?

Personalmente he estado muy involucrado prácticamente casi a todos los niveles. La historia surgió a raíz de la subasta que hubo en el año 2022 y que quedó desierta porque los precios que se ofertaron estaban por encima de los que fijaba el Ministerio, aunque nunca los supimos. No supimos cuál era el nivel de referencia. No hubo una comunicación adecuada entre los distintos actores y aquí el Ministerio tendría que haber escuchado más.

También ocurrió que el momento era el de una tormenta perfecta porque veníamos del Covid19, acababa de empezar la guerra de Ucrania, los precios de la energía, la crisis energética... Esta subasta se cerró en septiembre y en agosto teníamos una inflación del 10%. Entonces, claro, las ofertas que dieron las distintas empresas eran muy altas.

A raíz de aquel fracaso, comenzamos a trabajar en esta idea, y los primeros pasos se dieron desde aquí desde la Plataforma Solar de Almería. Empezamos a pensar en la idea para, si no revertir, intentar corregir la situación a principios del año 2023. Una idea que defendió principalmente Luis Crespo, una referencia mundial en esta tecnología por la historia que ha tenido, por su perfil... A partir de la primavera del 2023 comenzamos con una serie de reuniones de trabajo.

El primer punto fue transferir a Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar (Protermosolar) la gestión y el liderazgo porque es una entidad que agrupa en España a todas las empresas del sector. Nos parecía que era lo más lo más adecuado para promover un proyecto “de país”, evitando además la posible rivalidad y competencia entre la propia industria española.

■ ¿Y cuál es la idea?

La idea era hacer un diseño conceptual o un primer diseño que nos permitiese no solo tener una primera visión del proyecto completo y de su viabilidad técnica, sino también la económica, a través de una serie de ofertas más o menos reales de los distintos sistemas y componentes que, aunque no vinculantes, nos iban a permitir tener una estimación bastante cercana a la realidad de cuál sería el coste.

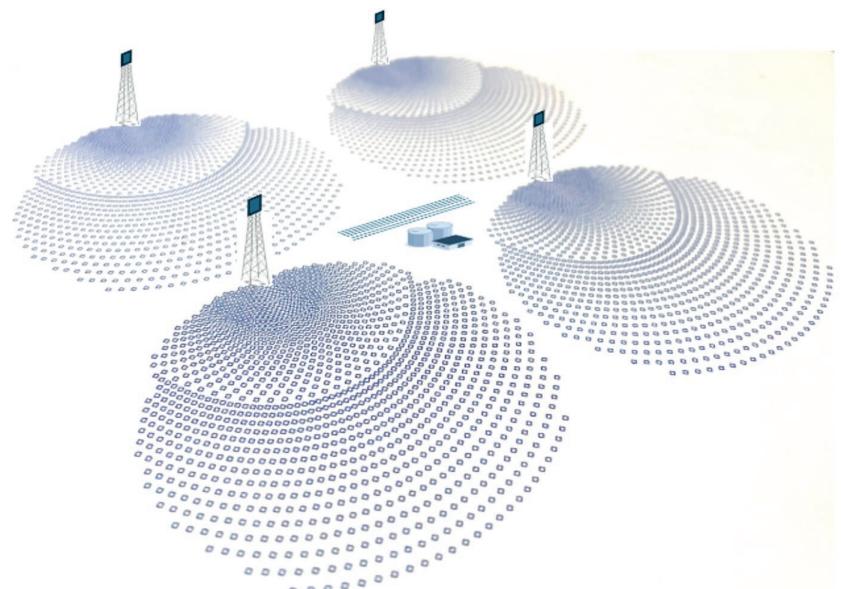
El proyecto es un concepto de multi-torre con campo norte para mejorar la eficiencia de este tipo de plantas termosolares en latitudes como España. Se busca un concepto que permitiese una modularidad y una estandarización de los componentes. Uno de los principales problemas que ha tenido la tecnología en todas las plantas de torre es que han sido muy diferentes en cada una y se ha tenido que hacer el diseño ad hoc para cada una de ellas.

La selección inicial fue claramente para plantas de torre porque estas tienen hoy día un coste menor que las cilindro-parabólicas, que tienen un bloque de potencia con menor rendimiento y su potencial de reducción de costes es mucho más limitado. Además, el crecimiento en tamaño de las plantas cilindro-parabólicas es difícil, mientras que en este caso sería mucho más

factible. Además, las plantas cilindro-parabólicas usan tres fluidos diferentes (sales, aceite térmico y agua/vapor), lo que incrementa significativamente los costes de operación y mantenimiento, mientras que la opción de torre sólo tiene sales fundidas y agua/vapor, lo que hace que conceptualmente sea mucho más sencillo.

Otro aspecto importante de este proyecto es que pretende resolver los problemas que han aparecido en algunos de los proyectos termosolares de torre que hasta la fecha se han construido en el mundo y que no han ayudado a la imagen actual de esta tecnología. Uno de ellos es el escaso valor añadido que aportan los heliostatos más lejanos al receptor en plantas de 100 o 150 MW. Estandarizando las plantas con torres del orden de 30 MW se consigue una notable mejora en la eficiencia de captación de la energía solar, una reducción en los requisitos técnicos tanto del receptor como del resto de componentes y sistemas, y un potencial significativo de reducción de costes para futuras plantas similares. Replicando ese concepto con varias torres podemos llegar a una potencia de 100 o 150 MW, o incluso potencias mayores.

Se plantea un único bloque de potencia, lo que supone que hay que llevar la sal fundida de cada una de las torres a un punto central donde





estén los tanques de almacenamiento térmico. Esto supone un coste adicional pero que está contrarrestado por el resto de ventajas que ofrece el proyecto. Los tanques de almacenamiento han sido otro de los elementos con problemas recurrentes en otras plantas de torre central que se pretenden resolver ahora también de una manera definitiva.

Hemos estado pidiendo diferentes ofertas a distintos agentes para hacer una estimación de cuánto costaría. Tenemos un estudio del coste que podría tener una primera planta que se plantea de 100 MW y que se basa en cuatro torres. Sabemos que un piloto de 100 MW es muy grande, pero pensamos que no tiene sentido hacer un piloto excesivamente pequeño si lo que queremos es un estándar en torno a 30 MW por torre y validar así todo el concepto. Los costes que nos salen serían perfectamente asumibles por el sistema, y están por debajo de un sistema de energía solar fotovoltaica con baterías que se diseñase para el mismo servicio.

Además, este proyecto plantea también que se complemente totalmente con uso de la energía fotovoltaica durante el día, planteando la producción de electricidad únicamente por la noche. Durante las horas de luz solar, la fotovoltaica claramente es la opción más económica y no tiene sentido producir otra tecnología que es más cara. En esas horas la planta termosolar está funcionando para almacenar la energía térmica en las salas fundidas, y es cuando la fotovoltaica deja de producir cuando entra en juego la térmica.

De esta manera, y este ha sido el mensaje que se ha ido transmitiendo en todas las reuniones que se han tenido presentando el proyecto a los distintos ministerios y a los distintos organismos, vamos a poder tener una penetración de renovables mucho mayor que la que ahora estamos teniendo. Está muy bien que las renovables puedan tener una penetración sin problemas de hasta el 60 o 70% de todo el *mix* energético. Pero ir más allá ya empieza a ser un problema importante y lo realmente difícil va a estar en el último tramo, es decir, pasar del 90 al 100%, con las tecnologías actuales.

■ ¿Dónde está (si la hay) la solución para conseguirlo?

■ Hace falta una capacidad de almacenamiento muy superior y una tecnología muchísimo más fina de lo que tenemos ahora. Por ejemplo,



con el apagón de pronto hemos vuelto a conectar otra vez las centrales de gas de forma continuada y con la energía termosolar podemos aportar firmeza y potencia síncrona, con un comportamiento exactamente igual que un ciclo combinado o nuclear.

■ Y siguiendo con el proyecto, ¿en qué punto estáis?

■ Hemos estado trabajando en presentar el proyecto, recabar ideas y ver cómo o qué mecanismos podría haber para financiar un primer proyecto innovador que demostrase el concepto y que permitiese que esta fuese una opción real en futuras subastas de esta tecnología. En la actualidad se estaría conformando el consorcio de empresas que optasen por desarrollar ese primer proyecto innovador, que sería un proyecto del conjunto del sector industrial, incluyendo ingenierías y fabricantes, y de investigación de este país.

■ ¿En el Ministerio conocen el proyecto?

■ Sí. A todo el mundo le ha gustado mucho el proyecto. El problema está en cómo conseguir la financiación, las distintas autorizaciones y el marco administrativo y regulatorio que garantice la viabilidad del proyecto. ■

... Viene de página 48

seguridad a la red eléctrica". De acuerdo con las conclusiones del documento, el apagón –continúan desde Protermosolar– tuvo lugar cuando el sistema no fue capaz de controlar la tensión por un déficit de centrales síncronas acopladas funcionando adecuadamente. Es decir, aquellas que, como sucede con las centrales termosolares, además de generar electricidad, contribuyen a mantener estables parámetros críticos como la frecuencia, la tensión y la intensidad de la red.

En este sentido, Óscar Balseiro, secretario general de Protermosolar señala que "la energía termosolar es una tecnología síncrona que aporta inercia rotacional y servicios de regulación de frecuencia. Estos atributos son fundamentales para garantizar la es-

tabilidad de la red, especialmente durante picos de demanda o incidencias generalizadas. En un entorno dominado por fuentes intermitentes, resulta indispensable un *mix* energético diversificado en el que convivan tecnologías complementarias y planificadas estratégicamente para garantizar su equilibrio y operatividad en todo momento". Las centrales termosolares incorporan sistemas de almacenamiento térmico de larga duración, con capacidad de entre siete y nueve horas, que permiten desacoplar la producción eléctrica del momento de captación solar, generando electricidad incluso durante la noche o en períodos de nubosidad.

■ Situación en España

Actualmente, España dispone de 49 plantas termosolares que suman 2.300 MW. Gra-

cias a sus tanques de sales fundidas, un 25 % de la producción de 2024 se vertió a la red en horario nocturno, cuando la fotovoltaica y la eólica no están disponibles. Sin embargo, solo el 40 % de esa potencia cuenta hoy con capacidad de almacenamiento, lo que demuestra el amplio margen de mejora inmediata para incrementar la resiliencia del sistema. "Las centrales termosolares ya están construidas y en funcionamiento. Es una tecnología probada y madura, con un gran potencial para multiplicar su capacidad de almacenamiento de energía. En este contexto crítico para la red eléctrica en España, es el momento de eliminar los obstáculos administrativos e incrementar este almacenamiento en beneficio de la seguridad y la eficiencia del sistema", ha afirmado Balseiro. ■



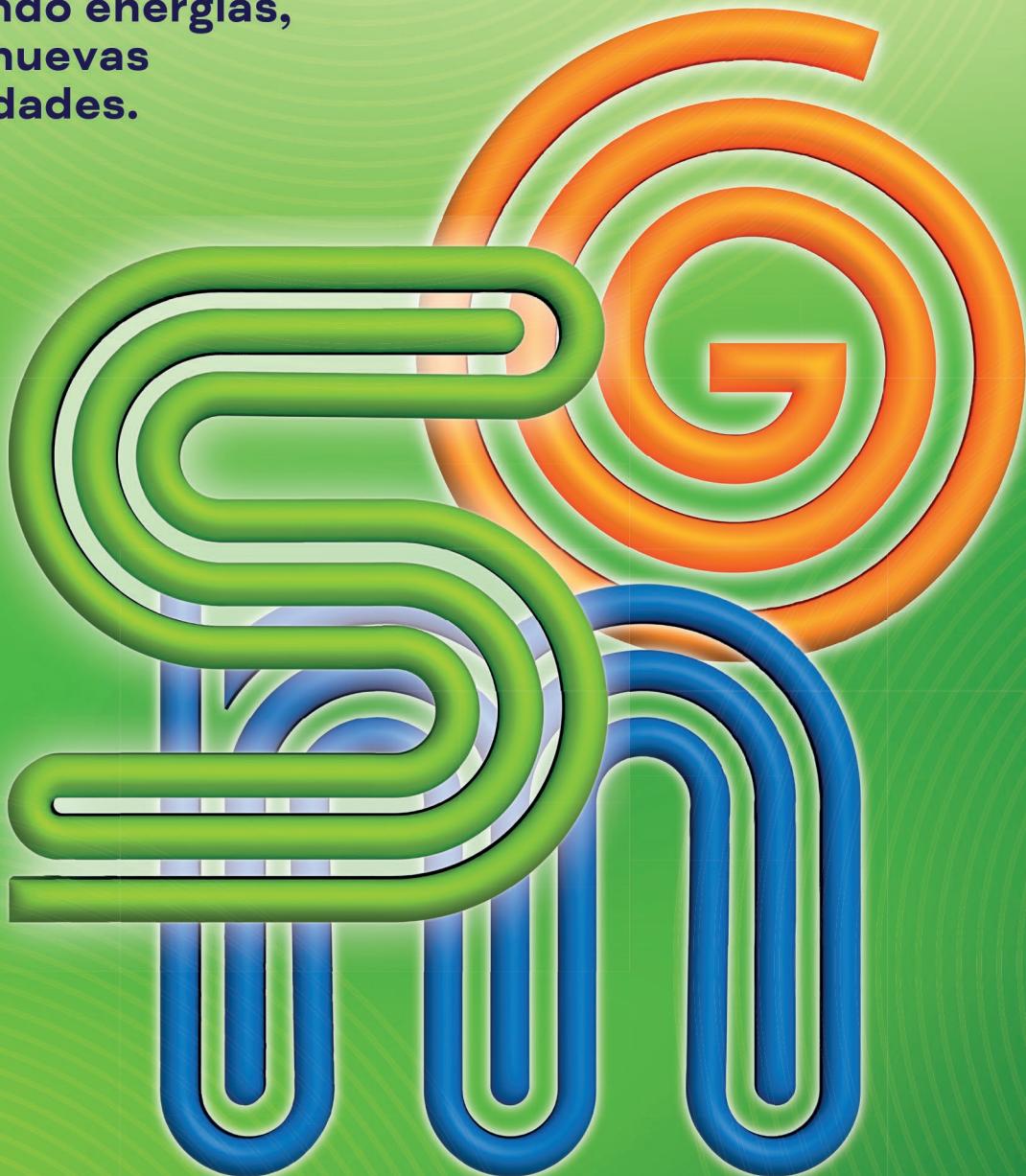
SEMANA INTERNACIONAL DE LA ELECTRIFICACIÓN Y LA DESCARBONIZACIÓN

genera + matelec

En coincidencia con:



Conectando energías,
creando nuevas
oportunidades.



iPARTICIPA!

18-20
Nov

2025

Recinto Ferial
ifema.es





TERMOSOLAR

Combustibles renovables a partir de luz solar

Es el objetivo principal del proyecto de investigación ‘Sommer’, en el que ciencia e industria de toda Europa colaboran estrechamente para desarrollar una tecnología sostenible que convierta el CO₂ y el agua en gas de síntesis, la materia prima de numerosos productos químicos.

El Instituto de Tecnología Química (ITQ), centro mixto de la Universitat Politècnica de València (UPV) y del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), participa en este proyecto en el que durante los cuatro años de duración se van a desarrollar reactores de membrana cerámicos avanzados, capaces de operar a 1500°C.

Celia García-Ceca

El Instituto de Tecnología Química (ITQ), centro mixto de la Universitat Politècnica de València (UPV) y del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC), participa en el proyecto europeo ‘Sommer. Solar-based Membrane Reactor for Syngas Production’ que investiga el proceso de producción de combustibles renovables y productos químicos a través del uso de luz solar como fuente de energía utilizando únicamente CO₂ y agua como materia prima. La energía solar de concentración empleada en el proyecto ‘Sommer’ se basa en sistemas de concentración ópticos para obtener altas temperaturas usando únicamente la radiación solar. El calor generado en los receptores de las centrales termosolares de tipo torre puede también ser usado para llevar a cabo reacciones que requieren alta temperatura.

Durante los cuatro años de duración del proyecto –informan desde el ITQ (UPV-CSIC)– se van a desarrollar reactores de

membrana cerámicos avanzados, capaces de operar a 1500 °C. En estos reactores se llevarán a cabo las reacciones de disociación de H₂O y CO₂ usando como único aporte energético la energía solar de concentración. Estas reacciones dan como producto una mezcla llamada gas de síntesis que se utiliza como precursor en la producción sintética de productos químicos de alto valor añadido y combustibles para transporte. Según explica María Balaguer, investigadora responsable del proyecto en el ITQ, “este proyecto es una oportunidad única para aplicar nuestra experiencia en materiales y reactores catalíticos de membrana a procesos termosolares, una tecnología clave para producir combustibles renovables a partir de agua y CO₂ de forma sostenible”.

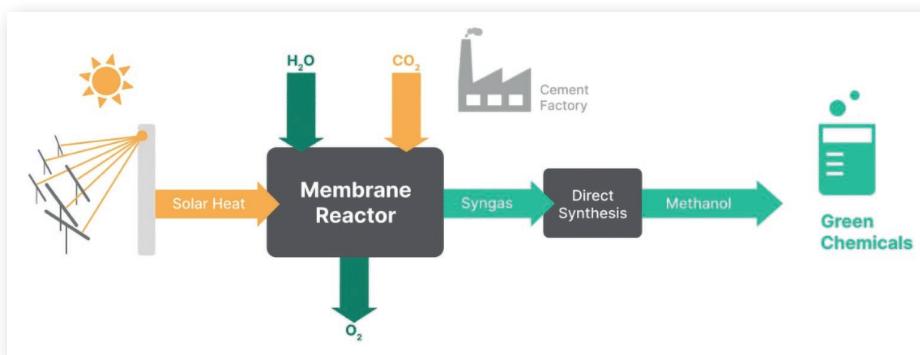
Una investigación y unos descubrimientos que podrán aplicarse en un futuro sostenible donde seguirán existiendo procesos industriales que liberan CO₂. Por una parte, en la producción de cemento, por ejemplo,

o en la industria química que seguirá requiriendo carbono como materia prima, es decir, de forma sostenible a partir del CO₂. “El uso de este inevitable CO₂ para la producción de materias primas químicas permite una economía circular del CO₂”, señalan desde el ITQ.

■ Características del proyecto

El CO₂ es por naturaleza una molécula no reactiva. Para que reaccione, debe estar expuesto a altas temperaturas en un proceso sostenible con fuentes de energía que no afecten a las emisiones de gases de efecto invernadero. Esta es la innovación de ‘Sommer’: el calor de la luz solar concentrada se utiliza directamente como fuente de energía. Una membrana especial permite reducir la entrada de calor necesaria de más de 2500°C a menos de 1500°C. La ventaja sobre los procesos de electrólisis, que separan el oxígeno del CO₂ y del agua utilizando electricidad verde, es que no se requiere electricidad para el proceso en sí. Esto es una ventaja, ya que el calor de la luz solar concentrada se puede almacenar fácilmente durante más horas de funcionamiento en acumuladores de energía térmica.

‘Sommer’ pretende desarrollar y demostrar un innovador proceso neutro en carbono para la producción de gas de síntesis mediante la integración directa de la energía solar en un reactor catalítico de membrana, facilitando la descomposición de H₂O y CO₂.



Sigue en página 54...



María Balaguer Alfonso Carrillo

*Investigadora responsable del proyecto ‘Sommer’ en el ITQ
e investigador del CSIC en el ITQ*



“Lo que propone este proyecto es transformar ese CO₂ mediante un proceso termosolar”

■ ¿Qué es el proyecto Sommer?

La motivación del proyecto es que si queremos reducir las emisiones de CO₂ y tener emisiones cero para 2050 necesitamos también alternativas. Y precisamente es en eso en lo que se basa el proyecto ‘Sommer: Solar-based Membrane Reactor for Syngas Production’, en la reutilización del CO₂ para producir combustibles solares. Lo que propone este proyecto es transformar ese CO₂ mediante un proceso termosolar. De esta forma inyectaríamos CO₂ y agua en el reactor solar, donde produciríamos la separación de estos gases usando una membrana cerámica que extraería el oxígeno de estas dos moléculas, produciendo de esa forma gas de síntesis, que es una mezcla de CO e hidrógeno, y que se usa como precursor de combustibles líquidos sintéticos como el metanol o el queroseno. Se trata de unir esas dos tecnologías, la energía termosolar y los reactores de membrana para la producción de combustibles renovables. Además tiene una ventaja y es que no necesitamos meter electricidad, no es una electrólisis.



de sus materiales pueden evaportarse, por lo que proponemos nuevos materiales que si están funcionando a esas temperaturas.

■ ¿Cuándo comienza el proyecto?

Este proyecto fue una convocatoria de 2022 de Horizonte Europa. Pero en realidad las relaciones empiezan con anterioridad porque nosotros estamos en contacto desde hace muchos años con el Forschungszentrum Jülich en Alemania. También son coordinadores la agencia aeroespacial alemana (DLR). Lo que hemos hecho es unir la parte de las membranas térmicas con todo lo que conocen los de DLR, que son los especialistas en termosolar.

■ ¿En qué punto está ahora Sommer?

Estamos justo en la mitad porque el proyecto ganó la convocatoria de 2022 y empezó en 2023. Es un proyecto de cuatro años y actualmente estamos casi en la mitad. La verdad es que es un punto importante porque ahora estamos viendo cuáles son las ventajas de la tecnología que proponemos y también las limitaciones que tiene. Nosotros, que somos especialistas en materiales, hemos propuesto materiales cerámicos que conocemos y que tienen buenas propiedades de extracción de oxígeno. Normalmente conocemos sus propiedades a 1000 °C o 1100 °C, pero ahora las estamos evaluando a temperaturas en el rango de la termosolar, es decir, 1500 °C. Y nos estamos encontrando que aparecen nuevos desafíos en cuanto a la compatibilidad del material o la estabilidad, como que algunos metales que están dentro

■ ¿Cuál es la forma de trabajar del equipo?

Tenemos dos formas de trabajar. Por un lado, tenemos un laboratorio en el que hemos hecho un montaje con unos hornos de alta temperatura que alcanzan hasta 1700 °C para ir probando nuestros materiales. Probamos las membranas, que en nuestro caso son de tamaño pequeño, y también medimos la conductividad eléctrica de los materiales, que es al final lo que nos va a indicar cuánto oxígeno se puede extraer.

Y por otro lado también nos dedicamos a hacer simulaciones y modelados de lo que es el proceso en sí. Esto lo hace un grupo de personas en concreto que se dedica a hacer CFD (por sus siglas en inglés “computational fluid dynamics”). Ellos van viendo cuáles son las limitaciones del proceso en sí, cómo se van a dividir, cómo es esa termodinámica y cómo se integra todo dentro del proceso propuesto.

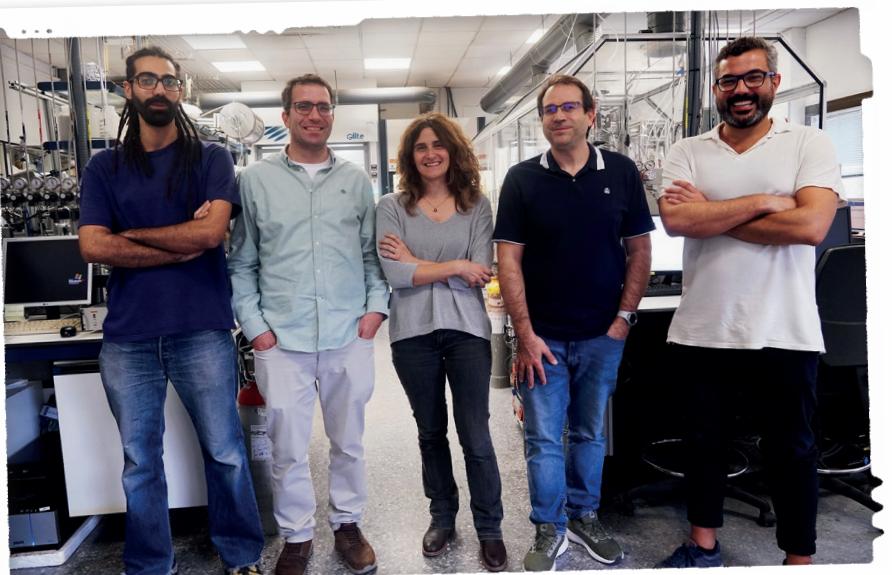
■ Con la investigación y la práctica pueden surgir nuevos retos que no estaban previstos inicialmente. ¿Os ha pasado?



TERMOSOLAR

■ Me gusta la pregunta porque, por ejemplo, a algunos de los materiales que esperábamos que funcionaran les hemos encontrado algún problema de evaporación y, sin embargo, otros que no esperábamos que funcionaran, estamos viendo que a partir de 1200-1300 °C les cambia la conductividad. Es decir, que a esa temperatura se podrían utilizar algunos materiales que en otras condiciones habríamos descartado. Estamos viendo que es interesante llegar a esa alta temperatura, que no se ha hecho antes por las limitaciones tecnológicas que supone llegar a 1500 °C.

■ ¿Cuáles son los pasos a futuro? ¿Qué va a pasar en los próximos meses?



... Viene de página 52

(por ejemplo, capturado de industrias emisoras de carbono o a través de la captura directa del aire). Uno de los objetivos asociados es abandonar la energía fósil para la producción de gas de síntesis, utilizando CO₂ en lugar de gas natural como materia prima. Con este gas de síntesis, un producto intermedio fundamental para la industria química, ‘Sommer’ abarca toda la cadena de valor, desde el suministro de CO₂ en una planta cementera hasta la formación de gas de síntesis y su posterior transformación en productos valiosos como dimetiléter o metanol.

Lo que plantea el proyecto es la integración energética optimizada de un novedoso proceso de conversión termoquímica de CO₂ y H₂O en un solo paso, gracias a unos catalizadores altamente selectivos, una membrana compuesta de doble fase y una planta termosolar concentrada que satisface la demanda de energía térmica. Por ello, la investigación persigue la fabricación de membranas cerámicas optimizadas mediante fabricación aditiva para aumentar la superficie efectiva de la membrana en el reactor. Con esto se

consiguen dos ventajas futuras, permitiendo un funcionamiento prolongado y flexible al cambiar sin problemas entre dos casos operativos: 1) un enfoque puramente solar a 1500°C y 2) un enfoque basado en biogás a 900°C. Finalmente, los principales resultados de ‘Sommer’ una vez cumplidos estos cuatro años de duración son “la demostración experimental y la evaluación de la innovadora tecnología de membranas alimentada por energía solar. Además, se centra en el desarrollo de membranas rentables y de alto rendimiento como componentes fundamentales, elevando la tecnología a nuevas cotas”.

■ Quién forma parte del consorcio

Está formado por expertos de las principales instituciones de investigación e industrias en tecnología de membranas, tecnología solar, ciencia de los materiales, modelización, tecnología química y catalizadores. “Cada socio desempeña un papel esencial, contribuyendo a diferentes paquetes de trabajo, fomentando la transferencia de conocimientos y creando sinergias positivas”, explican en la memoria del proyecto. Un consorcio que abarca toda Europa, incluidos los países del “cinturón solar” (España, Grecia), lo que garantiza la

■ Nuestros siguientes pasos, porque aún estamos en el mes 20, es seguir probando membranas fabricadas a partir de los materiales nuevos que estamos testeando. La finalidad del proyecto es proporcionar el tipo de materiales adecuados y luego serían nuestros socios, como Haldenwanger (Alemania) o IREC (España) que se dedican a la fabricación, los que llevarían estos materiales a una producción real.

■ ¿En qué proyectos se podría implementar vuestra investigación?

■ En proyectos que usarán la energía termosolar para la valorización de CO₂ en sectores industriales de grandes emisiones. Por ejemplo, en nuestro caso, es una cementera griega (Titan) la que está participando en el proyecto. La cementera, en su proceso de producción va a emitir grandes cantidades de CO₂. Entonces, es este CO₂ el que se podría reutilizar y ser transformado junto con agua en los reactores solares de membrana en gas de síntesis para posteriormente producir metanol u otros combustibles renovables. ■

En la foto, de izquierda a derecha, Marwan Laqdiem, David Catalán, María Balaguer, José Manuel Serra, Alfonso Carrillo

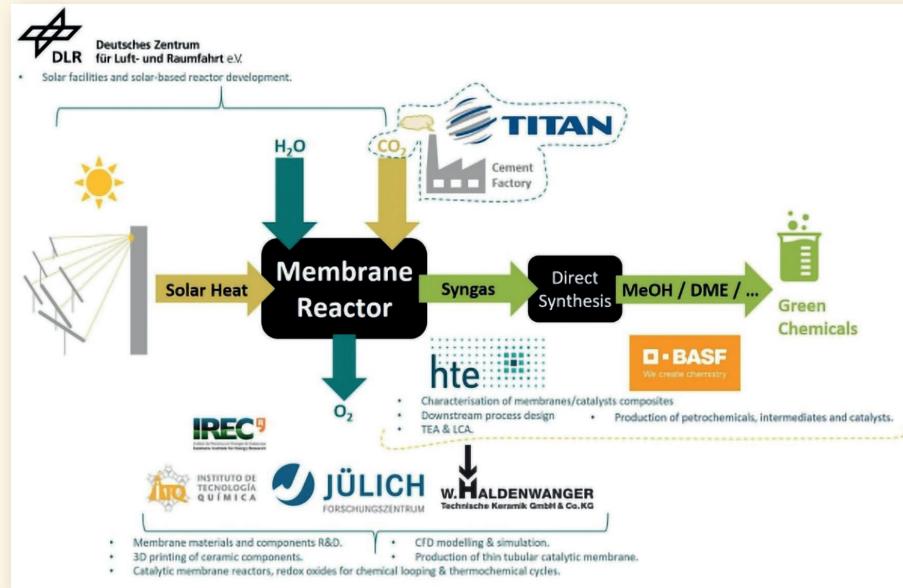
adecuada difusión de los resultados del proyecto. Además del ITQ (UPV-CSIC), participan en el proyecto los centros de investigación alemanes German Aerospace Center (DLR), y Forschungszentrum Jülich (FZJ) y el centro catalán IREC.

Por su parte, los componentes principales de esta tecnología solar provienen de empresas europeas, lo que la convierte en una tecnología robusta. Las empresas participantes en el proyecto (hte, BASF, TITAN y Haldenwanger) comparten su experiencia para impulsar la escalabilidad de la tecnología, de modo que pueda transferirse de la investigación a la industria lo antes posible. “Los socios de investigación del proyecto (DLR, FZJ, CSIC, IREC) y los socios industriales están preparados para impulsar la producción sostenible de gas de síntesis mediante membranas”.

■ Avances significativos

Desde que se inició el proyecto a finales de 2023, las empresas y centros de investigación que conforman el proyecto se han reunido para analizar los avances realizados en la investigación y llevar a cabo el seguimiento de los hitos establecidos. Recientemente, en el mes de mayo en concreto, el ITQ (UPV-CSIC) reunió en Valencia al consorcio en el mes 18 del proyecto. Durante dos días, los participantes de socios de investigación e industria se reunieron para revisar el progreso, intercambiar ideas y debatir para fortalecer la colaboración, y coordinar los siguientes pasos. La reunión contó con una presentación exhaustiva de los líderes de los paquetes de trabajo y de las tareas, quienes mostraron

Cadena de valor del consorcio Sommer



Los protagonistas del proyecto

DLR	Deutsches Zentrum Für Luft - und Raumfahrt e.V.	DE	
FZJ	Forschungszentrum Jülich GmbH	DE	
IREC	Fundacio Institut De Recerca De L'Energia De Catalunya	ES	
HTE	HTE GmbH The High Throughput Experimentation Company	DE	
CSIC	Agencia Estatal Consejo Superior De Investigaciones Científicas	ES	
MAM HW	Morgan Advanced Materials Haldenwanger GmbH	DE	
TITAN	TITAN Cement Company S.A.	GR	
BASF*	BASF SE	DE	

*Associated Partner

los avances de sus equipos en los paquetes de trabajo del proyecto.

Las actualizaciones clave fueron:

- Selección y prueba de materiales para la fabricación de membranas
- Actividades de simulación entran en su fase final
- Presentación del concepto de reactor solar

Y es que el proyecto 'Sommer' ha logrado avances significativos en los últimos meses, impulsando el desarrollo de tecnologías de membrana para la producción sostenible de gas de síntesis. Por ejemplo, Morgan Advanced Materials Haldenwanger GmbH, uno de los socios industriales del proyecto, ha desarrollado nuevas rutas de fabricación para materiales avanzados que son esenciales para la membrana cerámica del reactor. En estrecha colaboración con el Forschungszentrum (FZ) de Jülich, Haldenwanger está probando diferentes sistemas de materiales para condiciones de reactor a 900°C y 1500°C. Su objetivo es adaptar las rutas de

fabricación establecidas para materiales de membrana prometedores. La forma final de la membrana cerámica será tubular.

El primer material prometedor para operar a 1500°C es el CaO-FSZ, seleccionado como material de soporte debido a su demostrada alta resistencia térmica. Haldenwanger ha desarrollado una ruta de extrusión para este sistema de materiales. En la extrusión, el material se empuja continuamente a través de una matriz (una abertura moldeada) y se endurece al salir de ella, ya sea por enfriamiento o por una reacción química.

El reto clave reside en optimizar la formulación para garantizar la homogeneidad y las propiedades reológicas adecuadas (es decir, el flujo y la deformación del material), a la vez que se ajustan con precisión los parámetros del sistema de extrusión. Al incorporar una fase de formación de poros por combustión en la formulación, el equipo del proyecto logró crear tubos con una porosidad personalizada tras el proceso de cocción.

Haldenwanger ha fabricado diversas estructuras porosas ajustando el tamaño, la morfología y la cantidad de la fase de formación de poros. FZ Jülich, por su parte, utilizará ahora estos tubos porosos como material de soporte para una capa funcional densa recubierta por inmersión para diseñar una membrana asimétrica.

En cuanto al segundo enfoque para el reactor solar, éste consiste en desarrollar una membrana delgada y densa. Para ello, la ferrita de titanato de estroncio (STF) ha demostrado prometedoras propiedades catalíticas y de transporte de oxígeno para operar a 900°C. Como parte de la colaboración entre la ciencia y la industria en el proyecto SOMMER, científicos y técnicos de Haldenwanger y FZ Jülich colaboran en los laboratorios de Haldenwanger para desarrollar un método de colada por barbotina (mediante moldes) para la fabricación de tubos STF. Como resultado del primer taller, el equipo logró producir con éxito tubos STF de 200 mm de longitud. Los próximos pasos se centrarán en la optimización del espesor de pared, la resistencia mecánica y el proceso de sinterización, el paso crítico para compactar y formar una masa sólida de material.

Los próximos meses

Este proyecto europeo está planificado como un proyecto de 48 meses de duración, que consta de cinco paquetes de trabajo de investigación/innovación, en los que se abordan las actividades técnicas necesarias para el desarrollo de las ideas innovadoras del proyecto. Además, hay un paquete de trabajo dedicado a la gestión, coordinación y difusión, que incluye acciones para la explotación de los resultados del proyecto. A pesar de los diferentes paquetes de trabajo intermedios, todas las investigaciones conducen en última instancia a una demostración de prueba de concepto de la tecnología en el paquete de trabajo final, lo que hace que este paquete de trabajo sea especialmente crucial.

Actualmente se está trabajando en el segundo paquete de trabajo basado en el desarrollo y la evolución de la membrana, que incluye la selección de materiales de membrana y catalizador adecuados para altas temperaturas (aproximadamente 1500°C) y temperaturas intermedias (alrededor de 900°C). Las actividades de este paquete –que se están llevando a cabo en el ITQ (UPV-CSIC)– abarcan la selección de materiales, la funcionalización de superficies, la síntesis y el análisis a escala de laboratorio. Los materiales preseleccionados se someten a una evaluación experimental para comprobar su viabilidad en las condiciones del reactor solar. Por último, los componentes finales se producen y prueban en el grupo de trabajo final. ■



MOVILIDAD

Los coches eléctricos son para el verano

Con el mes de agosto a la vuelta de la esquina, entramos en la temporada alta del verano: las grandes ciudades se vacían y las carreteras se inundan de coches. Coches que en muchos casos son ya modelos eléctricos o híbridos. Y es que la movilidad eléctrica ya es totalmente compatible con escapadas, vacaciones y desplazamientos de media y larga distancia. Sobre todo a estas alturas de 2025, cuando el número de puntos de recarga está en su máximo histórico. Lo cierto es que planificar un viaje en coche eléctrico nunca ha sido tan fácil.

Manuel Moncada

Las matriculaciones de vehículos electrificados (100% eléctricos + híbridos enchufables) de todo tipo (turismos, dos ruedas, comerciales e industriales) subieron un 123,7% en mayo, hasta alcanzar las 24.371 unidades, según datos de la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive) y la Asociación Nacional de Vendedores y Reparadores (Ganvam). En lo que va de año acumulan un ascenso del 67,2%, con un to-

tal de 87.589 unidades.

En un análisis por tipo de vehículos, las matriculaciones de turismos 100% eléctricos registraron una importante subida del 102,6% en mayo, con un total de 9.168 unidades, impulsados por medidas como los certificados de ahorro energético que, gracias a los acuerdos de las marcas con las energéticas, permiten a los compradores de estos modelos obtener bonificaciones en el precio de adquisición; unas bonificaciones

que además son compatibles con los incentivos actualmente en vigor como pueden ser los del plan MOVES o la desgravación del 15% en el IRPF. De esta forma, suben un 77,9% en el acumulado, hasta alcanzar las 35.905 unidades.

Sin embargo, más allá de ese dato mensual positivo Aedive urge a la Administración "a reactivar un plan de estímulo a la demanda que permita mantener la evolución positiva del mercado y acompañar los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima" (este plan fija un objetivo de 5,5 millones de vehículos eléctricos para 2030, "lo que obliga a multiplicar por siete -apuntan las asociaciones- el volumen medio anual de estas matriculaciones").

En este sentido, el Gobierno ya anunció el pasado mes de abril que el programa de incentivos ligados a la movilidad eléctrica (Moves III) iba a ser prorrogado hasta el próximo 31 de diciembre. La medida se incluye en un Real Decreto-ley que prevé una dotación económica de 400 millones de euros, así como la deducción en el Impuesto sobre la Renta de las Personas Físicas (IRPF), que puede suponer hasta 3.000 euros por vehículo y 600 euros por punto de recarga en la declaración de la Renta.

Todo ello para mantener el apoyo a la compra de vehículos eléctricos y la infraestructura de recarga, así como el restablecimiento de la deducción del 15% en el IRPF. De igual modo, el Real Decreto-ley prevé la



“La red de recarga disponible en nuestro país es más que suficiente para el parque eléctrico actual, ya se pueden realizar viajes sin que nos condicione el recorrido”.

*Arturo Pérez de Lucia,
director general de Aedive*

posibilidad de que las comunidades autónomas incorporen nuevas simplificaciones administrativas en la tramitación. Los fondos destinados al Moves III se elevan así hasta los 1.735 millones.

■ Los números de la movilidad eléctrica en 2024

En concreto, el sector vendió el año pasado en España 73.961 vehículos 100% eléctricos y 59.738 vehículos híbridos enchufables (en total, casi 134.000). El parque electromóvil nacional rondaba a finales de diciembre las 600.000 unidades (599.877, a 31 de diciembre de 2024, según el Anuario 2024-2025 de la Movilidad Eléctrica de Aedive).

■ Más de 46.000 puntos de recarga en 2025

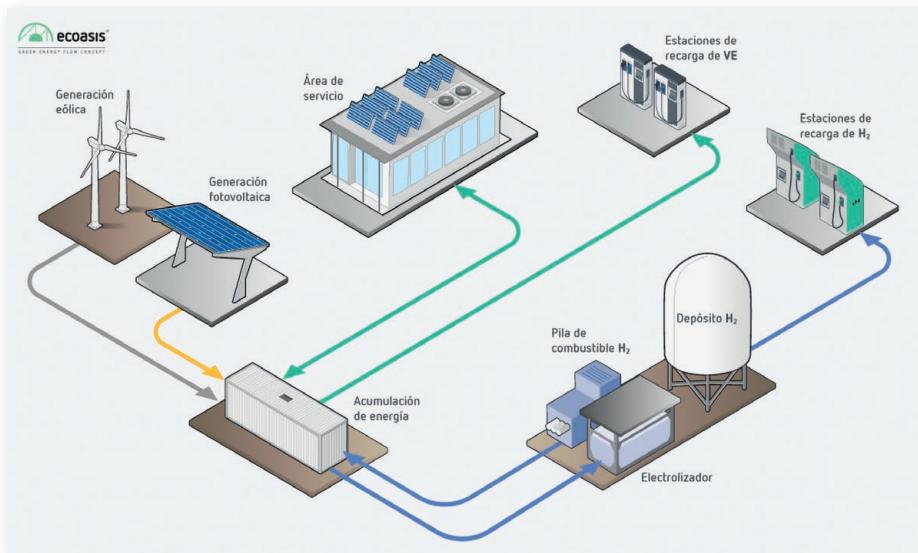
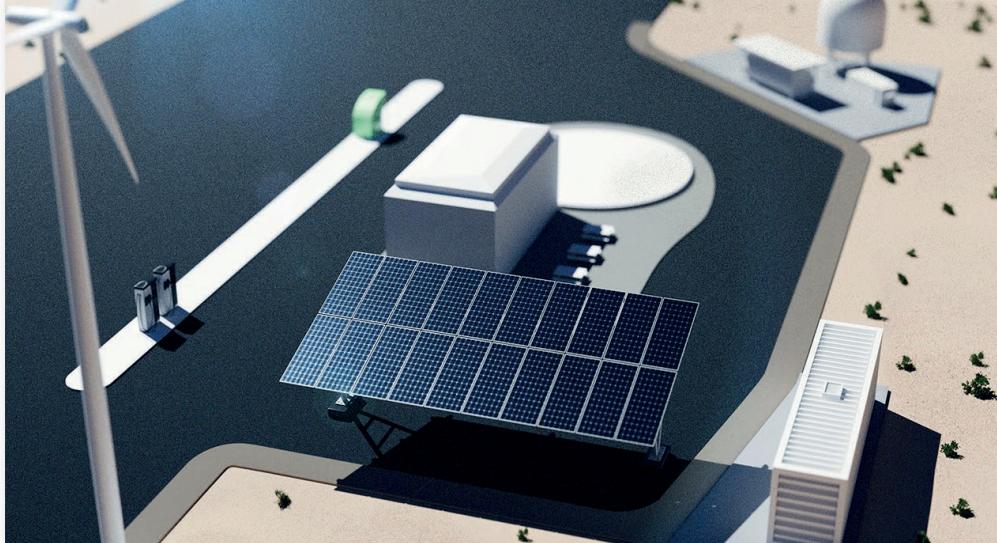
Uno de los aspectos que más preocupa a los conductores de vehículos eléctricos es dónde podrá cargar su coche. Aedive, que acaba de publicar su último recuento de puntos de recarga para vehículo eléctrico, cifra en 46.684 puntos en toda España a fecha de 1 de junio de 2025.

Estos números demuestran que la movilidad eléctrica no solo es una tecnología limpia, sino también una forma práctica, real y económica de moverse y conocer el territorio.

Arturo Pérez de Lucia, director general de Aedive: “La red de recarga disponible en nuestro país es más que suficiente para el parque eléctrico actual, con el fin de realizar viajes sin que nos condicione el recorrido.

Y es que desde el sector estiman que, solo en el cuarto trimestre de 2024, se pusieron en marcha 3.302 puntos de recarga de acceso público, con una media de 1.100 equipos al mes. Se trata del mayor dato interanual de toda la serie histórica.

Los puntos de recarga que han registrado



Ecoasis: recarga ultra rápida de vehículos eléctricos con energía limpia

Construir una estación de servicio con recarga ultra rápida para vehículos eléctricos sin necesidad de conexión a la red tradicional ya es posible gracias a Ecoasis, una solución desarrollada por Circutor y el Grupo Zoilo Ríos, con la colaboración del Centro Tecnológico CIRCE, que ya está operativa en una gasolinera Repsol de Zaragoza y que supone un impulso para la movilidad eléctrica, incluso en ubicaciones aisladas.

La estación de servicio Repsol - El Cisne en Zaragoza, acoge esta iniciativa, ya operativa, que integra generación de energía a partir de fuentes renovables, acumulación en baterías, producción y almacenamiento de hidrógeno verde, y cargadores ultra rápidos. Esta combinación de equipos ofrece una alternativa autosuficiente y ecológica a las actuales estaciones de servicio y plantea una nueva opción que puede ser decisiva para consolidar la infraestructura de recarga de vehículos eléctricos en ubicaciones alejadas de las redes eléctricas tradicionales.

En concreto, los elementos renovables que reúne la instalación llevada a cabo en El Cisne son (1) producción fotovoltaica gracias a 220 módulos solares de 60,5 kilovatios pico (kWp) dispuestos en la marquesina de la estación de servicio, (2) una batería con capacidad nominal de 500 kilovatios hora (kWh) y potencia máxima de 300 kilovatios (kW), (3) una pila de combustible de hidrógeno verde, (4) dos racks de almacenamiento de 13,5 kg de hidrógeno a 200 bares y (5) dos cargadores ultra rápidos de 150 kW.

un mayor crecimiento -señala Aedive- son los de alta potencia: +60,86% en los puntos de que van de 50 a 250 kilovatios y +38,86% en los que están por encima de los 250 kW. Según la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, a 1 de enero de 2025 había en España 12.631 gasolineras.

En lo que respecta a las comunidades autónomas, Cataluña, Andalucía y Madrid siguen siendo las tres regiones con el mayor número de puntos de recarga. Aedive destaca el caso de Andalucía, que ha superado a

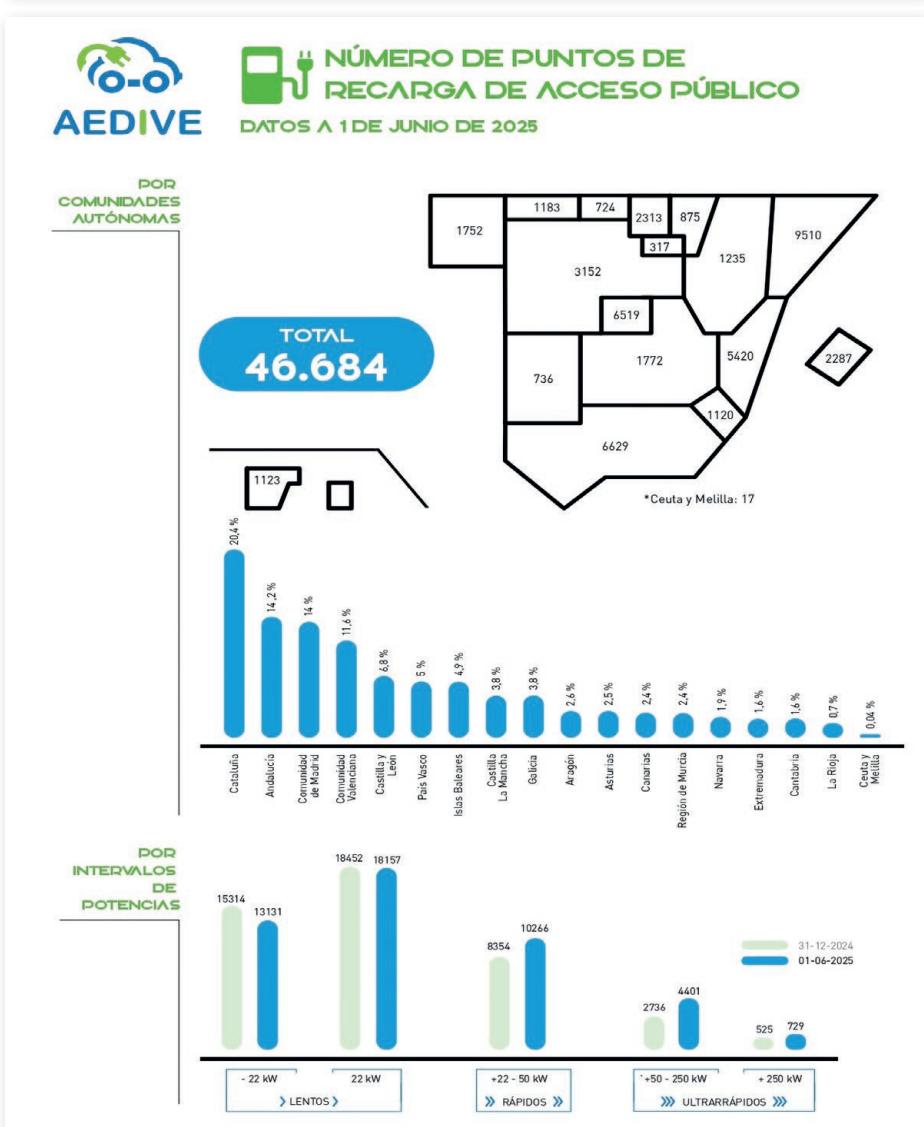
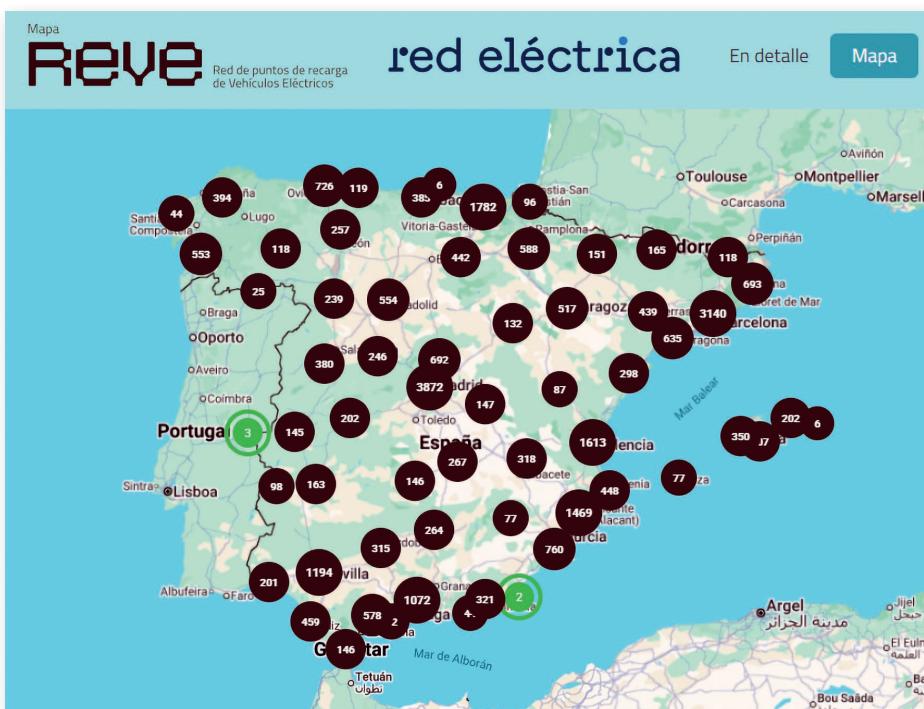
la Comunidad de Madrid en la cifra de infraestructuras de recarga. “Los operadores de puntos de recarga -avanza desde la Asociación- siguen intensificando sus esfuerzos en el despliegue de infraestructuras que permiten realizar viajes de larga distancia”.

“Hoy podemos decir que viajar en eléctrico ya no es una promesa de futuro, sino una realidad accesible para cada vez más personas”, subraya el director general de Aedive.

Si algo queda claro es que cada vez son más los usuarios que se animan a realizar el



MOVILIDAD



cambio a la movilidad sostenible. Sin embargo, aún existe cierto desconocimiento sobre la disponibilidad y accesibilidad de la infraestructura de recarga ultrarrápida a pesar de que, como aseguran desde el sector, la red actual ya ofrece la capilaridad y fiabilidad necesarias para cualquier tipo de desplazamiento. Pero para eso están los mapas.

■ Reve, el mapa de puntos de recarga

La duración de la batería es un asunto prioritario a la hora de planificar un viaje de larga distancia con un vehículo eléctrico, por lo que es preciso saber dónde están y cuántos encontraremos por el camino. Esa es precisamente la finalidad de Mapa Reve (Red de Puntos de Recarga de Vehículos Eléctricos), una aplicación diseñada por el Ministerio para la Transición Ecológica para localizar y conocer el estado de los puntos de recarga de toda España en tiempo real. Justo lo que un conductor necesita para comprobar que dispone de puntos de recarga de sobra y que no se va a quedar tirado.

La nueva herramienta ofrece información sobre la disponibilidad y los precios de más de 25.600 puntos de recarga pública -es decir, más del 80% de los puntos disponibles-, a menos de 50 km de distancia de cualquier ubicación del territorio peninsular.

El mapa está en permanente actualización para incorporar todos los puntos de recarga con datos de los más de 180 operadores hasta recoger la práctica totalidad de este tipo de instalaciones en el país. Reve cuenta también con información sobre la disponibilidad y el precio de la recarga, además de datos sobre la ubicación, el horario, el operador, el conector, el método de pago, la potencia, los servicios complementarios, y la información sobre el tráfico.

■ Consejos para viajar en coche eléctrico este verano

Desde la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive) ofrecen una serie de recomendaciones para que los conductores puedan viajar de la manera más eficiente posible de cara a los desplazamientos vacacionales característicos del periodo estival.

1. Planificar la ruta con antelación

Por supuesto, no solo hay que conocer el punto de salida y de llegada, sino todo el recorrido y el tipo de trayecto a llevar a cabo cuando se trata de un coche eléctrico. El motivo principal es saber los puntos de recarga que haya en el camino en el caso de necesitar cargar la batería.

■ 2. Climatizar el coche antes de iniciar la marcha

Mientras se realiza la carga completa del automóvil, es recomendable ir climatizando el interior para que la temperatura sea la adecuada cuando se inicie el viaje y así no consumir energía extra nada más comenzar la ruta. De este modo, el conductor y los pasajeros ya pueden dar el pistoletazo de salida al trayecto con la temperatura ideal.

■ 3. Realizar frenadas regenerativas

Una de las ventajas de los coches eléctricos es que pueden recuperar parcialmente la energía al realizar una conducción inteligente. Al frenar o dejar de acelerar, logran aumentar pequeñas cantidades de energía al conseguir que el movimiento se transforme en energía nueva para el vehículo. Esto supone alargar de manera eficiente el consumo y duración de la batería, lo que permite retrasar ligeramente la necesidad de realizar una carga completa.

■ 4. Conducir en modo ECO

Si este modo de conducción es interesante aplicarlo en vehículos de combustión, lo es aún más en los eléctricos. Aunque se pueda pensar que el modo ECO es mejor usarlo en zonas urbanas, también puede ofrecer muy buen rendimiento en desplazamientos largos. Al aplicar esta opción, el sistema adapta la respuesta al acelerador y la potencia entregada por el motor, lo que repercute en un ahorro de energía que los usuarios notarán tanto en la autonomía del vehículo, los tiempos de recarga y, por ende, en el gasto.

■ 5. Acelerar inteligentemente

Una de las características de los vehículos eléctricos es que pueden aportar todo su potencial de aceleración de golpe, a diferencia de los de combustión, lo que afecta directamente al consumo de las baterías. Por ello, es muy importante acelerar suavemente al arrancar bajo un semáforo, una señal de ceda el paso o un Stop, por ejemplo, para cuidar al máximo la carga del coche.

Al conducir en trayectos largos por autovías o carreteras secundarias, también hay que vigilar la velocidad ya que cuanto mayor sea, mayor será el consumo igualmente. No hay que olvidar tampoco que no es lo mismo realizar un recorrido llano o cuesta abajo que con pendientes o subidas, ya que en este último caso el esfuerzo que tiene que



MATRICULACIONES

Las unidades se refieren a todo tipo de vehículos			Variación (2023)	Cuota de mercado de automóviles
	BEV Battery Electric Vehicle 100% eléctrica	73.961 uds.	↙ 3,1%	⟨ ⟩ 5,7%
	PHEV Plug-in Hybrid Electric Vehicle Híbrido enchufable	59.738 uds.	↙ 4,9%	⟨ ⟩ 5,7%
	BEV+PHEV	133.699 uds.	↙ 3,9%	⟨ ⟩ 11,4%

PARQUE MÓVIL

unidades a 31 de diciembre de 2024

599.877

OBJETIVOS

unidades propuestas por el PNIEC (2030)

5.500.000 (2030)

realizar el vehículo eléctrico es mayor y, en consecuencia, habrá un aumento del consumo de la batería.

■ 6. Apps para tener toda la información del vehículo

Si lo que los conductores buscan es sacar el mayor rendimiento al coche eléctrico, eso también es posible gracias al teléfono móvil. Mediante aplicaciones específicas, que cualquier usuario puede descargar en sus dispositivos, se puede monitorizar mucha información del vehículo eléctrico. De este modo se puede optimizar al máximo el uso y consumo del automóvil.

Por ejemplo, conocer las estaciones de recarga más cercanas, saber el nivel de carga de las baterías, iniciar la climatización el coche antes de arrancar o pagar por la propia recarga del coche, son algunas de las ventajas que ofrecen estas apps y que no solo ayudan a planificar con antelación, sino a llevar una gestión mucho más eficiente y controlada de todo lo que tiene que ver con el vehículo.

■ Enchúfate este verano

La Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive) ha lanzado "Enchúfate", una serie au-

diovisual que demuestra que viajar en coche eléctrico por España es sencillo, económico y perfectamente viable para todo tipo de rutas.

Con un enfoque divulgativo y cercano, "Enchúfate" pone en primer plano la experiencia real de viajar en eléctrico: cómo se planifica una ruta, dónde se recarga, qué ahorros conlleva y qué se siente al conducir con cero emisiones. Todo ello contado en primera persona y sin tecnicismos.

"Queremos que la gente vea cómo es realmente viajar en coche eléctrico por España, sin adornos ni prejuicios. Desde cómo se elige la ruta hasta cómo se recarga, pasando por los paisajes, los encuentros y la libertad de moverse con comodidad, en silencio y sin emisiones", señala María Manzano, conductora, guía y narradora de la serie.

"Enchúfate" constará de cinco episodios, cada uno dedicado a una ruta distinta por la geografía española. El primero, ya disponible en el canal de YouTube de Aedive, esenciafica una escapada desde Madrid al extremo Valle del Jerte, uno de los destinos más emblemáticos de la primavera peninsular.

Los cuatro capítulos restantes mostrarán nuevas rutas y paisajes, con el objetivo de demostrar que la movilidad eléctrica es totalmente compatible con escapadas, vacaciones y desplazamientos de media y larga distancia. ■

Degima, la fábrica cántabra de eólica y olas

“Gestión, investigación, desarrollo y ejecución de proyectos de calderería y soldadura”. Eso es Degima, una empresa cántabra que entró en la mar, hace ya casi treinta años, por la puerta de lo naval (fabricando barcos) y que pronto, muy pronto, vio la ventana de oportunidad de la undimotriz. Así, a principios de siglo comenzó a fabricar componentes y piezas (imponentes) para prototipos de aprovechamiento de las energías del mar (primero de las olas, después, de la eólica), y ahí sigue hoy, tomando posiciones en una carrera (offshore) en la que ya están lanzadas muchas naciones y en la que España está (o debería estar ya) a punto de trampolín.

Antonio Barrero F.

Degima (Desarrollo Gestión Industrial y del Medio Ambiente SA) vio la luz como empresa hace ya más de un cuarto de siglo, la luz de la calderería y la soldadura del acero y aluminio (trabaja piezas de grandes dimensiones). Pero como los tiempos cambian que es una barbaridad, el sector naval sufrió de una cierta crisis y había que diversificar, Degima decidió un buen día apostar por las energías marinas. Le ha salido bien. Porque 27 años después tiene un nombre propio en el sector y sigue y suma. ¿Cómo? Traduciendo el

lenguaje naval (Degima está especializada en reparaciones, modificaciones y conversiones de buques)... al energético.

Lo cuenta Xabier Mediavilla Regil, el responsable del Departamento de I+D+i de esta empresa cántabra y aventurera: “nuestro origen, sí, es naval, pero hemos tenido que adaptarnos a las circunstancias, porque ha habido momentos en que el sector naval ha estado en horas bajas y hemos tenido que acceder a otros dominios para poder mantener la actividad, sectores como el civil, el industrial... y allá por el año 2006 aparece la

posibilidad de hacer un parque undimotriz en Santoña”.

■ ¿En Santoña, concretamente?

“Bueno, el promotor era Iberdrola, y el director de Iberdrola Renovables, que era de Santoña [Roberto Legaz], quería que el dispositivo se hiciese en Cantabria y que luego se colocase en Santoña. Entonces, hubo una especie de selección de empresas y nosotros, que ya habíamos hecho cosas en innovación, con la Universidad, con Sodercar [empresa pública cántabra], fuimos seleccionados. Por aquél entonces se pensaba que las energías renovables marinas podían suponer una extrapolación de la tecnología naval a este sector, como realmente ha sido. El caso es que fuimos seleccionados e hicimos el primer prototipo de energía undimotriz, que se colocó en Santoña: Santoña Wave Energy Converter. El tecnólogo era Ocean Power Technologies, que es norteamericano. Ese fue el primer paso, de adaptación a esta nueva realidad: adaptamos nuestras instalaciones, nuestra orientación, y creamos dentro de la empresa un nuevo camino, el de las energías renovables. Empezamos por la undimotriz y luego a la offshore”.

Desde entonces Degima ha participado en proyectos regionales, nacionales “y en grandes proyectos –explican desde la empresa– soportados por fondos europeos, dentro



de las convocatorias FP7 y Horizonte 2020, dedicados a dos fines principales: la fabricación de grandes máquinas de generación de energías marinas y el desarrollo de soluciones que mejoren la seguridad y alarguen la vida útil de los futuros equipos que se instalen en el mar”.

Degima comenzó por Cantabria pues (fabricando en sus naves ese prototipo originario, que fue el primero de su género en habitar aguas españolas y primero también de Europa), fabricó después otro (en acero naval y acero inoxidable), para la así mismo española Wedge, prototipo que viajaría a Canarias, donde fue probado durante seis años, y “el último que hemos hecho –adelanta Mediavilla– ya no es prototipo, es comercial, y está en Holanda”.

Casi dos décadas después de aquel año 6, Degima es el único fabricante nacional que puede presumir pues de tener una máquina undimotriz en el agua en fase comercial. La empresa dispone hoy, al pie de la Ría de Boó, de más de 13.000 metros cuadrados de superficie “para la fabricación y construcción”, y cuenta con una nave que alcanza una altura de 11 metros, que está equipada con grúas puente con capacidad de izado de hasta 50 toneladas y en la que opera con “tecnologías avanzadas en soldadura”.

De allí han salido una rampa móvil de más de cien toneladas para el Puerto de Tenerife, escotillas hidráulicas de dimensiones formidables, rampas flotantes de hasta 500 toneladas y, claro, diversos componentes



e ingenios para el aprovechamiento de las energías del mar: boyas que capturan la energía de las olas para generar electricidad; velas rígidas para la “propulsión ecológica” de barcos y estructuras marinas; o soluciones para estaciones submarinas para la transmisión y gestión de la energía generada por dispositivos marinos (transformación de la energía saliente de la boya undimotriz para su adaptación a los requisitos de la red).

Así, el currículo de Degima ha ido engordando a lo largo de los años. La empresa cántabra ha sido por ejemplo socia del proyecto WavePort, en el marco del programa FP7 de la Unión Europea, que dio como fruto un prototipo de aprovechamiento de la energía undimotriz, fabricado en sus naves, y que acabó siendo instalado para ensayo al otro lado del Atlántico, frente a la costa de Nueva Jersey (Estados Unidos).

Degima también ha sido fabricante contratado por Saitec Offshore Technologies, otra empresa nacional pionera en energías marinas (eólica flotante). La firma cántabra

fabricó a finales de la década pasada el prototipo Saitec BlueSATH, generador eólico sobre plataforma flotante, o cincuenta toneladas de peso y 24 metros de altura (en acero naval). El prototipo fue probado en agosto del 20 frente a la costa cántabra.

Heredero de Blue sería (y es) DemoSATH, otro desarrollo de Saitec: plataforma flotante sobre la que se erige un aerogenerador de dos megavatios de potencia que se encuentra ahora mismo fondeada frente a la costa de Vizcaya, en la Biscay Marine Energy Platform, que es un área de ensayos en mar abierto habilitada para probar prototipos y dispositivos de aprovechamiento de las energías marinas. “El DemoSATH –cuenta el responsable de I+D+i de Degima– es el más grande que se ha construido en España y nosotros ahí hemos sido colaboradores”.

Otra de las incursiones eólicas de Degima es Pivot Buoy, otro prototipo de generador eólico flotante (160 toneladas, 35 metros

Sigue en página 66...

Sea of Innovation Cantabria Cluster



SICC nace valiente en el año 2011, en el marco de una grave crisis financiera global, con un propósito muy concreto: “integrar a todos los actores

que operan en el sector de las energías marinas en Cantabria, para así poder promover la región como centro de excelencia dentro del mercado nacional e internacional”. Y eso precisamente comienza a hacer seis años después, en 2017, que es cuando realmente empieza a desarrollar su actividad. Desde entonces y hasta hoy, en apenas ocho años, el Sea of Innovation Cantabria Cluster (SICC) ha ido sumando socios, a lo largo de toda la cadena de valor de las energías marinas –presumen–, hasta rondar la treintena en la actualidad.

El cluster cántabro se financia a través de una ayuda de la Sociedad para el Desarrollo Regional de Cantabria (Sodercan), sociedad pública adscrita a la Consejería de Industria, Turismo, Innovación, Transportes y Comercio del Gobierno de Cantabria. La ayuda se enmarca en el Programa de Fomento de Clústeres Sectoriales para el ejercicio 2023 y su importe total es de algo más 34.000 euros, lo que representa el 73,60% del coste de funcionamiento del Cluster. Se trata de la única ayuda pública recibida por el Cluster SICC para esta finalidad (la ayuda del año 2024 ha superado los 50.000 euros: 80,00%). Sea of Innovation Cantabria Cluster forma parte hoy de varias alianzas estratégicas, entre las que destacan el Supercluster Atlantic Wind (SAW)

y la Plataforma Cantabria Blue Economy. Uno de los proyectos de innovación que SICC impulsa y coordina, Bahía H2 Offshore, logró en el año 2023 financiación estatal por valor de 5,7 millones de euros para comenzar la fase de prueba en el Puerto de Santander. Pues bien, de ese probablemente ahora mismo su más emblemático proyecto, y de la trascendencia que entraña una entidad como SICC para las energías renovables marinas en Cantabria (y en todo el norte de España) nos habla aquí **Luis San Segundo González**, presidente de Sea of Innovation Cantabria Cluster.

■ ¿Una definición corta de Sea of Innovation Cantabria Cluster?

■ Es un clúster que está formado por entes de muy diversa índole –universidad, empresa pública, instituciones, centros tecnológicos– que lo que busca es impulsar las energías renovables marinas en Cantabria (ese es nuestro objetivo) y, también, promover el desarrollo de proyectos de I+D+i.

■ ¿Qué actividades está desarrollando ahora mismo SICC?

■ Pues hemos llegado a un acuerdo con los clusters de las regiones limítrofes en cuyas aguas va a haber instalada eólica offshore flotante, o sea, Asturias y Galicia, y hemos creado el Supercluster Atlantic Wind, una reunión de clusters que pretende involucrar a las empresas de todas las regiones que he mencionado en la promoción y potenciación de la eólica flotante. Para ello hemos iniciado un

ENERGÍAS DEL MAR

proyecto que se llama North Value, el proyecto del valor del norte, de impulso a la cadena de valor. Este proyecto consiste en (1) ver qué podemos ofrecer desde nuestras diferentes regiones a la *offshore* flotante, a los desarrolladores, a Iberdrola, a EDP, etcétera; (2), identificar qué es lo que nos van a pedir; y (3) identificar también qué espacios tenemos que mejorar en las empresas para poder acometer esos futuros mercados. Para esto nos está ayudando DNV. ¿Cómo? Mediante una serie de entrevistas, tanto a los desarrolladores, como a las empresas, como a los entes públicos, por parte de DNV, cuyo objetivo final es determinar qué necesidades va a haber, qué requisitos van a tener, qué pueden aportar las empresas, qué tenemos que mejorar, dónde tenemos que acudir para ello. Es un proyecto que lleva ya una trayectoria y en el que estamos plenamente volcados.

■ Tengo entendido que también están trabajando en I+D+i.

■ Efectivamente, lo que pretende y lo que promueve el cluster es, además, la cooperación en el desarrollo de proyectos de I+D+i. Nosotros pensamos que cuando se implementen los parques *offshore* en el norte de España, Asturias y Galicia, como van a instalarse tan lejos de la costa... pues creemos que la llegada a tierra de un cable es... complicada. Así que lo que estamos promoviendo es ver cómo podemos transformar en origen, o sea, en los propios parques eólicos marinos... transformar *in situ* la energía que se genere, en primer lugar, en hidrógeno verde, y luego, en segundo lugar, en amoníaco verde, que es más fácil de manejar y transportar. Y, en el marco del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económica [Perte] del Hidrógeno, hemos resultado adjudicatarios, a través del Clúster, de un proyecto para producir hidrógeno verde y amoníaco verde. El proyecto es H2 Bahía y en él están involucradas empresas de Asturias, Galicia y Cantabria. También hay empresas como Saitec [vasca], pero digamos que el proyecto lo promueven los tres clústers.

■ ¿Cuáles son las fortalezas de Sea of Innovation of Cantabria Cluster y/o de SAW?

■ Más que fortalezas yo diría capacidades. Capacidades para acometer este mercado futuro que está en ciernes y que esperemos se materialice en un corto espacio de tiempo. La idea es llegar bien posicionados, y para ello lo que tenemos que hacer es determinar cuáles son las capacidades y cuáles son las necesidades que tenemos... para intentar que la mayor parte del desarrollo de los parques eólicos, o lo máximo que se pueda, lo realice la industria local, la industria de Asturias, de Cantabria y de Galicia. Lo que pretendemos es maximizar la aportación de la industria local, porque creemos que esto va a redundar en crear empleos de calidad, en el producto interior bruto de cada región, etcétera, etc.

... Viene de página 60

de altura) fabricado también en acero naval y acero inoxidable que fue instalado frente a la costa de Gran Canaria (el proyecto Pivot Buoy se enmarca en el programa Research and Innovation Actions del programa Research and Innovation Actions del programa Horizon 2020 (RIA H2020) de la Unión Europea, Degima fue socio del consorcio y realizó la fabricación estructural del aerogenerador, que luego viajaría hasta Canarias).

Y, por fin, Wave Rider, proyecto en el que el desarrollador es Neptune Energy Services, "empresa desarrolladora de instalaciones modulares de energía undimotriz en



■ ¿Cuántas empresas hay ya trabajando en el sector?

■ Estamos enfocados, como decía, en la eólica marina flotante. Y ahí ahora mismo solamente hay prototipos de experimentación, de demostración. De momento no están consolidados los parques. Sí las zonas, a través de los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo, pero no los parques, porque todavía falta abrir las licitaciones, los concursos. En el momento en que se abran –insisto–, tenemos que estar preparados. Y por eso estamos preparando el camino. Con respecto a la pregunta concreta: en Cantabria por ejemplo hay 22 empresas interesadas en este proyecto de cadena de valor, North Value, empresas que tienen interés por acudir a las licitaciones, a los desarrollos. Y eso para nosotros es todo un éxito. Ha sido una sorpresa que haya tantas empresas interesadas. Porque es que estamos hablando de una cuantía bastante importante a nivel de Cantabria.

■ ¿Qué es el parque experimental marino para prototipos de energía eólica offshore de Ubiarco?

■ En Ubiarco se implementaron en su día torres meteorológicas, que servían para medir el viento, medir las olas. Pues bien, en Cantabria se han identificado una serie de áreas que son de especial interés –aguas de Ubiarco, de Santona– para realizar experimentos de energías renovables marinas. Están enfocadas al desarrollo de prototipos y a la experimentación. Así como en su día se experimentó en Ubiarco una torre meteorológica, también se experimentó en el Abra de la Bahía de Santander uno de los primeros prototipos de producción de energía eólica marina flotante que hubo en España, que fue el prototipo de Saitec, escala 1:6, en 2020. Bien, pues estas zonas están orientadas al desarrollo de prototipos flotantes experimentales. Las profundidades ahí son de 200, 300 metros. La plataforma continental en la península desciende muy rápidamente y a cinco, a seis millas de la costa, ya te encuentras profundidades de 200 metros, de 300 y más. De ahí el interés por las soluciones flotantes. Porque ahí es imposible colocar una peana. No puedes colocar un soporte a trescientos metros. Te costaría más el soporte que lo que pongas encima. Entonces, las soluciones tienen que ser flotantes. Y en eso estamos trabajando. En SICC y en Degima [la empresa –fabricante de componentes para energías marinas– en la que ocupa el cargo de director administrativo]. ■

puertos", y el futurable fabricante (porque ahora mismo, apunta Mediavilla, "todavía estamos en fase de investigación")... otra vez Degima.

¿Propósito del proyecto Wave Rider? Materializar un captador de la energía de las olas, que constaría de un flotador con elemento de sustentación y un brazo de fijación a muelle. El brazo tendría unos cuatro metros de longitud; el flotador, un peso de dos o tres toneladas.

Es decir, que la undimotriz fabricada por Degima no solo viaja mar adentro; la firma cántabra también está metida ya en la fija a muelle. "No tiene nada que ver el tipo de ola en alta mar que en costa –explica Mediavi-

lla–, son muy distintas. La ventaja principal en puerto es que el mantenimiento es mucho más sencillo; y que no tienes que llevar cable. ¿Desventaja? Pues que contra la física no se puede actuar, y es que la ola, cuando va llegando a tierra, va perdiendo energía".

Neptune y Degima están en ello. Y el Puerto de Gijón, en el horizonte: "en dos años pondremos un prototipo 1.1 en algún puerto. Gijón nos ha dado todas las facilidades, pero todavía estamos en fase de investigación".

Más información
→ degima.es



TBB POWER

EASY POWER, EASY LIFE

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





A tu lado en el camino hacia un futuro más verde

Gesternova y Contigo Energía ahora se unen para estar más cerca de ti y acompañarte en cada paso que des hacia un mundo sin emisiones.

Descubre cómo podemos ayudarte a transformar la energía de tu hogar o empresa, para avanzar en el camino de la transición energética.

Piensa sostenible
Actúa sostenible

Contigo
Energía