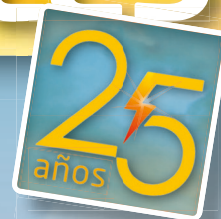




ENERGÍAS RENOVABLES

249
Marzo 2026

www.energias-renovables.com

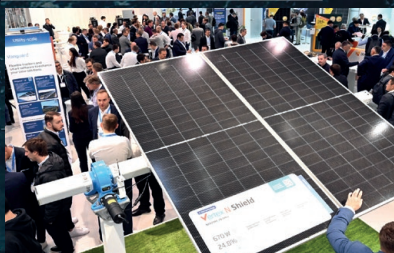


Especial Eólica WindEurope 2026, de Madrid al viento

**Informe APPA 2025
de Autoconsumo
Fotovoltaico
y Almacenamiento**



**The smarter E
Europe calienta
motores**



**La nuclear,
una vez más en
el disparadero**



B



O

R

N



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.

A

Y

Bornay 

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



249

Número 249
Marzo 2026

En portada, aerogenerador marino de 14 MW de Siemens Gamesa, uno de los más grandes del mundo.



Se anuncian en este número

ACCIONA.....	9	INTERSOLAR	71
AEMER.....	13	RES	17
ALEASOFT.....	19	ROXTEC.....	7
APSYSTEMS	4	SALTOKI	77
BÖLLHOFF	15	TBB POWER.....	79
BORNAY.....	2	VESTAS.....	33
CONTIGO ENERGÍA.....	80	X1 WIND.....	37
DTBIRD	55	WIND ENERGY HAMBURG	39
ENGIE	11	WINDSOURCING.COM	29

■ PANORAMA

La actualidad en breves	6
Opinión: Jorge González Cortés (14) / Erika Martínez (16) / Lucía Dólera (18)	
¿Poner en riesgo la renovable por extender la nuclear?	20
<i>(+Entrevista a Chema González Mazón, autor del libro 'Amanecer sin Almaraz')</i>	
Gipuzkoa: modelo de sostenibilidad, base de la nueva política industrial	24
<i>(+Entrevista a José Ignacio Asensio, diputado de Sostenibilidad de la Diputación Foral de Gipuzkoa)</i>	

■ EÓLICA

Europa pisa el acelerador eólico en el ecuador de la década decisiva	26
Entrevista a Tinne Van der Straeten, directora ejecutiva de WindEurope	30
La eólica marina quiere zarpar, ya, en España	34
Sólida y Bureau Veritas: ingeniería y certificación al servicio de la repotenciación eólica	40
<i>(+Entrevista a Teresa Rodon, Vicepresident Iberia en Bureau Veritas)</i>	
Entrevista a José Luis Jimeno, presidente de Vestas Mediterránea	44
Statkraft hibridará su repotenciación eólica en Navarra	46
Engie España y la energía eólica: un viento a favor	50
Los murciélagos, el reto aún invisible de la eólica moderna	52
Rumbo a ExpoFimer 2026: el mantenimiento como infraestructura invisible de la transición energética	56
Europa, hacia una transición energética impulsada por el rendimiento	58
Repowering parcial: una alternativa para afrontar los retos del sector eólico	60
De 20 días a 2: reduciendo drásticamente los tiempos de conexión y desconexión para la eólica flotante	62
La sinergia entre eólica y fotovoltaica redefine la energía en España	64
Fijación inteligente: soluciones Böllhoff para el sector eólico	66

■ AUTOCONSUMO

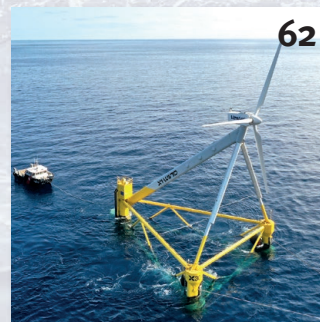
Más de mil euros de ahorro al año	68
--	----

■ EFICIENCIA

Edison Next Spain apuesta por el modelo ESE como palanca de competitividad	72
---	----

■ FERIAS

El sistema energético de Europa, en el punto de inflexión	74
--	----



QS2

NUEVO

EL MICROINVERSOR QUAD MONOFÁSICO MÁS POTENTE

- ✓ 4 canales de entrada con baja tensión de CC, 4 MPPTs
- ✓ Una sola unidad se conecta a 4 módulos
- ✓ Potencia máxima de salida de CA continua: 2200VA
- ✓ Diseñado para adaptarse a los módulos de mayor potencia disponibles (corriente máxima de entrada: 20A)
- ✓ Relé de protección de seguridad integrado
- ✓ Factor de potencia de salida ajustable
- ✓ 99,5 % de eficiencia MPPT, 96% de eficiencia máxima
- ✓ Hasta 25 años de garantía



 ALTO RENDIMIENTO  ALTA CONFIABILIDAD  DISEÑO INTELIGENTE  SEGURIDAD COMPROBADA



La democracia, en clave REN

Los señores de la guerra, David y Goliath (o Benjamin y Trump), han vuelto a apretar el botón. Y el mundo todo (o casi) vuelve a apretar los dientes y a apretarse el cinturón. Sí, el cierre de esta edición de *Energías Renovables* está presidido por (o llega a la sombra de) David y Goliath. Y no: no hace falta ser experto en la materia para saber que subirá todo lo que come crudo, todo lo que bebe refinado y todo lo que respira gas metano. Es decir, todo (o casi todo).

Dicho lo cual... las energías renovables son la vía. La vía más directa a la soberanía energética. O a la independencia. O al “no a la guerra”, no a sus guerras.

Nos lo cuentan en esta edición varias voces. En tonos varios. A varias alturas. Complementarias.

Nos lo cuenta por ejemplo la gente de Som Energia en la sección de Panorama: “las comunidades energéticas pueden convertirse –nos dicen– en una herramienta muy poderosa para reducir la dependencia [de los combustibles fósiles], combatir la pobreza energética y reforzar la economía local”.

Y nos lo cuenta por ejemplo la nueva directora ejecutiva (CEO) de WindEurope, la exministra belga de Energía Tinne Van der Straeten, a la que entrevistamos aquí, en exclusiva, apenas unos días después de que haya asumido el cargo (lo hizo el pasado 2 de febrero).

Van der Straeten, que llega a la gran patronal eólica europea desde el partido ecologista flamenco Groen, nos ha honrado con un párrafo espectacular: “el ascenso de las narrativas de la derecha, el populismo y la desinformación no son tendencia solo en América. Lo estamos viendo también en Europa. La protección de la resiliencia democrática debe ir de la mano de la construcción de la independencia energética”.

Sí, sin duda. Es eso: si Europa quiere ser Democracia, la vía son las energías renovables. La vía más directa a la soberanía energética y, por ende (leo a Van der Straeten), la vía más directa a la soberanía política, ergo a la democracia y sus valores: la defensa de los derechos humanos, el amor a la tierra madre, a lo bio (biomímesis), a la circularidad...

El gran señor Goliath de la guerra lo sabe. Sabe que la madre de la democracia es la independencia energética. Desde hace ya mucho tiempo que lo sabe. Y por eso desde hace ya mucho tiempo que guerrea en las redes: la guerra del relato, esa en la que hay dos bandos, el del negacionismo climático (que cada día se parece más a la negligencia criminal) y el de la asunción (*science*) de la realidad.

Sí, esa es la guerra, una guerra que (antes, durante y después del primer disparo) se dilucida en el papel (en este papel que lees) y en todas las redes, allí donde se enfrentan todos los días dos discursos antagónicos: el de los terraplanistas sin luces ni sentido y el de la ciencia que todo lo escudriña sin prejuicio. De ello habla en su tribuna Erika Martínez, espectacular, en la página 16. Adelanto solo una frase: “la batalla contra el negacionismo climático se libra en el terreno del lenguaje”.

Y de ello se ocupa ya también el Ministerio para la Transición Ecológica, que acaba de anunciar un Plan de Acción contra la Desinformación Climática y los Discursos de Odio. La propia ministra Sara Aagesen alertaba hace unas semanas sobre el aumento en las redes de los “ataques a instituciones y a profesionales de la divulgación climática y la meteorología”.

Hay odio en las redes, de acuerdo. Y también en el negacionismo rampante de la margen derecha, ese que dispara todos los días contra la Agenda 2030, ese –*drill, baby, drill*– que se va del Acuerdo de París, es pirata en el Caribe y 160 niñas muertas en una escuela en Irán. ¿Es ese el precio del petróleo, daddy?

Pero también hay otro frente. Y ya está aquí también: contra la desinformación y los discursos de odio, en comunidades energéticas, en las voces de Erika, Van der Straeten, Aagesen...

Cuando a los señores de la guerra no les alcanza el crudo (y tampoco los aranceles)... van y disparan. Y matan.

Contra ellos, sus odios y sus guerras, información e independencia. Energética. Ergo democracia. En clave REN.

A. Barrero

Antonio Barrero F.



SOCIOS FUNDADORES

Pepa Mosquera y Luis Merino

DIRECTOR

Luis Merino

lmerino@energias-renovables.com

REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.

abarrero@energias-renovables.com

REDACCIÓN

Celia García-Ceca

celia@energias-renovables.com

Manuel Moncada

manuelmoncada@energias-renovables.com

DISEÑO Y MAQUETACIÓN

Fernando de Miguel

trazas@telefonica.net

COLABORADORES

Paloma Asensio, Alba Luke, Anthony Luke,

Javier Rico, Hannah Zsolos

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 Cimat (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 Fuentes,

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

Javier García Brea

Experto en Políticas Energéticas y presidente de N2E

José Luis García Ortega

Responsable del Área de Investigación e Incidencia

y del Área de Cambio Climático y Energía de Greenpeace España

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 Rías Altas, 30-1 Dcha.

28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)

Tel: +34 91 663 76 04

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

+34 91 663 76 04

publicidad@energias-renovables.com

advertising@energias-renovables.com

Imprime: Tauro Gráfica

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



EDITA: HAYA COMUNICACIÓN

Nosotros usamos energía verde de



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

■ Estas son las diez naciones con más autoconsumo solar del mundo

Global Energy Monitor (GEM) acaba de publicar un informe en el que radiografía el estado de la transición energética global, esa que está intentando liberar al mundo de su dependencia de los combustibles fósiles por la vía del cada vez más global despliegue de las energías renovables. Varios datos destacan en este último informe de GEM. Vayamos con tres para empezar: (1) la cartera global de proyectos eólicos y solares ha marcado nuevo máximo histórico (4.900 gigavatios) en 2025 (nunca antes en la historia hubo tanto proyecto renovable anunciado, en fase de preconstrucción o en construcción como ahora); (2) el 89% de ese total –ojo al dato– tiene lugar fuera de las naciones del G7; y (3) el autoconsumo –recalcan los autores del informe– se está perfilando como una de las claves del éxito de la transición energética.

Los proyectos eólicos y solares en fase de (1) anuncio público, (2) preconstrucción y (3) construcción han crecido un 11% en 2025 con respecto al año anterior: 4,4 teravatios en 2024, 4,9 teras en 2025. Es uno de los datos clave que incluye la red de periodistas y divulgadores ambientalistas Global Energy Monitor en su último informe sobre el estado de la revolución energética renovable que está teniendo lugar en todo el mundo. Hay un dato singular en ese informe que gana sin embargo mucho significado si es contextualizado: según GEM, ya no son las economías más boyantes las que están conduciendo la locomotora de

la transición energética global. No, ahora, y aunque el impulso general continúa en casi todas partes (y desde luego en el “primer mundo”), el crecimiento se concentra “cada vez más –matizan desde GEM–, en las economías emergentes”.

China, como en tantos otros rubros, se lleva el primer titular. El gigante asiático tiene ahora mismo hasta 488 gigavatios de proyectos eólicos y solares de gran escala (escala utility) en fase (1) de “construcción”, la mitad del total mundial. Además, su parque eólico y solar nacional combinado ha alcanzado una potencia de más de 1.600 gigavatios en 2025, el triple que cualquiera de sus

dos más inmediatos perseguidores: Estados Unidos e India.

Pero la transición hacia las energías limpias está progresando de manera no uniforme por el mundo, según GEM. China trabaja ahora mismo (fases 1, 2 y 3) sobre más de 1.500 gigavatios de potencia eólica y solar (proyectos de gran escala), potencia prácticamente equivalente (1,5 teras) a la de los seis países que la siguen juntos: Brasil (401 gigavatios, GW), Australia (368 GW), India (234 GW), Estados Unidos (226 GW), España (165 GW) y Filipinas (146 GW). Entre tanto, el G7, pese a su poderío económico, cae muy por debajo del gigante asiático y del Resto del Mundo.

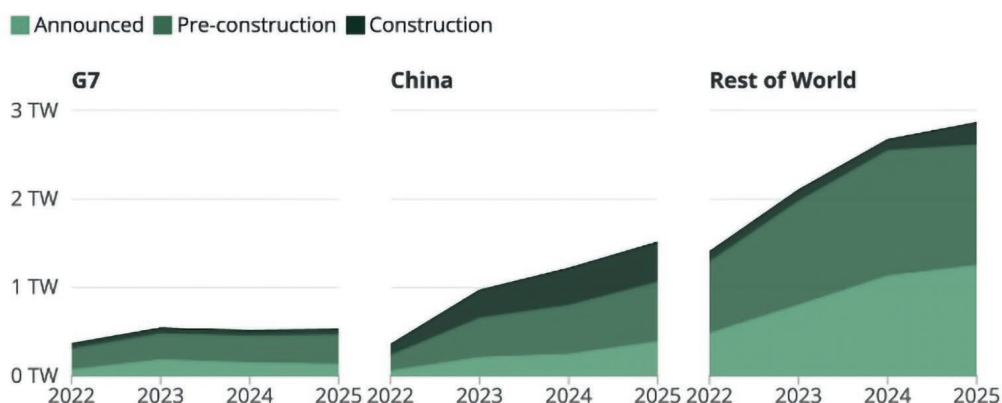
El G7 (Alemania, Canadá, Estados Unidos, Francia, Italia, Japón y el Reino Unido) se anota apenas el 11% de la potencia global eólica y solar de gran escala en prospectiva a pesar de controlar aproximadamente la mitad de la riqueza global. Su cartera de proyectos lleva tiempo (desde 2023) estacando en torno a los 520 gigavatios, lo que pone de manifiesto la brecha que parece existir entre las presuntas ambiciones climáticas y la implementación real en las consideradas como las economías más avanzadas.

GENERACIÓN DISTRIBUIDA

El monitor solar de GEM (GEM's Global Solar Power Tracker) informa así mismo en esta su última edición sobre la generación solar fotovoltaica distribuida (autoconsumo), “que desempeña –explican los autores del estudio– un rol significativo en la transición hacia las energías limpias” (*a significant role in the clean energy transition*). Pues bien, según los datos facilitados

La cartera de proyectos de gran escala (utility) eólicos y solares fotovoltaicos en las naciones del G7 permanece prácticamente sin cambios

Prospectiva global eólica y solar de gran escala (utility), por año, y por status (las unidades expresan teravatios, TW)



Los datos son referidos solo a fases de proyectos solares de un megavatio o más y a fases de proyectos eólicos de diez megavatios (10 MW) o más. Todos los datos referidos a proyectos solares están reportados en MWac

Fuente: Global Solar Power Tracker, Global Wind Power Tracker



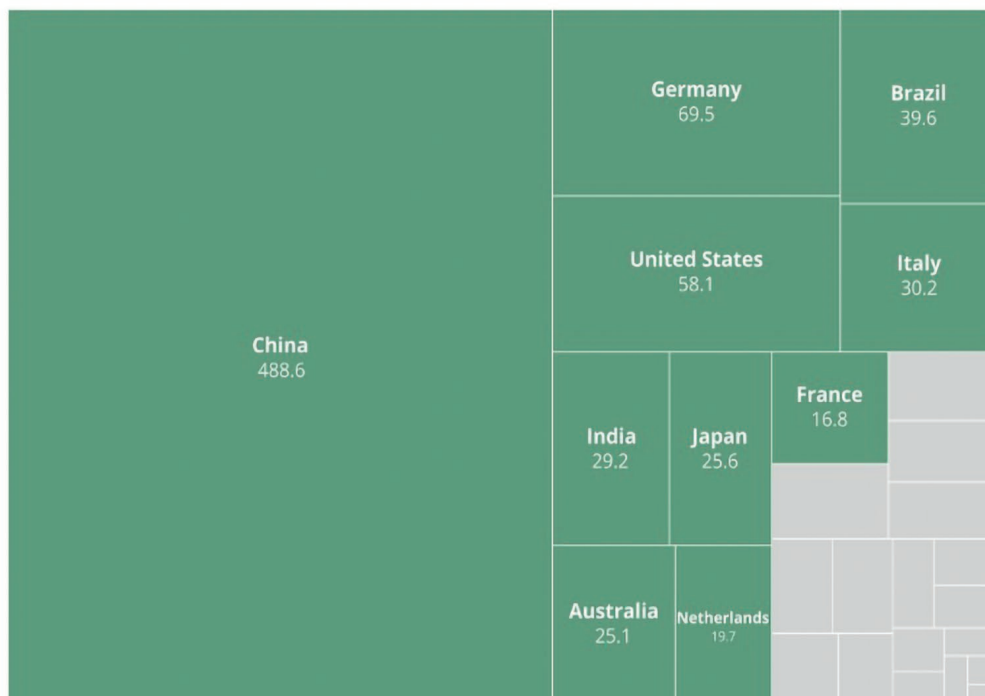
Diren Kocakusak,
investigador analista
de GEM

«Eólica y solar están creciendo a una velocidad vertiginosa, y en gran medida ese crecimiento está llegando ahora desde economías que hace bien poco eran seguidoras y no líderes. La cuestión ahora es si los países más ricos van a cerrar la brecha que presentan entre sus ambiciones y la ejecución de proyectos, o van a ceder el liderazgo del crecimiento de un sector que está viviendo un boom»

por Global Energy Monitor, ahora mismo hay en todo el mundo casi 900 gigavatios de potencia solar distribuida en instalaciones de autoconsumo.

GEM recuerda por otro lado que, según las estimaciones de la

Las diez naciones con más potencia distribuida en instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo suman el 90% del autoconsumo operativo reportado a escala global
(las unidades expresan gigavatios, GW)



¿Tiene problemas con la entrada de agua en Subestaciones?

¿Le gustaría evitarlo? Aprenda a diseñarlo correctamente desde el principio con los sellos para cables y tuberías Roxtec.

roxtec.com/es



International Energy Agency (IEA), aproximadamente el 42% de la capacidad solar existente y en perspectiva es autoconsumo, “lo que subraya su rol integral” —explican— como vía de cumplimiento del compromiso global de triplicar la potencia del parque mundial de generación renovable en el horizonte 2030, tal y como se acordó en la 28ª Conferencia de las Partes (conference of parties, CoP) de la Convención Marco de Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CoP28).

Según GEM, China, India y Brasil encabezan la tabla de las naciones del mundo por potencia distribuida en autoconsumos.

El Global Solar Power Tracker es una plataforma que vehicula información sobre energía solar fotovoltaica de gran escala (utility-scale) e instalaciones solares térmicas. Rastrea todas las fases por las que atraviesan los proyectos solares de un megavatio o más, todos los proyectos anunciados, en precons-

trucción y en construcción, y proyectos archivados con potencia superior a los veinte megavatios. Además, recoge información sobre autoconsumo solar a escala nacional, en una serie de áreas seleccionadas (instalaciones de menos de un megavatio). Por su parte, el Global Wind Power Tracker hace lo propio con información global referida a proyectos de gran escala eólicos terrestres y eólicos marinos (todas las fases de todos los proyectos de diez o más megavatios).

Impulsada en 2007 por el científico climático James Hansen, Global Energy Monitor (GEM) fue fundada por un grupo de periodistas y activistas ambientales y es hoy una organización que recaba y comparte información con el fin de impulsar el movimiento global de la energía limpia. Según explica en su perfil corporativo, mediante el estudio de la evolución del escenario energético internacional, la creación de bases de datos, la publicación de informes y el desa-

rollo de herramientas interactivas, GEM se ha fijado como objetivo el construir una guía abierta al entendimiento del sistema energético mundial.

GEM presume de ser una referencia internacional vital para agencias y actores globales como el Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC), la International Energy Agency (IEA), el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (Pnuma), el Departamento del Tesoro de los Estados Unidos (US Treasury Department) y el Banco Mundial. Además —presumen en GEM—, proveedores de datos del sector como Bloomberg Terminals y The Economist e instituciones académicas como la Universidad de Oxford o la de Harvard trabajan también con esos datos.

Más información

→ globalenergymonitor.org

Alerta contra la “captura” de las comunidades energéticas

Las comunidades energéticas (CEs) constituyen “uno de los instrumentos más prometedores para avanzar hacia un modelo energético más sostenible, descentralizado y participativo”, pero “la falta de definiciones jurídicas precisas y de mecanismos de supervisión suficientes ha permitido que empresas del sector energético tradicional impulsen proyectos que, aunque se presentan como comunidades energéticas, no garantizan una participación efectiva de la ciudadanía”

Lo dice la mayor cooperativa de productores-consumidores de energías renovables de Europa, Som Energia, que alerta sobre “el creciente riesgo de captura corporativa de este modelo” por parte de las grandes compañías eléctricas, secuestro que desvirtúa el “carácter democrático y ciudadano” de las CEs. Som Energia advierte que la expansión acelerada de las comunidades energéticas, aunque representa una “oportunidad clave para democratizar el sistema energético”, conlleva riesgos “si no se preserva su carácter verdaderamente ciudadano”. La cooperativa de productores-consumidores de energías renovables, la mayor de toda Europa, considera fundamental “recuperar la esencia de las comunidades energéticas para garantizar una transición energética justa y ciudadana”.

Impulsadas por la normativa europea y respaldadas por distintas políticas públicas, las comunidades energéticas —recuerdan desde la cooperativa— tienen como objetivo “empoderar a la ciudadanía y al tejido local para que puedan producir, gestionar y consumir energía renovable en su propio territorio, generando beneficios sociales, ambientales y económicos compartidos” y a estas alturas —continúa Som— se han consolidado ya como “uno de los instrumentos más prometedores para avanzar hacia un modelo energético más sostenible, descentralizado y participativo”.

Diversos informes recientes sin embargo —apuntan desde la cooperativa— advierten que “el despliegue de las comunidades energéticas no siempre está alineado con este espíritu fundacional”. La raíz de ese problema hay que buscarla, según la cooperativa, en la “falta de definiciones jurídicas precisas y de mecanismos de supervisión suficientes”, que ha permitido que empresas del sector energético tradicional impulsen proyectos que, “aunque se presentan como comunidades energéticas, no garantizan una participación efectiva de la ciudadanía ni un retorno real al territorio”.

El informe *Comunidades Energéticas Fake* (Amigas de la Tierra - Traza Consultoría) es uno de los estudios que alertan sobre este fenómeno. El documento sostiene por un lado que “una parte relevante de las subvenciones públicas destinadas a fomentar comunidades energéticas ha sido canalizada a través de filiales de grandes corporaciones energéticas”, y denuncia por otro lado que, en algunos casos, estos proyectos no aseguran una gobernanza democrática ni un impacto social positivo proporcional a los recursos públicos recibidos, “lo que abre un debate necesario —apuntan desde Som— sobre el uso de los fondos destinados a la transición energética”.

La transición energética requiere, según Som, de modelos sólidos, fiables y arraigados al territorio: “cuando las comunidades energéticas se gestionan adecuadamente —apuntan desde la cooperativa—, pueden convertirse en una herramienta muy poderosa para reducir la dependencia energética, combatir la pobreza energética y reforzar la economía local”.

Som Energia forma parte de la cooperativa Som Comunitats, “iniciativa que acompaña y da apoyo a las personas, entidades y administraciones que quieren impulsar una Comunidad Energética” ■



HAGAMOS **JUNTOS** EL PRÓXIMO **GRAN CAMBIO**

EL **PARTNER QUE NECESITAS** PARA DESCARBONIZAR LA ENERGÍA DE TU EMPRESA.



SUMINISTRO
DE LUZ



AUTOCONSUMO



GESTIÓN
ENERGÉTICA



EFICIENCIA
ENERGÉTICA



MOVILIDAD
ELÉCTRICA



SOLICITA TU HOJA DE RUTA

■ El sector conecta a la red eléctrica nacional en 30 días más baterías que en los últimos 3 años

Poco más de cincuenta megavatios (51,2) en los últimos tres años (2023, 2024 y 2025) y más de 57 megas en solo 31 días, los de este pasado mes de enero. Y hay más: porque de camino vienen... ¡25.000 megavatios más! Es la revolución del almacenamiento de electricidad en baterías. Los números, de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA), aparecen en su último *Informe Mensual sobre Acceso y Conexión, Energías Renovables y Almacenamiento*, que recoge datos cerrados a 31 de enero de este año, 2026.

APPA Renovables ha publicado este miércoles su último Informe Mensual sobre Acceso y Conexión, Energías Renovables y Almacenamiento, el correspondiente al mes de enero del corriente. Y los datos que recoge en él son, como es habitual en estos informes mensuales de APPA, muchos, muy sabrosos y muy exhaustivos. Entre los más relevantes está el de potencia con permiso de acceso concedido, o empresas eólicas y/o solares que quieren conectarse a la red para verter en ella electricidad desde parques renovables nuevos. En total, más de cien mil megavatios de potencia solar (78.956 MW) y eólica (25.068 megas) han solicitado acceso y ya tienen el permiso concedido (para contextualizar el dato, vaya por delante uno más: ahora mismo hay en España operando menos de 90.000 megavatios de potencia eólica y solar, o sea, que el sector —si todo lo que ya tiene permiso de acceso acaba siendo efectivamente instalado— podría más que doblar la potencia del parque renovable nacional). Además, hay otros cincuenta mil megavatios con el permiso solicitado (49.447, concretamente).

Cerca de cien mil megavatios también (92.620 MW) “hacen cola” por otra parte en la ventanilla de la Demanda (APPA recoge solo las solicitudes de acceso de demanda “en la red de transporte”). Son parques de baterías que han solicitado engancharse a la red para “chupar” electricidad de ella, energía eléctrica que almacenan para luego vender; solicitudes de consumo “en régimen de autoconsumo para instalación de consumo conectada en posición de evacuación de generación”; solicitudes de “actualización de consumos existentes”, industrias electrointensivas... En fin, casi cien mil megavatios de solicitudes de acceso de demanda en la red de transporte, a los que hay que sumar varias decenas de miles de megavatios más de solicitudes de demanda en la red de distribución.

SOLICITUDES DE ACCESO DE DEMANDA

aeléc, que es la Asociación de Empresas de Energía Eléctrica, en la que están integradas las más grandes del sector (Endesa, Iberdrola y EDP) tenía registradas al cierre del primer semestre de 2025 solicitudes de acceso de demanda por valor de 26.000 megavatios.

Son fábricas y centros de datos que quieren electricidad para producir (bienes físicos o información), estaciones de servicio que van a necesitar kilovatios hora para alimentar sus nuevos puntos de recarga para el vehículo eléctrico, desarrollos urbanísticos que necesitarán energía para satisfacer las necesidades de los habitantes de los nuevos barrios residenciales en proyección, plantas de hidrógeno, puertos, etcétera, etc.

TIPOLOGÍA DISTINTA Y MÁS ATOMIZADA

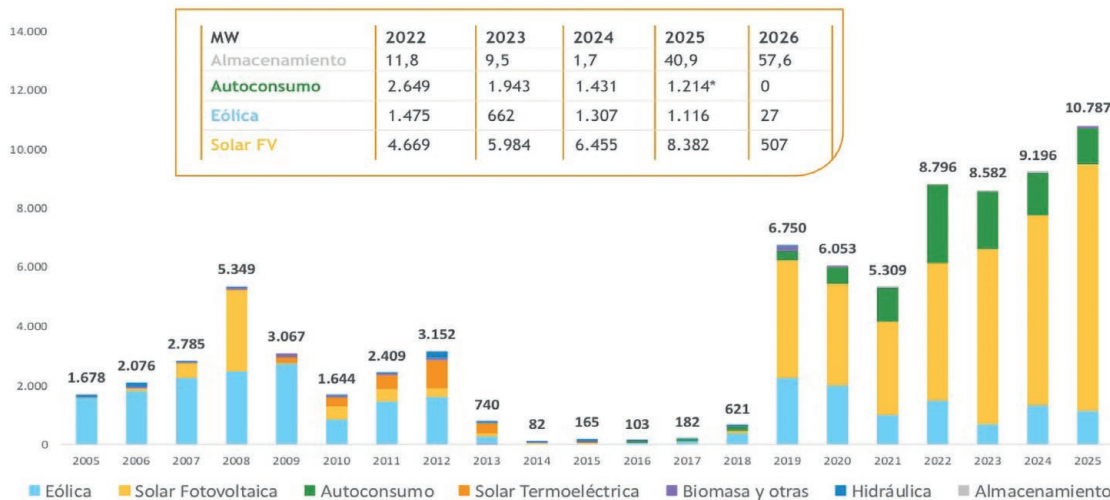
Según el director Técnico y de Regulación de APPA Renovables, Javier Lázaro, “en el ámbito de la red de distribución, el perfil de solicitudes responde a una tipología distinta a la de la red de transporte y más atomizada. En distribución predominan solicitudes asociadas a consumos industriales, desarrollos urbanísticos, infraestructura de recarga de vehículo eléctrico, almacenamiento distribuido y otros nuevos puntos de suministro conectados en media y baja tensión”.

Pero es quizá el almacenamiento el rubro que más titulares deja en este último Informe Mensual de APPA Renovables. A 31 de enero había en España menos de cien megavatios de potencia de baterías conectadas a la red (95,7 MW). Menos de cien trabajando ya, pero... ¡más de once mil megavatios! de capacidad con permiso de acceso concedido (11.614 MW) y casi

¡catorce mil! con permiso en curso (en fase de tramitación: 13.852 megavatios, concretamente). En fin, menos de cien megas de potencia en baterías operando ya... y más de 25.000 de camino.

Evolución de la potencia instalada en España, en megavatios (MW). Informe Mensual APPA Renovables

16.000 megavatios, MW



Más información

→ appa.es



AVANZANDO JUNTOS HACIA UN FUTURO MÁS SOSTENIBLE

Con nuestra presencia en toda la cadena de valor de la energía, producimos electricidad procedente de **fuentes renovables** que ayudan a **descarbonizar** el mix energético



■ El biogás inyectará 80.000 euros al año en un pueblo oscense de 1.430 habitantes

El Ayuntamiento de Gurrea de Gállego (Huesca) ha impulsado la licitación de una planta de producción de biometano con el objetivo de dar respuesta a la gestión sostenible de los residuos agroganaderos de la zona. La instalación permitirá transformar subproductos locales en energía renovable y biofertilizante. El proyecto, aprobado por unanimidad en el consistorio local, va a suponer una inversión aproximada de 20 millones de euros y va a reportar al municipio un mínimo de 80.000 euros al año durante 25 años.

Gurrea de Gállego, situada en la comarca de la Hoya de Huesca, cuenta con una economía fuertemente vinculada a la actividad agroganadera. Como ocurre en otras zonas de alta intensidad productiva, el municipio se encuentra dentro de un perímetro con riesgo elevado de contaminación por nitratos, asociado al uso intensivo de purines como fertilizante agrícola. “Por eso decidimos –ha explicado su alcaldesa, Ana Irigoyen– liderar el proceso y garantizar que cualquier proyecto que se implantara en Gurrea de Gállego respondiera al interés general del municipio”. Tras un análisis de la disponibilidad de suelo municipal en una zona de uso industrial, el Ayuntamiento optó por licitar públicamente el proyecto.

“Había surgido bastante interés en nuestra zona, por parte de distintos promotores privados, y la corporación –añade Irigo-

yen– se propuso el objetivo de mantener el control sobre la actividad, creando un proceso que asegurara las máximas garantías ambientales y de protección de la calidad de vida de los ciudadanos, seleccionando una empresa con solvencia técnica y financiera sólida y contrastada”. La iniciativa, que fue presentada y aprobada por unanimidad en el Pleno municipal, ha sido adjudicada a la empresa Planta de Biometano Gurrea SLU, que forma parte del ecosistema de proyectos impulsados por IAM Carbonzero en toda España.

“Como todos los proyectos –informa IAM en un comunicado– se está diseñando con las MDT (Mejores Técnicas Disponibles) bajo criterios de máxima protección del aire, el suelo y el agua, incorporando tecnologías avanzadas que permiten un funcionamiento completamente estanco: sin olores, sin vertidos y sin ruidos, evitando cualquier molestia para la población”. Según esta empresa, el tratamiento centralizado y controlado de los residuos permitirá reducir la presión sobre los suelos agrícolas y los acuíferos, contribuyendo a prevenir la contaminación por nitratos y mejorando la calidad ambiental del entorno.

“Una planta de biometano –explica el socio de IAM Álvaro Mayordomo– es mucho más que energía renovable, es economía circular que nace de la necesidad rural y ambiental de gestionar los subproductos existentes, y solo tiene sentido si está integrada en el territorio apoyando al sector agroganadero local”.

MÁS DE CIENTO MIL TONELADAS AÑO

El proyecto va a suponer una inversión aproximada de 20 millones de euros y permitirá valorizar hasta 106.000 toneladas anuales de residuos agroganaderos, con una dieta basada en un 80% de purines y estiércoles y un 20% de residuos agrícolas, produciendo alrededor de 70 GWh anuales de biometano y una estimación de 85.000 toneladas anuales de biofertilizante. Además –apuntan desde IAM Carbonzero–, este proyecto tiene un potencial de reducción de emisiones en tn/a de CO₂eq similar al necesario para calentar anualmente 21.000 hogares con gas natural fósil o 6.900 coches dando la vuelta al mundo anualmente.

Para el Ayuntamiento de Gurrea, el proyecto va a suponer un ingreso anual, por alquiler de un terreno municipal, de 80.000 euros, ya materializado desde la adjudicación del concurso; el establecimiento de la sede social de la empresa (Planta de Biometano Gurrea SLU) en la propia Gurrea de Gállego, que generará “ingresos recurrentes vía licencias, impuestos y tasas municipales durante más de 25 años”; y la creación de alrededor de medio centenar de puestos de trabajo durante la fase de construcción y de 6 a 9 empleos directos estables, durante toda la fase de operación. La empresa ha adelantado que priorizará la contratación de personal local y/o en riesgo de exclusión.

Ahora mismo ya están en marcha los trabajos Ambientales y Agronómicos para la tramitación de la AAI (Autorización Ambiental Integrada) que se presentará en los próximos meses. El objetivo es el desarrollo de la construcción a lo largo del 2027 y la puesta en marcha de la nueva instalación en 2028, cuando se espera la entrada en operación comercial. ■





EXPO FIMER[®] Sevilla

Edición especial en Sevilla Feria internacional del O&M y de la Gestión de Activos

Salas de conferencias técnicas y talleres
Cena Networking del Sector
+800M2 Expositivos

Información:

aguillen@aemer.org
+34 671 604 132

expofimer@feriazaragoza.es
+34 639 583 008

Organizan:



 **FERIA
ZARAGOZA**

Ubicación:

MELIÀ
LEBREROS
Sevilla



www.expofimer.es



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

Ahora o nunca

El sector eléctrico anda revuelto, como siempre. Cuando no son las renovables, es la nuclear; cuando no es el pool, es la distribución, sin olvidarnos de si en REE hacen experimentos con el Sistema. Por supuesto, no los hacen.

Lo que quiero decir es que estamos inmersos en una Transición Energética con un objetivo a 2030 muy ambicioso, en un entorno muy cambiante, y, a menos de cuatro años para alcanzar la famosa fecha de referencia, conviene reflexionar si de verdad queremos o no cumplir el objetivo.

Porque algo está poniendo de acuerdo al sector: desde las empresas verticalmente integradas hasta los productores independientes, las comercializadoras de energía y las pequeñas distribuidoras; desde el transportista de red hasta quienes están al

otro lado de la frontera, los consumidores. Algo que afecta a todos de una manera más o menos directa pero que en el estado del arte actual, se ha convertido en un auténtico cuello de botella.

Los generadores quieren producir energía a un precio que cubra sus costes y que, además, les permita obtener un retorno de la inversión. Sin importar la tecnología con la que produzcan energía, este es un denominador común.

En el extremo opuesto están los consumidores, que buscan un suministro seguro de electricidad al menor precio posible. Y a ser posible además con energía verde en muchos casos. El acceso a la energía es hoy fundamental para el desarrollo de actividades electro intensivas, como centros de datos, pero también para la electrificación de otras industrias ya implantadas que quieren descarbonizarse.

Entre generación y demanda, los propietarios de las redes, que son los encargados de facilitar el acceso a la red de ambos. Por supuesto, también quieren obtener un retorno de la inversión.

Entendemos que cada una de las actividades del sector deben ser eficientes al máximo y que debe haber un equilibrio entre los intereses de cada uno de los actores para que la cosa funcione. Lo que no funciona ahora es la retribución a las redes que la CNMC ha fijado para dar una rentabilidad razonable a los propietarios de estas.

Es natural que estos quieran obtener la máxima retribución y para eso pagan los accionistas a sus empleados. Accionistas, por cierto, que pueden ser a la vez pequeños consumidores y ahorradores.

Lo que no suele ocurrir, y ocurre en este caso, es que los generadores, los consumidores intensivos y los propietarios de las redes estén alineados a favor de una mayor retribución de las redes, precisamente para poder desatascar muchos millones de euros, en su mayoría del sector privado, para poder alcanzar los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2030. Si a menos de cuatro años de llegar a 2030 no hacemos el mayor esfuerzo inversor, ¿cuándo lo haremos?

Si comparamos la retribución a la distribución de España con la de otros sistemas eléctricos europeos, no estamos alineados con el gran esfuerzo que se ha hecho en inversión en generación ni con el potencial de consumo eléctrico que los precios del mercado mayorista están necesitando para alcanzar una situación de equilibrio. Y el dinero, que es asustadizo, puede emigrar hacia aquellos entornos de mayor rentabilidad.

Mecanismos como la operación reforzada posterior al apagón de abril de 2025, o los contemplados en la regulación como el SRAD o el SRAP están diseñados para dar la máxima fiabilidad al sistema. Y creo que todos podemos entender que cuanto mayor sea el grado de seguridad exigido, mayor será el coste que tengamos que asumir todos los consumidores. Si queremos un sistema eléctrico descarbonizado, independiente y que nos proporcione energía barata y abundante, tendremos que aceptar el coste de las inversiones necesarias para transmitir cantidades de energía mucho mayores que en la actualidad.

No se trata de maximizar el beneficio de las empresas distribuidoras de electricidad, sino de estimular el conjunto de la economía para que los generadores puedan poner energía barata en el mercado, para que los consumidores, las empresas y la industria tengan acceso a esa misma energía.

Los generadores quieren producir energía a un precio que cubra sus costes y que, además, les permita obtener un retorno de la inversión

Torpedo de PP, Vox y Junts al autoconsumo

Nuevo torpedo contra la primera línea de flotación de la transición energética.

Partido Popular, Vox y Junts han sumado 177 votos en contra de la convalidación del conocido como Escudo Social, el Real Decreto-ley de “medidas urgentes” para hacer frente a “situaciones de vulnerabilidad social” (medidas contra los desahucios de familias vulnerables y para la rebaja de la factura de la luz mediante bono social) y medidas “en materia tributaria” (desgravaciones fiscales para las familias y empresas que instalen placas solares para autoconsumo y para los particulares y empresas que adquieran vehículos eléctricos).

El no de PP, Vox y Junts se traduce en que ya no se prorrogan hasta el 31 de diciembre de 2026 los descuentos del bono social aplicables a los consumidores domésticos de energía eléctrica (el descuento correspondiente al consumidor vulnerable era del 42,5%, y, en el caso del consumidor vulnerable severo, el descuento era del 57,5%). Ya no se garantiza el suministro de agua y energía a consumidores vulnerables (las compañías podrán pues cortar ese suministro). Ya no se podrá deducir el 15% del valor de adquisición de un vehículo eléctrico nuevo. Y ya no se amplían los incentivos fiscales referidos a las “inversiones efectuadas en instalaciones destinadas al autoconsumo de energía eléctrica, así como a aquellas instalaciones para uso térmico de consumo propio, siempre que utilicen energía procedente de fuentes renovables y sustituyesen instalaciones que consumiesen energía procedente de fuentes no renovables fósiles”.

El Real Decreto-ley solo ha logrado los votos a favor (172) de PSOE, Sumar, Esquerra Republicana de Catalunya, EH Bildu, Partido Nacionalista Vasco, Podemos, Compromís, Coalición Canaria y Bloque Nacionalista Galego. ■

Tecnologías de fijación Böllhoff



Sus proyectos se harán realidad gracias a nuestras tecnologías de fijación 360°

Uniones resistentes en nuevos materiales, en piezas de reducido espesor, fijaciones seguras que deben soportar condiciones ambientales extremas y con bloqueos anti rotación y anti vandalismo efectivos, son algunos de los desafíos a los que debe enfrentarse la industria de las energías renovables. En Böllhoff los afrontamos con confianza gracias a nuestra experiencia y capacidad de innovación. Somos el socio líder en soluciones de fijación adaptadas a cualquier necesidad:

- Remaches ciegos RIVQUICK®, remaches estructurales y de collar HUCK®
- Arandelas de seguridad RIPLOCK®
- Tuercas y pernos remachables RIVKLE®
- Sistema ONCERT® para fijaciones con adhesivos

... y una amplia gama de elementos de fijación y equipos de colocación automáticos y manuales.

¿Necesita realizar uniones fiables? Escribanos a info_es@boellhoff.com



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

Las palabras también iluminan

En el artículo anterior defendía que la batalla contra el negacionismo climático se libra en el terreno del lenguaje. También prometía traer alguna solución (o al menos intentarlo) porque, como ya sabemos, o deberíamos saber a estas alturas, podemos tener la mejor tecnología, los modelos más eficientes y el respaldo científico más sólido, pero, si no construimos marcos culturales favorables, la transición ecosocial se ralentiza.

Se trata de diseñar mensajes que lleguen a personas diversas, que conecten con sus vidas y valores, y que, al mismo tiempo, desactiven técnicas retóricas propias de la desinformación. Se trata de marcar la jugada, no ir únicamente detrás del balón.

La comunicación y el *marketing* no sustituye a las políticas públicas ni a la innovación tecnológica, pero, como veremos, crea el clima cultural que las hace posibles.

Sobre cómo combatir la desinformación, trabajos como los de Sander van der Linden muestran que la desinformación no se combate solo corrigiendo datos, sino anticipando las técnicas de manipulación y generando lo que se denomina “inoculación psicológica”: explicar cómo nos intentan engañar antes de que el mensaje falso cale. Es decir, no basta con decir qué es verdad; hay que explicar cómo funciona la mentira.

También sabemos que los marcos mentales importan más que las cifras aisladas. Cuando hablamos de “coste” de la transición, activamos un marco de pérdida. Cuando hablamos de “inversión”, activamos uno de oportunidad. No es cosmética ni casualidad: las palabras no decoran la realidad, la organizan.

Algunos actores políticos han entendido esta teoría con claridad. El partido Green Party of England and Wales ha construido buena parte de su crecimiento reciente vinculando transición energética con justicia social y mejora tangible de barrios y servicios públicos, alejándose de un discurso exclusivamente ambientalista y conectando con identidad local y bienestar cotidiano. Personalizar el mensaje, conectar con lo local y mostrar beneficios inmediatos, además de metas a largo plazo.

Otro ejemplo inspirador y esperanzador para muchas proviene de la campaña política de Zohran Kwame Mamdani en Nueva York que dio con la fórmula para transformar comunicación en movilización real a gran escala y construcción de significado colectivo.

Pero no hace falta irse tan lejos para hablar de segmentación, de conectar con lo local, de la llamada a una acción concreta, de comunicación bidireccional o de generación de acción a través de las emociones como la esperanza.

Del movimiento Hope, que tuvo como germen un documental que viajaba por todo el mundo mostrando soluciones reales que ya se están aplicando, podemos aprender la importancia de ofrecer una acción clara: la abstracción paraliza; la hoja de ruta moviliza.

También recomiendo seguir muy de cerca y colaborar con Blablalab, un hub de datos, colaboración y herramientas para la comunicación climática.

Pero, ¿qué implica esto para quienes trabajamos en comunicación y *marketing* desde organizaciones transformadoras?

En primer lugar, asumir que comunicar es una práctica estratégica, no un acto neutro.

Segundo, que segmentar no es manipular: es reconocer que no todas las audiencias parten del mismo lugar.

Es decir, quitarnos ciertos complejos y tabúes, porque, si tenemos claro que no se trata de copiar las tácticas de los lobbies con otro signo ideológico, que la ética es fundamental, y que la transparencia y el rigor deben ser irrenunciables, no deberíamos tener miedo de hablar con más ligereza, y, sobre todo, hacer uso de muchos conceptos y herramientas mencionados en este artículo.

Necesitamos relatos que no simplifiquen la complejidad, pero que sí la hagan habitable. Que expliquen sin humillar. Que interpelen sin señalar. Que inviten a formar parte de la solución.

Y, por último, pero tal vez lo más importante, que las emociones no son enemigas de la razón; son su puerta de entrada.

La comunicación y el *marketing* no sustituye a las políticas públicas ni a la innovación tecnológica, pero crea el clima cultural que las hace posibles

Portugal, Top 1 de la UE en electricidad renovable

Enero ha coronado a Portugal (gracias a la fuerza de sus aguas y los vientos) como la nación con más cuota renovable en el *mix* eléctrico nacional. Según la Associação Portuguesa de Energias Renováveis (Apren), nada menos que el 80,7% de la electricidad generada en el país en el primer mes de 2026 ha salido de fuentes de energía renovable (el dato correspondiente al mes de febrero aún no estaba disponible al cierre de esta edición). Apren concreta en 4.420 los gigavatios hora renovables producidos en el país entre los días 1 y 31 de enero, sobre un total de 5.479 GWh generados en la nación. Se trata del mejor registro en Portugal en nueve meses, y le sitúa en la segunda posición de Europa tras Noruega. El país escandinavo, que no pertenece a la UE, fue primero con un 96,3% de electricidad renovable en enero pasado, mientras que Dinamarca cayó al tercer puesto con un 78,8%.

La producción eléctrica portuguesa de enero ha estado dominada por la energía hidroeléctrica, que supuso el 36,8% del *mix*. Muy cerca se ha situado la eólica, con el 35,2%, mientras que la solar aportó el 4,4%. Hubo 210 horas no consecutivas en las que la producción renovable fue suficiente para cubrir todo el consumo nacional, según Apren. La asociación estima que la generación con estas fuentes permitió un ahorro de 703 millones de euros respecto a la producción con centrales de gas natural.

Portugal, que habitualmente ocupa la quinta posición europea en generación de electricidad verde, ha logrado este hito después de que hace nueve meses, el 28 de abril de 2025, la mayor parte de la península ibérica sufriera un apagón sin precedentes que dejó sin electricidad a unos 60 millones de personas. España y Portugal son prácticamente una isla energética en Europa, pues su interconexión con el continente ronda apenas el 3%.

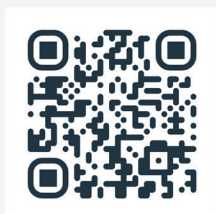
Más información

→ apren.pt

El crecimiento renovable en España sigue transformando el futuro

Ahora, el desafío es maximizar el rendimiento de cada activo. En RES, combinamos nuestra experiencia con el conocimiento global adquirido gestionando 45 GW de renovables en todo el mundo. Nuestro enfoque integral optimiza energía eólica, solar y almacenamiento para aumentar la disponibilidad, mejorar la resiliencia operativa y favorecer resultados más estables y sostenibles.

**El futuro del sector pasa por el rendimiento.
Y ese futuro empieza aquí.**



Visita res-group.com



**POWER
FOR
GOOD**



Lucía Dólera
Responsable de
desarrollo de negocio
de sistemas de
almacenamiento de
energía a utility scale en
Europa en JinkoSolar
→ lucia.dolera@
jinkosolar.com

Europa entre la autonomía o la dependencia industrial

El sector de las baterías estacionarias es uno de los pilares industriales de la transición energética europea, y no hablamos únicamente de una cuestión de tecnología, sino de soberanía industrial, resiliencia económica y seguridad estratégica. La hoja de ruta climática de la UE (A Clean Planet for All, Fit for 55, Net-Zero Industry Act...) sitúa la electrificación como pilar de la neutralidad climática. Y en ese escenario, las baterías, tanto para movilidad como para almacenamiento estacionario, son infraestructura crítica y clave.

La cuestión es si Europa está en condiciones de fabricar las baterías, con especial atención en las celdas. La producción de celdas en Europa ha representado alrededor del 9% del total mundial en 2024 (con previsiones de hasta el 20% para 2030), pero Asia concentra la mayor parte de la capacidad productiva, con China manteniendo el liderazgo absoluto, mientras Europa sigue dependiendo de importaciones y fabricantes no europeos, lo que evidencia la necesidad de acelerar la industrialización para reducir esa brecha competitiva.

Fabricar baterías desde la propia celda es uno de los mayores retos

industriales de estos sistemas y no es simplemente montar una línea industrial. Implica dominar química avanzada, procesos altamente automatizados, control de calidad a escala masiva y una cadena de suministro integrada y fiable. Esto requiere miles de millones en CapEx, experiencia operativa, una curva de aprendizaje exigente y una ejecución impecable. Cuando alguno de esos elementos falla, el riesgo es elevado.

Northvolt es un ejemplo. Concebido como la gran apuesta europea para ganar autonomía en celdas, el proyecto terminó en quiebra en 2024 tras problemas de escalado, calidad y dependencia de suministros asiáticos, y pese al respaldo de inversores de primer nivel. Northvolt demuestra que, sin planificación industrial rigurosa, dimensión adecuada y coordinación público privada efectiva, incluso los proyectos más ambiciosos pueden derivar en fracaso.

La fabricación de celdas exige escala, respaldo público y visión a largo plazo. En un sistema BESS, la celda representa aproximadamente entre el 40% y el 50% del coste total. Europa está construyendo un marco financiero y regulatorio orientado a reindustrializar el sector (IPCEIs, RFF, Feder...). Además, recientemente, la UE ha destinado 852 millones de euros del Fondo de Innovación a 6 proyectos de fabricación de baterías en Alemania, Francia, Polonia y Suecia.

Paralelamente, inversiones de actores asiáticos en Alemania, Hungría y Polonia generan capacidad productiva en territorio UE, aunque no bajo propiedad tecnológica europea plena.

Los criterios de cadena de suministro se han convertido en un factor decisivo en la adjudicación en todo caso. Un contenedor completamente fabricado en China solo podría optar al 5% de la capacidad adjudicada (en MWh). La localización industrial va a ser un factor determinante para el acceso al mercado.

Los desafíos siguen siendo no obstante relevantes: leáse la competencia de fabricantes chinos con economías de escala consolidadas (en 2025 el 86% de la producción de celdas/pack a nivel global salió de China, según CRU Group), la volatilidad de precios de materias primas, los costes energéticos europeos o la posible adopción de nuevas tecnologías como ion sodio hacia 2030.

El principal desafío sigue siendo la escala: una gigafactoría necesita decenas de GWh anuales para ser competitiva; proyectos pequeños no absorberán los costes fijos ni competirán en precio.

¿Es viable entonces fabricar baterías LFP en Europa? No bajo una lógica oportunista ni de corto plazo. Es una decisión estratégica que requiere apoyo público coherente, alianzas tecnológicas sólidas, acceso garantizado a demanda y, sobre todo, alineación con la política industrial UE.

Europa tiene el marco regulatorio, la financiación y la voluntad política. El verdadero interrogante es si será capaz de coordinar inversión privada, ayudas públicas y crecimiento de mercado con la velocidad necesaria.

La fabricación de celdas exige escala, respaldo público y visión a largo plazo. En un sistema BESS, la celda supone aproximadamente entre el 40% y el 50% del coste total

Un seguro contra el apagón, por 4 céntimos al día

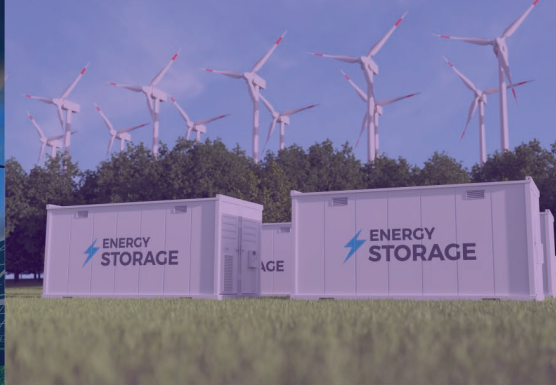
“Para un usuario sujeto a Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor (PVPC) con un consumo medio mensual de trescientos kilovatios hora (300 kWh), la operación reforzada ha tenido un coste medio en el periodo de aplicación [mayo a diciembre] de 4 céntimos al día”. El dato lo ha facilitado el operador del sistema eléctrico nacional, Red Eléctrica (REE), que ha hecho balance a mediados de febrero del coste de la coloquialmente conocida como “operación reforzada” (que grosso modo viene a traducirse en la “obligación” de una mayor aportación de electricidad desde las centrales de gas, que aseguraría que, en caso de necesitar más control de tensión y/o más inercia, tendríamos más control de tensión y/o más inercia, ergo más seguridad de suministro).

DE MAYO A DICIEMBRE

El caso es que, según los datos facilitados por Red Eléctrica, la denominada “programación reforzada” ha representado de mayo a diciembre (el apagón se produjo el 28 de abril) un 2,18% de los costes totales del sistema eléctrico español. El operador cuantifica en 23.600 millones de euros esos costes (totales del sistema eléctrico nacional) en el período mencionado (mayo a diciembre), y añade que, “de ese volumen, la programación reforzada ha supuesto 516 millones de euros”. En concreto —especifican desde REE—, el análisis del periodo indicado de 2025 resulta en que “para un usuario sujeto a PVPC con un consumo medio mensual de 300 kWh, la operación reforzada ha tenido un coste medio en el periodo de aplicación de 4 céntimos al día”.

Más información

→ ree.es



AleaGreen
RENEWABLE ENERGY FORECAST

AleaBlue
ENERGY FORECASTING

AleaStorage
BESS & HYBRIDISATION

AleaSoft
ENERGY FORECASTING

**SOLUCIONES INTEGRALES PARA TODOS LOS
ACTORES DE LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA**

www.aleasoft.com

AleaWhite
ENERGY MARKETS INTELLIGENCE

AleaHub
PPA MARKETPLACE

AleaConsulting
ENERGY SOLUTIONS





P A N O R A M A

¿Poner en riesgo la renovable por extender la nuclear?

Aunque partiendo de planteamientos e hipótesis diferentes, los informes de la Fundación Renovables y de Greenpeace de los que hablamos en este reportaje llegan a unas conclusiones muy similares: 1) la prórroga del calendario de cierre nuclear supone un bloqueo a la inversión e instalación de nuevas plantas renovables; 2) se perderían 350,8 TWh de generación renovable debido a la saturación de la demanda; 3) la pérdida de generación nuclear puede compensarse ampliamente con despliegue renovable y almacenamiento; y 4) el cierre de Almaraz no implica un aumento de la generación fósil.

Celia García-Ceca

La extensión de las centrales nucleares supone una limitación para el despliegue de nueva energía renovable en España, satura la demanda energética mucho antes que en el caso de mantenerse un cierre nuclear ordenado, aumenta las horas con precios negativos y satura los nudos del sistema eléctrico en las ubicaciones próximas a las centrales nucleares. Es decir, se perderían más de 256 TWh, la actual demanda eléctrica anual. En esta situación, la inversión en nuevas plantas renovables se frenaría por completo, ya que sería una tecnología poco atractiva y competitiva, de tal forma que la potencia instalada quedaría prácticamente estancada hasta el cierre definitivo de los reactores. “Plantear una extensión hace que el proyecto de futuro del sistema eléctrico español pierde toda credibilidad. Si un plan que está pactado desde 2019 de repente empieza a sufrir modificaciones en base a lo que quieran las energéticas, esto lanza mensajes de incertidumbre a las entidades que están invirtiendo en desplegar renovables y almacenamiento en España. Y además tiene un efecto perverso en el futuro porque cuando realmente se necesite instalar toda esa potencia renovable cuando por fin se cierran los reactores nucleares, pues esa red de distribución y ese interés inversor para el despliegue renovable en España habrá desaparecido”, explica a ER Gonzalo Gómez, responsable de tecnologías renovables de la Fundación Renovables.

En el caso de Almaraz 1 y Almaraz 2 que, según el “protocolo de cese ordenado de explotación” de las centrales nucleares españolas, acordado en 2019 por el Gobierno y las empresas propietarias del parque nuclear nacional (Endesa, Iberdrola, Naturgy y EDP) debe cerrarse en 2027 y 2028, respectivamente, tiene dos reactores, de 1.049 y 1.044 megavatios de potencia que podría reemplazarse de forma prácticamente completa por energías renovables. Y siguiendo con esta central nuclear, “la prórroga de Almaraz retrasaría de forma significativa la entrada de nueva capacidad renovable y de almacenamiento, cuya cobertura prevista en 2030 es de 65,8 %, pero se reduciría hasta un 59,3 % en caso de que suceda la prórroga”. Por su parte, respetar la fecha de cierre de Almaraz “permite reducir los vertidos renovables e integrar más de 3,8 TWh anuales de energía limpia previamente desaprovechada, aproximadamente la mitad de la generación anual de un reactor nuclear en España”. Además de los nuevos megavatios renovables que podrían entrar al sistema, la prórroga, que generaría una pequeña bajada en el precio de la

factura eléctrica hasta 2030, lo haría a la inversa con un incremento sostenido a partir de entonces que se traduce –según Greenpeace– en “un sobrecoste acumulado de hasta 3.831 millones de euros”.

Son *grosso modo* las conclusiones de los nuevos informes de la Fundación Renovables y Greenpeace que, partiendo de planteamientos e hipótesis diferentes, llegan a unos términos muy similares. A continuación, las líneas más destacadas de ambos documentos.

■ Lo que dice la Fundación Renovables

‘Más renovables y menos nuclear’ es el informe que publicó la Fundación Renovables en enero de 2026 con el objetivo de recoger los aspectos económicos, técnicos, sociales y climáticos de una posible extensión nuclear. En él se analiza específicamente cuánta nueva generación renovable se dejaría de agregar en España en los próximos diez años si se prolonga la vida de las centrales nucleares existentes. O lo que es lo mismo, a cuánto despliegue renovable se renunciará si se abandona el calendario de cierre pactado actualmente. “Con este informe se busca responder una pregunta específica bastante importante en el debate, y que muchas veces se deja de lado, que es cómo afecta la extensión de las nucleares, con la posible extensión de Almaraz en concreto, al sistema eléctrico en el futuro, a cómo puede afectar a las emisiones y a la competitividad del sistema eléctrico de dentro de 10 o 15 años”, explica Gonzalo Gómez, responsable de tecnologías renovables de la Fundación Renovables.

Una pérdida de generación nuclear que según el calendario de cierre actual sería de 56,2 TWh en 2025 a 4,7 TWh en 2035, pero que se podría compensar ampliamente con el despliegue renovable, incluso manteniendo su ritmo de crecimiento actual. Por su parte, si se opta por la opción de extender la vida nuclear, aproximadamente 350,8 TWh de generación renovable se perderían por saturación de la demanda entre 2028 y 2035, “más del triple que en el caso de mantener el calendario de cierre (112,6 TWh)”, según el informe de la Fundación Renovables. “El calendario de cierre es pactado y supone una pérdida de generación nuclear en España bastante suave porque se reparte a lo largo de siete años y porque permite compensarse con renovables y con fuentes de



En definitiva, el nuevo informe señala que “extender la generación nuclear en el *mix* eléctrico nacional no sólo dificulta la descarbonización, flexibilidad y estabilidad del sistema eléctrico, sino que además truncaría el ritmo de despliegue renovable actual. Lejos de reducir nuestro consumo de gas fósil, la prolongación nuclear reduce la generación renovable”. “El calendario de cierre es un plan escalonado y esa es su principal virtud porque te permite reaccionar a tiempo y hacer una transición efectiva hacia un modelo mucho más moderno, mucho más flexible, mucho más barato, mucho más eficiente y mucho más adecuado para el mundo en el que vivimos. La solución es evidente y todo el mundo lo sabe, y es desplegar almacenamiento en España para anular el efecto negativo de la intermitencia de la solar y la eólica”, concluye Gómez.

El gráfico muestra la evolución de la generación y la demanda en España desde 2023 hasta 2035. Las barras apiladas representan la generación renovable total (verde), la generación nuclear (naranja) y la demanda (gris). Las líneas representan la proyección de demanda BAU 2018-2024 (línea roja) y el objetivo PNIEC en solar, eólica e hidráulica (línea verde). El eje Y representa la generación en GWh, con marcas a 0, 50.000, 100.000, 150.000, 200.000, 250.000 y 300.000. El eje X muestra los años de 2023 a 2035.

Legenda:

- Generación renovable total siguiendo el ritmo del despliegue actual
- Generación nuclear calendario de cierre actual
- Almaraz I
- Almaraz II
- Ascó I
- Ascó II
- Cofrentes
- Trillo
- Vandellós
- Objetivo PNIEC en solar, eólica e hidráulica
- Proyección de demanda BAU 2018-2024

Figura 1. Proyección de la generación renovable, nuclear y de demanda (GWh) siguiendo la tendencia actual (BAU) y el calendario de cierre pactado. **Fuente:** Redelra, PNIEC 2023-2030. Elaboración propia.

A bar chart titled 'Inversiones (millones € 2025)' on the y-axis and years from 2026 to 2033 on the x-axis. The y-axis ranges from 0 to 60,000 in increments of 10,000. The legend indicates three categories: Cierre (orange), Prórroga (blue), and Prórroga + desasel. EE.RR. (dark blue). The chart shows a general upward trend in investment for all categories over the period.

Año	Cierre	Prórroga	Prórroga + desasel. EE.RR.
2026	5,000	4,000	4,000
2027	13,000	10,000	10,000
2028	21,000	15,000	13,000
2029	28,000	20,000	16,000
2030	34,000	23,000	19,000
2031	41,000	27,000	21,000
2032	48,000	32,000	25,000
2033	55,000	36,000	29,000



E N T R E V I S T A

Chema González Mazón

Autor del libro 'Amanecer sin Almaraz'

"Aquí la población sigue siendo antinuclear"

C. G.-C.

Fue a finales de los años 70 cuando, sin siquiera tener una mínima idea de que ahí empezaría su andadura (anti) nuclear, conoció a un grupo de jóvenes en Zamora. Metido de lleno en esta tecnología, siguió formándose llegando a convertirse en ingeniero por la Universidad París VIII. A su vuelta a España, el camino de la vida le condujo hasta Navalmoral de la Mata (Cáceres), a 14 kilómetros de la central nuclear de Almaraz. Cincuenta años después de aquel inocente encuentro, José María González Mazón, un histórico ecologista y de la lucha anti-nuclear, ha publicado el libro *Amanecer sin Almaraz. Un breve historial de los dos grupos atómicos de la central nuclear. Un total de 270 páginas que recogen la historia de Almaraz desde 1981 hasta el año 2025.*

■ **Escribe el libro 'Amanecer sin Almaraz' cerca de la propia central...**

■ Después de viajar a Francia, me vengo a vivir a Navalmoral de la Mata, a 14 kilómetros de la central nuclear de Almaraz. Nada más llegar, la reacción primera es querer irme de aquí porque no quiero estar al lado que me va a poner en peligro constantemente en caso de accidente y que desde luego, la contaminación es cotidiana, aunque no sepamos de ella y nos la oculten.

Pero me quedo y empiezo a preguntar quién está moviéndose en Extremadura y aquí aparece Adenex (Asociación para la Defensa de

la Naturaleza y los Recursos de Extremadura) a principios de los 80 que, aunque parezca mentira, se creó con el objetivo antinuclear. Ahí encuentro un equipo de gente sensacional donde había médicos, físicos, ingenieros, expertos, ingenieros en energías renovables... Incluso algunos compañeros fueron los primeros que montaron con empresas renovables en los años 80 tanto en eólica como fotovoltaica.

Ya a finales de los 90 empezamos a divulgar las energías renovables en Extremadura a través de la creación de una red de escuelas para que en los tejados pudiera haber al menos agua caliente térmica. Y a día de hoy ya las energías renovables ya son una realidad desde luego aplastante.

■ **¿Y qué se relata en el libro?**

■ En el libro se relata perfectamente la historia de Almaraz desde el año 1981 hasta el año 2025 y cómo realmente ha podido llegar hasta nosotros por el impulso de un lobby de las empresas monopolistas que realmente están controlando todo el sistema eléctrico español. Cuando se llegó ya a la conclusión de que las renovables no eran una alternativa, sino una realidad porque estaban ya instaladas e incluso eran mucho más baratas que cualquier otra fuente de energía, descubrimos que el gobierno regional y el estatal acuerdan con las eléctricas multinacionales del sector eléctrico, que son las dueñas de Almaraz y de otras centrales de casi todas en España, que van a tener prioridad para instalar la fotovoltaica allí donde quieran y en cualquier sitio y sin límite ninguno. De la provincia de Cáceres se ha adueñado Iberdrola y de la provincia de Badajoz se ha adueñado Endesa, las dos grandes propietarias de Almaraz. Es una especie de chantaje porque como las nucleares van a cerrar pues os vamos a dar prioridad para seguir ganando dinero, cediendo todo el territorio y con prioridad. Y esa prioridad lo que ha hecho es hundir en la miseria a todas esas posibilidades de trabajo de pymes que son locales y que realmente sí iban a aportar empleo.

■ **¿Qué implicaría una prórroga de Almaraz?**

■ Lo que pasa aquí es que encontramos un lobby energético que sigue diciendo que las nucleares pueden continuar 50, 40, o 30 años más, independientemente de que todo el mundo sabe, y más las propietarias y los que trabajan en ella, que son industrias que tienen fecha de caducidad. Tienen una fecha de caducidad aunque han podido quizás aumentarla cambiando determinadas piezas esenciales. Estamos asistiendo realmente al final de la era del átomo a nivel mundial. En la Unión Europea no hay una política energética común, sino que ha dejado que cada país establezca su política. España cerró primero el carbón que teníamos porque había muy poca cantidad y de muy mala calidad, e incluso le teníamos que comprar carbón a Alemania. Lo segundo era el parque nuclear porque realmente hay muy pocas centrales en España. De las 10 que estaban en funcionamiento, tres ya han cerrado y el resto son las que aportan realmente al sistema eléctrico, pero ya hemos visto



que en muchos casos incluso de las siete que están en activo, a veces han parado cuatro y no nos hemos quedado sin luz, es decir, que no nos hemos quedado sin energía, sin electricidad, que es lo que proporcionan.

Ahora el lobby decide que como no hay opción a tener una nueva central nuclear en el momento que se cierran, decide que van a ampliar las actuales. Eso en un país democrático no se decide en la prensa con publicidad y a diario en los medios de comunicación con mensajes de que se va a perder empleo, que nos vamos a quedar sin luz, que realmente va a volver otro apagón... Mientras sea política de Estado, al gobierno actual lo que le pedimos es que defienda su política de Estado. Ya no como partido, sino como política propia que se ha aprobado y reconocido en la Unión Europea.

■ ¿Cuál es el clima social de la comarca en la que vive?

■ Cuando estamos hablando del empleo local, de la central nuclear de Almaraz nos están hablando que vamos a perder 4.000 puestos de empleo en Extremadura sin la central nuclear, cuando la realidad es que Almaraz tiene 800 empleados y 300 son de Iberdrola como personal fijo de Iberdrola. Tanto el comité de empresa de Iberdrola como los trabajadores saben que ese final tiene que llegar, que son industrias que tienen un final. El problema está en los 500 trabajadores de todas las empresas subcontratadas que tiene Almaraz, que tiene Iberdrola.



Esa gente, cuando se las contrata para trabajar en Almaraz, la gran mayoría son gente joven y que ya prácticamente se han jubilado, es decir, casi todos los que empezaron a trabajar en Almaraz están jubilados. Los que siguen trabajando en esas subcontratas son los que están teniendo problemas de negociación con sus propios sindicatos y comités de empresa, con las empresas cuando les preguntan: ¿qué va a ser de nosotros?

La población, la gente que vivimos aquí, sabemos que es una empresa que no tiene 4.000 trabajadores, que tiene 800. Y sabemos además que Naval Moral de la Mata ha creado un polígono industrial de 400 hectáreas precisamente hace 15 años para amortiguar el cierre de la central nuclear de Almaraz, pero que nunca se había desarrollado y estaba casi abandonado y en la ruina. ¿Qué ha pasado? Que como ya se sabe el fin de la central, se ha decidido que no queda más remedio que montar industrias, y ya se han montado dos industrias. Pero se tienen que montar más porque la central nuclear de Almaraz está situada en una comarca y en una zona absolutamente privilegiada y estratégica en España con conexiones norte-sur, e incluso con Portugal y con Valencia. Y es que ya hay incluso alguna industria creada que tiene más trabajadores y más empleos que la propia central nuclear.

La gente aquí todo esto que estoy diciendo lo conoce, lo sabe porque vivimos aquí todos, sabemos que nuestros vecinos son los que trabajan en una u otra industria. Por eso nosotros decimos siempre que aquí la población sigue siendo antinuclear. ■

... Viene de página 21

3 años nos costaría 3.800 millones de euros, mientras que el cierre programado de Almaraz es técnicamente viable, ambientalmente favorable y económicamente más eficiente que su prórroga". En un escenario en el que se respeta el calendario de cierre, el informe de Greenpeace muestra que la cobertura renovable aumenta hasta el 65,8 % en 2030 con unos incrementos más intensos en 2028 y 2029, coincidiendo con los años posteriores al cierre de Almaraz I y Almaraz II, respectivamente. "En este sentido, el cierre de la C.N. de Almaraz permite que la generación renovable ocupe un mayor número de horas en la *mix*". Por tanto, la energía aportada por la central nuclear de Almaraz puede reemplazarse de forma prácticamente completa por energías renovables porque la generación renovable adicional cubre el 96,4 % de la energía que deja de producir Almaraz. Sin embargo, "la prórroga de Almaraz retrasaría de forma significativa la entrada de nueva capacidad renovable y de almacenamiento. En 2030, la cobertura renovable del sistema en el escenario de cierre es de 65,8 %, pero se reduce hasta un 59,3 % en caso de prorrogar Almaraz".

Además, la capacidad inversora también se verá afectada en una posible prórroga. El volumen de inversión es sistemáticamente inferior en todos los años analizados. Durante los primeros ejercicios el impacto es moderado, debido al elevado grado actual de avance administrativo o incluso constructivo de numerosos proyectos. Sin embargo, a medida que el horizonte de decisión se aleja, el efecto de la prórroga sobre las expectativas del mercado se vuelve cada vez más acusado, ralentizando de forma significativa el desarrollo de nueva capacidad renovable

y de almacenamiento. "Hemos cuantificado que la señal a los inversores en renovables afectaría a un entorno a los 26.000 millones de euros de inversión en renovables entre 2026 y 2033, comparada con la tendencia actual. La desinversión ya quedaría tocada, aunque cerrase después de la extensión, y costaría volver a esa tendencia", explica Francisco del Pozo.

Y es que el cierre de Almaraz –siguiendo el informe– permite reducir los vertidos renovables e integrar más de 3,8 TWh anuales de energía limpia previamente desaprovechada, aproximadamente la mitad de la generación anual de un reactor nuclear en España. En el escenario sin prórrogas, el almacenamiento alcanza los mayores niveles de cobertura, sobre todo desde 2028. "Esto es coherente con un sistema con elevada penetración renovable, donde existe más energía excedentaria susceptible de almacenarse para desplazar generación fósil en horas posteriores, incluso cuando el recurso renovable es bajo". Así, en esta cuantificación que realizan desde Greenpeace, la generación renovable –siguiendo el calendario de cierre pactado– aumenta por la nueva potencia instalada y por la reducción de excedentes renovables que antes no podían integrarse con la central nuclear de Almaraz operativa. En conjunto, la electricidad renovable añadida asciende a 9,27 y 8,71 TWh el primer año sin Almaraz I y Almaraz II, respectivamente. La generación renovable adicional equivale al 119,3 % (Almaraz I) y al 109,5 % (Almaraz II) de la generación nuclear retirada.

Desde Greenpeace aseguran que "el mantenimiento del calendario de cierre acordado se revela como la opción más coherente con los objetivos de descarbonización, estabilidad del sistema eléctrico y competitividad económica de España". ■



P A N O R A M A

Gipuzkoa: modelo de sostenibilidad, base de la nueva política industrial

Hablar hoy de sostenibilidad es hablar de economía, de industria y de empleo. De cómo producimos, cómo diseñamos productos, de cómo consumimos energía y recursos, y de cómo preparamos nuestro tejido productivo para un contexto marcado por la emergencia climática, la transformación tecnológica, la incertidumbre geopolítica y la presión regulatoria europea.

ER

En Gipuzkoa lo saben bien. De la mano del departamento de Sostenibilidad de la Diputación Foral de Gipuzkoa, el territorio ha asumido la sostenibilidad como eje estratégico de su modelo económico. La transición energética, la descarbonización industrial y la economía circular forman parte de una política pública que busca reforzar la competitividad y reducir la dependencia del territorio en un contexto de transformación profunda del modelo productivo europeo.

Transición energética

Gipuzkoa se ha situado a la vanguardia de España en el desarrollo de comunidades energéticas, también en el ámbito industrial. Hay 67 comunidades en marcha, 6 de ellas industriales, que permiten a empresas y ciudadanía compartir energía renovable, reducir costes y avanzar hacia una mayor autonomía energética. En conjunto, producen energía limpia para más de 10.000 hogares y decenas de pequeñas y medianas empresas.

El Departamento de Sostenibilidad impulsa este modelo a través de la Oficina de Transformación Energética de Gipuzkoa, con más de seis millones de euros invertidos para su creación y consolidación. Una apuesta pública clara por democratizar el acceso a la energía y convertir a la ciudadanía y al tejido productivo en protagonistas del cambio.

Este despliegue se completa con el desarrollo del primer Living Lab de Energía de Euskadi, en el polígono industrial de Eskuzaitzeta, un espacio de innovación para acelerar la descarbonización industrial a través del autoconsumo compartido, que será una realidad este año.

Además, se han puesto en marcha programas específicos de formación en transición energética, junto a los principales agentes económicos del territorio, para facilitar a las empresas la incorporación de medidas de eficiencia energética, autoconsumo, y criterios ESG. El objetivo es doble: reducir costes estructurales y anticiparse a las exigencias regulatorias.

Descarbonización industrial

La industria guipuzcoana afronta el reto de reducir emisiones sin comprometer producción ni empleo. Para acompañar este proceso, el Departamento de Sostenibilidad de la Diputación ha puesto en

marcha un pionero Plan de Descarbonización Industrial, que combina herramientas de autodiagnóstico, planes sectoriales y ayudas directas a la inversión.

En este ámbito, la eficiencia energética y el aprovechamiento de recursos son fundamentales. Un ejemplo claro son las redes de calor o *district heating* –como las desarrolladas en Beasain y Aretxabaleta–, que reutilizan energía generada en procesos industriales para abastecer equipamientos públicos. Estos proyectos demuestran que es posible convertir pérdidas energéticas en recursos útiles, reducir de forma significativa el consumo y avanzar hacia un modelo industrial más eficiente, descarbonizado y competitivo.

Todas estas actuaciones se completan con el Fondo de Carbono Voluntario de Gipuzkoa, que permite a empresas y organizaciones compensar emisiones a través de proyectos sostenibles en el propio territorio; obras de infraestructura verde, recuperación de espacios degradados o creación de refugios climáticos.

Economía circular, nueva política industrial

Cerrar ciclos es hoy una cuestión de competitividad y autonomía estratégica. La economía circular aporta ya el 10% del PIB y genera 10.000 puestos de trabajo, consolidándose como uno de los pilares de su modelo económico.

La Diputación, a través del Departamento de Sostenibilidad, ha impulsado ecosistemas empresariales circulares que generan valor añadido y empleo. Iniciativas como GK Recycling, que agrupa a más de un centenar de empresas del sector; GK Green Fashion, que promueve una moda ética y circular; o Zirkular Bat, el hub circular de baterías, posicionan a Gipuzkoa en ámbitos clave para el futuro industrial europeo.

Esta estrategia se completa con el primer Plan de Adaptación al Cambio Climático de Gipuzkoa, que incorpora la adaptación como un elemento esencial para proteger la actividad económica, las infraestructuras y el empleo frente a los impactos climáticos.

Porque la sostenibilidad no es solo una respuesta a la emergencia climática. Es una estrategia económica, industrial y de futuro. Y Gipuzkoa ha decidido situarse a la vanguardia de esa transformación.

Más información:
www.gipuzkoa.eus

E

José Ignacio Asensio

Diputado de Sostenibilidad de la Diputación Foral de Gipuzkoa y teniente de Diputada General

“La transición ecológica es irreversible, quien no se sume perderá competitividad”

■ En Gipuzkoa la sostenibilidad ha dejado de ser una política sectorial, para convertirse en una estrategia económica transversal. ¿Cómo han llegado a este punto?

■ En Gipuzkoa llevamos años trabajando en esta dirección. La sostenibilidad no es sólo una respuesta coyuntural a la emergencia climática o a la presión regulatoria; es una decisión estratégica que adoptamos hace tiempo. Entendimos pronto que la transición ecológica iba a redefinir el marco competitivo europeo y decidimos anticiparnos.

Hoy no hablamos de planes teóricos, hablamos de políticas en marcha: 67 comunidades energéticas funcionando –6 de ellas industriales–, planes de descarbonización industrial activos, y una economía circular consolidada que aporta el 10% del PIB del territorio y genera 10.000 empleos, colocando a Gipuzkoa a la vanguardia europea en este ámbito.

■ El éxito del modelo se basa en una premisa, la transición ecológica no será viable si no se realiza de la mano del tejido productivo.

■ Es que, sin un tejido empresarial e industrial comprometido, no puede haber transi-

ción ecológica justa. Necesitamos su implicación. Pero para eso hace falta también una Administración que acompañe y políticas públicas que faciliten el camino. Es lo que estamos haciendo en Gipuzkoa. Acompañando a pymes y profesionales a incorporar planes de sostenibilidad en sus empresas; apoyando a la industria en su camino hacia la descarbonización de la actividad; impulsando la economía circular. Y lo hacemos con una hoja de ruta clara, asesoramiento, apoyo técnico y líneas de ayuda económicas específicas.

Este año hemos lanzado ya un primer paquete de ayudas, de más de 7 millones de euros, para facilitar la transición ecológica en el territorio.

■ Cuando habla de economía circular la define como la nueva política industrial...

■ Claramente. Cuando hablamos de ecodiseño, remanufactura, reciclaje avanzado o recuperación de materiales estratégicos, hablamos de nueva industria. La economía circular no es solo reducir residuos, es crear cadenas de valor locales. Es cerrar ciclos productivos. Es pasar de residuo a recurso, generando en torno a eso todo un ecosistema de valor añadido.

En Gipuzkoa tenemos varios ejemplos; contamos con un clúster del reciclaje, otro específico del textil y un *hub* circular de baterías, que trabaja en el diagnóstico, reutilización y reciclaje avanzado de baterías. Recuperar materiales críticos significa reducir dependencia exterior y posicionarnos en sectores de alto valor añadido. Y ahí quiere estar Gipuzkoa.

Este año, además, reforzamos nuestra apuesta por la reutilización con la puesta en marcha de dos nuevos CPR (Centros de Preparación para la Reutilización): uno centrado en el textil y otro en el ámbito sanitario, impulsado junto a ANDADE, ampliando así la capacidad del territorio

para cerrar ciclos y generar valor social y ambiental.

■ Sostenibilidad y competitividad van de la mano. ¿Han conseguido que cale el mensaje?

■ La transición ecológica es ya una realidad que está redefiniendo las reglas del juego: costes energéticos, competitividad industrial, acceso a financiación, posicionamiento exterior o capacidad de atraer talento e inversión. En este escenario, anticiparse marca la diferencia. La experiencia demuestra que la descarbonización, la eficiencia energética o la economía circular mejoran procesos, generan oportunidades, reducen costes y abren nuevos nichos de mercados. La sostenibilidad es también una ventaja competitiva. En Gipuzkoa estamos demostrando que es posible compatibilizar ambición climática e impulso económico, con políticas públicas que acompañan, forman y posibilitan el cambio.

■ Han presentado recientemente el Primer Plan de Adaptación Comarcal al Cambio Climático en Gipuzkoa. ¿Qué papel juega en esta estrategia?

■ Es un plan pionero, que aterriza sobre el terreno medidas concretas, adaptadas a cada realidad local. Y que incorpora además la perspectiva económica. Porque el cambio climático afecta también a infraestructuras críticas, servicios públicos, cadenas de suministro... Y adaptarse es también proteger la actividad económica.

■ ¿Qué mensaje final quiere trasladar?

■ La sostenibilidad se ha consolidado en Gipuzkoa como una palanca económica, industrial y social, capaz de reforzar la competitividad del tejido productivo, anticiparse a los cambios regulatorios y preparar el territorio frente a los impactos del cambio climático. Lejos de ser un freno como algunos auguraban, la transición ecológica se ha convertido en una oportunidad para innovar, generar empleo verde y asegurar el futuro de la industria gipuzcoana. ■



VIII Encuentro Internacional de Economía Circular celebrado el pasado mes de febrero en Naturklima. De izquierda a derecha, Jon Olaeta, presidente de la Federación Española del Reciclaje; Alejandro Dorado, comisionado para la Economía Circular del Gobierno de España; José Ignacio Asensio, diputado de Sostenibilidad de la Diputación Foral de Gipuzkoa; María Vera, Policy Director Recycling Europa; y Ángel Fernández Homar, presidente de honor del Patronato de la Fundación para la Economía Circular

Europa pisa el acelerador eólico en el ecuador de la década decisiva

Con 19,1 gigavatios de nueva capacidad instalada en 2025 y un total acumulado de 304 GW, la energía eólica se consolida como pilar del sistema eléctrico europeo, cubriendo ya cerca del 20% de la demanda del continente. Sin embargo, los retrasos en el desarrollo marino, los cuellos de botella en las redes y la lentitud administrativa siguen frenando el ritmo necesario para cumplir las metas fijadas para 2030. Son las conclusiones del Informe Anual 2025 de WindEurope, que es la principal asociación empresarial del sector eólico en Europa.

Manuel Moncada

WindEurope, que actúa como la voz de la industria ante las instituciones europeas y los Gobiernos nacionales, acaba de publicar su Informe Anual de Estadísticas y Perspectivas correspondiente al año 2025, y el mensaje central es que la energía eólica se consolida como pilar de la competitividad industrial y la seguridad energética de Europa. Sin embargo, advierte que cualquier cambio precipitado en las reglas del mercado eléctrico o en el sistema de comercio de emisiones podría poner en jaque miles de millones en inversiones, por lo que conviene permanecer alerta.

Alemania encabezó en 2025 el auge de la energía eólica en Europa tras instalar 5,7 gigavatios (GW) de nueva capacidad en un ejercicio que marcó un récord histórico para la eólica terrestre en el continente, según destaca WindEurope en su último informe anual. El documento subraya que Europa añadió 19 GW (17 GW terrestres y 2 GW marinos) el pasado año, lo que consolida la fuerza del viento como eje de competitividad industrial y seguridad energética de Europa, que ya cuenta con 304 GW operativos. España, por su parte, entra en el top 5 eólico con "solo" 1,6 GW terrestres instalados en el último ejercicio mientras el sector espera que la eólica también se haga a la mar en nuestro país en 2026.

De esos 19,1 GW, 15,1 GW se construyeron en la Unión Europea (UE-27). El 90% de toda la nueva capacidad europea fue terrestre (17,2 GW), mientras que solo 2 GW correspondieron a proyectos marinos conectados a la red. El mar promete, pero la tierra sigue

siendo el verdadero motor de la transición eólica europea.

Hoy Europa acumula 304 GW de potencia instalada: 265 GW en tierra y 39 GW en el mar. La UE concentra 246 GW de ese total. El dato tiene dimensión histórica, ya que en 2016 el continente contaba con 162 GW, pero es que en menos de una década prácticamente ha duplicado su parque eólico. Sin embargo, la expansión de 2025 quedó un 15% por debajo de lo previsto por el propio sector, principalmente por retrasos en proyectos de eólica marina.

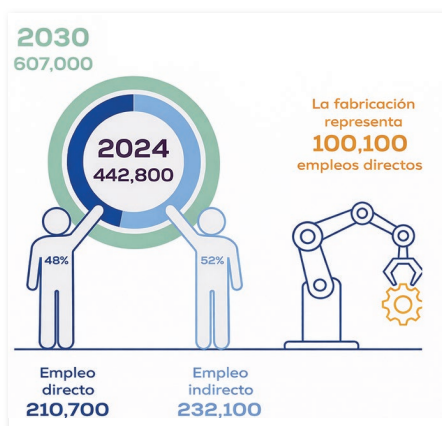
La pregunta ya no es si la eólica crece. Crece. La cuestión es si crece lo suficiente.

■ Ranking eólico 2025 en Europa

Alemania volvió a encabezar el ranking con 5,7 GW nuevos, el 30% de todas las instalaciones europeas. De ellos, 5,2 GW fueron terrestres y 503 MW marinos. El país no solo construye más: también ha reformado sus procesos de autorización. En 2025 aprobó permisos para 20,8 GW de nueva capacidad eólica terrestre, cinco veces más que hace cuatro años. Los plazos medios bajaron a 17 meses.

Ese detalle administrativo —reducir meses de tramitación— es más revolucionario de lo que parece. En muchos Estados miembros los proyectos siguen enfrentándose a procesos de cuatro o cinco años. Y es que, sin permisos ágiles, la transición energética se convierte en retórica.

Tras Alemania se situaron Turquía (2,1 GW) y Suecia (1,8 GW), ambos con fuerte expansión terrestre. España añadió 1,6 GW;



Francia 1,4 GW; Reino Unido 1,3 GW; Finlandia 1 GW. Polonia, Lituania, Italia y Grecia completan el grupo destacado de países que más potencia añadieron.

El mapa europeo muestra una concentración notable: Alemania, España, Reino Unido, Francia, Suecia y Turquía concentran el 67% de toda la potencia instalada del continente. Eso es dos tercios de la energía del viento europeo concentrada en solo seis países.

La eólica terrestre, motor del crecimiento

En cuanto a la nueva potencia instalada, el 90% de las nuevas instalaciones de 2025 fueron en tierra firme. Con 17,2 GW añadidos en un solo año –2 GW de ellos fruto de la repotenciación de parques antiguos–, la eólica terrestre marcó un récord histórico el año pasado. En concreto, nueve países instalaron más de 500 MW, señal de una expansión relativamente distribuida.

La eólica marina, a su propio ritmo

En contraste, la eólica marina vivió su año de menor desarrollo desde 2016. Solo se conectaron 2 GW a la red, cifra que habla de retrasos en la construcción. Únicamente el Reino Unido, Alemania y Francia pusieron en marcha nuevos aerogeneradores marinos. No obstante, el sector confía en un efecto rebote en 2026, cuando varios proyectos actualmente en desarrollo entren en operación.

Como demuestran los datos de WindEurope, el avance eólico fue más contenido en los mares. Solo tres países conectaron nueva potencia marina a la red: Reino Unido (1.049 MW), Alemania (503 MW) y Francia (408 MW). Cinco parques concentraron toda la expansión.

No obstante, las cifras revelan otra tendencia interesante: el tamaño de las turbinas. La potencia media de las máquinas *offshore* conectadas en 2025 alcanzó 10,7 MW. En Alemania se instalaron turbinas con una media de 12,3 MW de potencia; en el Reino Unido, 11,4 MW. Pero es que hace apenas una década, la media rondaba los 5 MW, por lo que la ingeniería avanza a una velocidad exponencial.

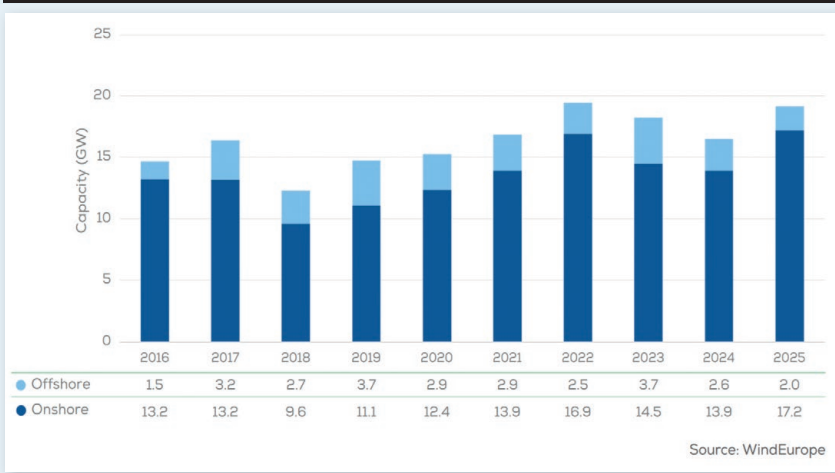
En cuanto a los pedidos firmados en 2025, la potencia media de las turbinas marinas alcanzó 14,6 MW, auténticos colosos mecánicos capaces de alimentar miles de hogares cada uno. Sin embargo, la escala tecnológica no siempre se traduce en velocidad de despliegue. Varias subastas de eólica marina quedaron desiertas debido al encarecimiento financiero y a modelos de puja negativa que dejaron de resultar atractivos.

Con 465 TWh el viento ya hace sistema eléctrico

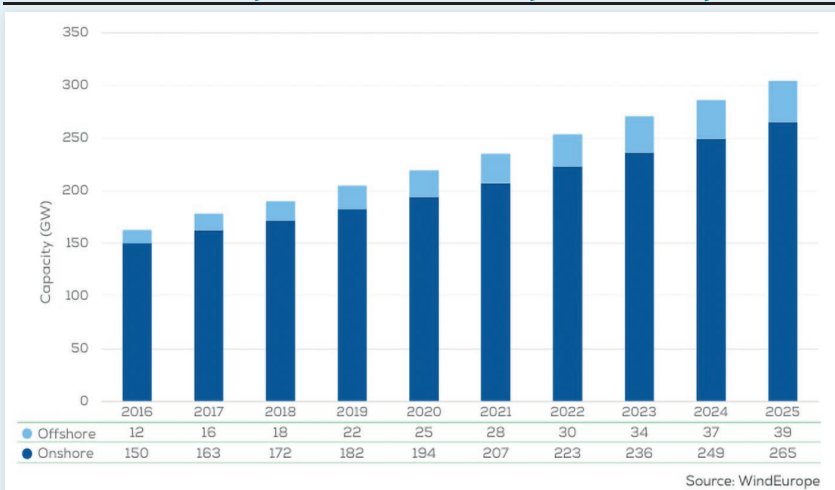
La eólica generó 465 teravatios hora en la UE en 2025, cubriendo el 19% de la demanda eléctrica. En el conjunto UE+Reino Unido, la producción fue de 552 TWh, alrededor del 20% del consumo.

Pero el comportamiento anual no fue lineal, ya que el primer trimestre registró condiciones de viento inusualmente débiles. El 6 de enero se alcanzó el

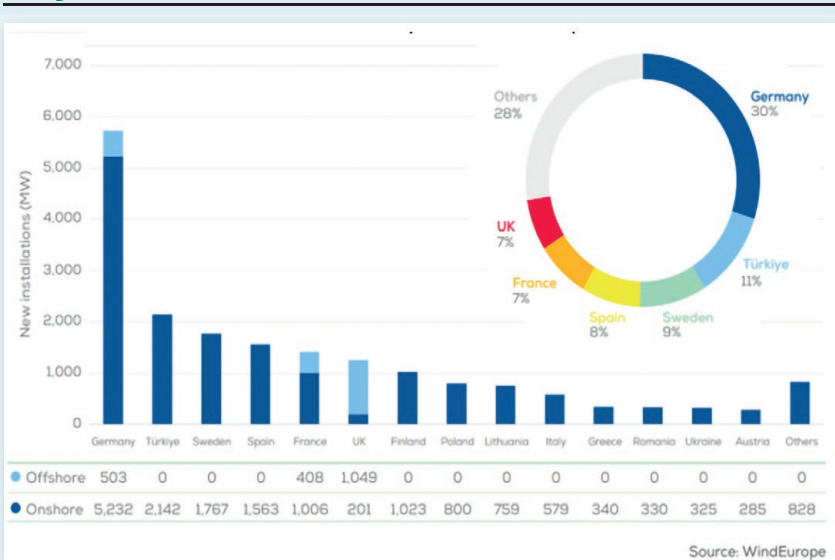
Capacidad anual de energía eólica terrestre y marina instalada en Europa



Crecimiento de la capacidad eólica en Europa entre 2016 y 2025



Nuevas instalaciones eólicas terrestres y marinas en Europa en 2025





EÓLICA

pico diario del año, con 2.800 GWh generados en un solo día; mientras que el 18 de julio marcó el mínimo, con apenas 470 GWh. La variabilidad sigue siendo una característica inherente a la física atmosférica.

El factor de capacidad medio del parque europeo cayó del 24% en 2024 al 22% en 2025. En eólica terrestre bajó del 23% al 21%; y en marina del 35% al 34%. Las nuevas instalaciones alcanzan factores mucho mayores –30-35% en tierra y hasta 55% en mar–, pero el conjunto del parque eólico incluye turbinas más antiguas y menos eficientes.

Y aquí aparece otro protagonista silencioso, la red eléctrica, ya que en diversos países, la nueva capacidad añadida ya supera la capacidad de transporte de la red. El resultado es “curtailment”, los vertidos: energía producida que no puede inyectarse al sistema. En términos prácticos, esto significa tener turbinas girando para nada. Como no podía ser de otra manera, el informe identifica las redes como uno de los mayores cuellos de botella estructurales.

■ Países laboratorio: cuando el viento supera el 30%

Dinamarca sigue siendo la referencia europea, ya que el 50% de su electricidad provino del viento en 2025. Es el ejemplo perfecto de un sistema eléctrico en el que la eólica no es un complemento, sino la columna vertebral de la red.

En concreto, Lituania e Irlanda alcanzaron el 33%. El Reino Unido el 31%. Suecia el 30%. Por su parte, Países Bajos, Alemania, Finlandia y Portugal superaron el 25%.

En total, 20 países europeos superaron el 10% de cuota eólica, un dato que revela que el viento ha dejado de ser marginal, ya que en muchos sistemas eléctricos del continente, la eólica es ya un factor determinante en la formación de precios y en la estabilidad energética.

■ Repotenciación: menos máquinas pero más grandes y eficientes

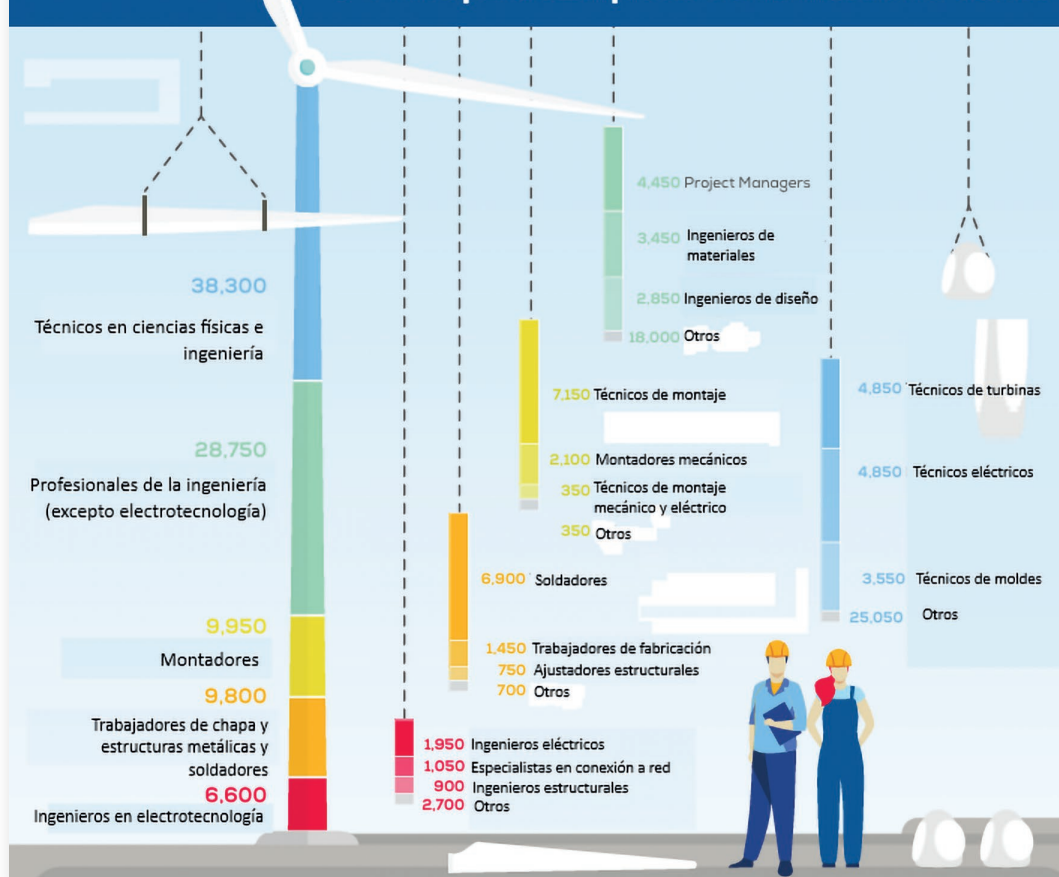
Mientras Europa instala turbinas nuevas, también está desmontando las máquinas antiguas. La repotenciación consiste en sustituir máquinas antiguas por modelos modernos. El resultado es espectacular: se triplica la producción eléctrica reduciendo en un tercio el número de turbinas. Menos impacto visual, más energía.

Según los datos de WindEurope, en 2025 se dismantelaron 0,9 GW y se repotenciaron 2 GW. Como no podía ser de otra manera, la locomotora eólica alemana lideró también este proceso.

La foto revela que Europa tiene 34 GW de parques con más de 20 años de operación, pero es que en 2030 serán 65 GW. De entre todos los países europeos, Alemania y España concentran el mayor potencial de repotenciación, aunque muchos proyectos optan por extender la vida útil en lugar de renovarse, debido a marcos regulatorios insuficientemente adaptados, según los autores del informe.

No obstante, desde WindEurope señalan que en un continente como el europeo, con suelo limitado y una creciente oposición local a nuevos emplazamientos, la repotenciación es probablemente la vía

→ Principales empleos en la industria eólica



más rápida y racional para incrementar generación eólica.

■ Inversión, empleo y política industrial

Hablemos de puestos de trabajo, un factor que suele mover la aguja de la potencia renovable. Según los datos disponibles, en 2025 se movilizan 45.000 millones de euros en inversiones para nuevos proyectos eólicos. Además, las decisiones finales de inversión financiaron un total de 20,9 GW que se instalarán en los próximos años.

WindEurope señala que el sector eólico emplea actualmente a unas 443.000 personas en toda Europa, directa e indirectamente. Casi medio millón de profesionales. Pero es que para 2030 podrían ser 607.000. El dato revela que la eólica no es solo una cuestión de transición energética, sino toda una revolución industrial verde.

En un contexto global de competencia por cadenas de suministro –acero, componentes eléctricos, palas, convertidores–, la resiliencia industrial europea se vuelve crucial. El informe advierte sobre la necesidad de reforzar la cadena de suministro y evitar reformas regulatorias que generen incertidumbre.

■ Subastas y precios: estabilidad frente a volatilidad

En 2025 los gobiernos europeos adjudicaron 29,4 GW en subastas, de los cuales 22,6 GW fueron de eólica terrestre y otros 6,8 GW marina.

Los contratos por diferencia (CfD) se consolidan como el mecanismo dominante, ya que ofrecen estabilidad de ingresos a cambio de devolver al Estado beneficios extraordinarios cuando los precios mayoristas son altos. En concreto, el precio medio adjudicado para los proyectos marinos fue de 67,9 €/MWh, un 8% menos que en 2024.

Esta reducción refleja competencia, pero también presión sobre márgenes en un entorno financiero cada vez más caro. Esto queda evidenciado por las subastas *offshore* que acaban sin ofertas, por lo que el equilibrio económico es todavía delicado.

■ 2030: un horizonte lejano

Las previsiones apuntan a que Europa instalará 151 GW entre 2026 y 2030 hasta alcanzar los 439 GW totales. Por sí sola, la UE llegaría a 343 GW, pero es que, de todos esos megas, más de un tercio del despliegue comunitario procederá del dinámico mercado alemán de eólica terrestre.

Según las previsiones que maneja WindEurope, el 77% de las nuevas instalaciones previstas serán terrestres. El sector Offshore crecerá, sí, pero no compensará por sí solo la brecha.

El objetivo de la Unión Europea es alcanzar los 425 GW en 2030, una cifra que suena muy bien, pero que incluso cumpliendo las previsiones actuales, el bloque quedaría por debajo de esa aspiración.

La conclusión compartida por el sector eólico es clara: sin acelerar permisos, modernizar redes e impulsar repotenciación, Europa corre el riesgo de quedarse corta en su propia hoja de ruta climática.

■ Estabilidad regulatoria

Desde el sector advierten que las discusiones para reformar el diseño del mercado eléctrico de la Unión Europea y renegociar el Sistema de Comercio de Emisiones (ETS) introducen incertidumbre en un momento delicado. Por ello, señalan que cambiar las reglas del juego cuando el capital ya está comprometido equivale, en términos económicos, a elevar el riesgo dentro del propio bloque. Y cuando sube el riesgo, sube el coste. La transición energética no es solo ingeniería, sino aritmética financiera.

El informe subraya tres grandes obstáculos:

—El primero son las redes eléctricas. La insuficiente expansión de infraestructuras y las largas colas de conexión siguen siendo el principal cuello de botella, ya que sin cables y subestaciones suficientes, incluso el mejor parque eólico se convierte en una promesa si no encuentra su enchufe.

—El segundo es la electrificación. Los distintos gobiernos nacionales todavía avanzan con lentitud en la electrificación de la industria, el transporte y la calefacción. Esa demanda adicional del sector es clave para sostener la rentabilidad de nuevos proyectos eólicos. Es aquí donde otras tecnologías maduras como las bombas de calor o las

calderas eléctricas para procesos industriales de baja y media temperatura deberían desempeñar su papel, pero requieren marcos fiscales y regulatorios que reduzcan el riesgo de inversión para mover la aguja de la electrificación.

—El tercer problema identificado por WindEurope en su Informe es la tramitación administrativa. Aunque la Unión Europea ha aprobado medidas para acelerar los permisos bajo la Directiva de Energías Renovables, la mayoría de los Estados miembros no las han aplicado plenamente. De hecho, la Comisión ha iniciado procedimientos de infracción contra 26 de los 27 países de la UE por incumplimiento. Por ello, la Asociación recuerda que en un contexto de precios elevados de la electricidad y pérdida de competitividad industrial, cada mes de retraso tiene coste económico.

■ El viento como variable estratégica

WindEurope concluye su informe con la reflexión de que la energía eólica ya no es una promesa lejana, sino una infraestructura estratégica. Europa está movilizando decenas de miles de millones de euros y añadiendo capacidad a un ritmo récord en tierra firme, pero la transición energética no se sostiene solo con turbinas y viento, también necesita coherencia política y estabilidad regulatoria.

En un sistema energético cada vez más electrificado, el viento sopla a favor, pero la cuestión es si las decisiones políticas permitirán que el sector avance a toda vela o si introducirán turbulencias en medio del mayor desafío energético de nuestro tiempo.

La transición energética europea no es una línea recta. Es una combinación de ingeniería, meteorología, política pública y economía industrial. La eólica ya no es promesa. Es infraestructura crítica. Con 304 GW instalados y 465 TWh generados en un solo año, el viento forma parte estructural del sistema eléctrico europeo. ■

Repuestos y materiales de reparación para turbinas eólicas y palas.

Todo directamente en un mismo canal de suministro.

Como distribuidor especializado en el sector, suministramos a nivel internacional productos de las principales marcas y tecnologías del mercado para el mantenimiento y reparación de aerogeneradores y palas.

Contáctenos:

info@windsourcing.com

+49 (0)40 98 76 88 00





E N E R G Í A S R E N O V A B L E S

Tinne Van der Straeten

Directora ejecutiva de WindEurope

“Podemos construir un sistema eléctrico estable en torno al viento”

Antonio Barrero F.

Ha asumido el cargo el 2 de febrero, hace solo unos días. Tinne Van der Straeten llega a la dirección ejecutiva de la asociación eólica europea desde el partido verde belga, Groen, y tras recorrer cinco años largos y complejos como ministra de Energía en su país. Allí ha sido clave en (1) la expansión de la eólica marina (Bélgica es una de las naciones líder en Europa en ese segmento) y clave también en (2) la prórroga de la operación de dos centrales nucleares (polémica decisión, tomada en el marco de la invasión rusa de Ucrania y la crisis del gas). Es Van der Straeten, la nueva voz de la eólica europea. Y dice: “a la industria se le debería permitir usar ayudas de estado para firmar PPAs renovables”.

■ ¿Imaginó alguna vez que llegaría a ser CEO de WindEurope?

■ Honestamente, no. Pero cuando me llegó la oportunidad, la sentí como algo natural. Las energías renovables, y la eólica en particular, han estado siempre en el foco de mi trabajo. Y la energía eólica es algo que realmente me encanta. Por eso, dar este paso y asumir este rol lo sentí como una continuación natural de mi carrera profesional. Estoy deseando trabajar en un sector que me apasiona desde hace años.

■ ¿Por qué ha habido que esperar cuarenta años (desde la fundación de la asociación) para que una mujer haya alcanzado la condición de CEO en WindEurope y, en todo caso, cuál es la diferencia, o cuál es el valor añadido que ello aporta a la asociación?

■ La verdad es que el secretariado de WindEurope, nuestro personal en Bruselas, ya tiene un equilibrio, en materia de género, robusto, y me refiero también a los líderes y ejecutivos del equipo. Ahí está por ejemplo Malgosia Bartosik, nuestra directora general adjunta, que ha estado dando forma a WindEurope durante veinte años.

En ese sentido, el hecho de contar ahora con una directora ejecutiva, con una mujer, al frente de WindEurope, simplemente lo siento como algo normal. Y cuando digo normal no estoy hablando de mí. Me refiero a que creo que es continuación de la construcción de un sector en el que la diversidad refuerza el desempeño, mejora la toma de decisiones y refleja la sociedad a la que servimos. Por cierto, sabemos, gracias a investigaciones de larga duración, que los equipos equilibrados en materia de género desempeñan mejor su labor.

■ Cuando fue elegida directora ejecutiva de WindEurope, dijo que “la energía eólica es central para la independencia energética de Europa, la competitividad industrial y las ambiciones climáticas”. ¿Es todo ello hoy, quizá, más verdad que nunca antes?

■ Sin duda. El viento es autóctono. Se encuentra en una posición única para impulsar la seguridad energética, la prosperidad y la competitividad de Europa, al tiempo que contribuye a la descarbonización.

La ciudadanía y el empresariado europeos quieren energía fiable, asequible y limpia. La situación geopolítica actual es un claro recordatorio de que los combustibles fósiles importados no proporcionan eso. La Unión Europea gasta 500.000 millones de euros cada año en importaciones energéticas, la mayoría de ellas, combustibles fósiles. Esto ha conducido a Europa a la dependencia de precios volátiles y recursos foráneos.

El viento constituye ya el 20% de la electricidad consumida en Europa. El parque eólico continental, todas las turbinas eólicas europeas juntas, nos ahorran 500 grandes petroleros de importaciones fósiles cada año.

La energía eólica además impulsa la economía de Europa. El viento contribuye con 52.000 millones de euros al producto interior bruto de Europa cada año.

Casi 400.000 personas trabajan en la industria eólica de Europa, que cuenta con más de 250 centros de producción. Y ese colectivo, esa fuerza de trabajo, está llamada a crecer de aquí a 2030 por encima de las 600.000 personas.

■ Todo el sector energético (no solo el eólico) está muy preocupado por la situación en la que se encuentran actualmente las redes, insuficientes, saturadas, necesitadas de inversión... ¿Cuál es la solución, según WindEurope?

■ Las redes son el mayor cuello de botella al que se enfrentan los nuevos proyectos eólicos. Europa necesita invertir 584.000 millones de euros de aquí a 2030 para modernizar toda su infraestructura de redes. Pero la inversión en la red eléctrica lleva mucho tiempo siendo insuficiente. Esta infrainversión nos lleva a los vertidos de energías renovables y a facturas más elevadas. Socava nuestra seguridad energética y ralentiza la electrificación de nuestra economía. El EU Grids Package introduce una mejor coordinación y una planificación descendente desde Bruselas. Propone dar prioridad al interés público en los proyectos de redes y propone también aumentar la capacidad de interconexión entre países.

Ahora mismo varios cientos de gigavatios de nueva potencia eólica están atascados en nudos de red por toda Europa. Para resolver este problema burocrático, el EU Grids Package recomienda pasar del principio actual de “por orden de llegada” al de “por orden de disponibilidad”, incluyendo nuevos criterios de filtrado e hitos del

proyecto. Esta nueva aproximación nos ayudará a priorizar proyectos viables y a depurar proyectos zombis especulativos. Esto incrementa la visibilidad para las autoridades competentes en lo que se refiere a los permisos y permite que los proyectos viables avancen más rápidamente.

■ ¿Qué otros retos afronta ahora mismo el sector eólico europeo?

■ Sacarle el máximo provecho a la energía eólica todavía depende de que la clase política europea haga algunas pocas cosas esenciales. Primero, los responsables políticos deben aplicar plenamente la nueva normativa de que se ha dotado la UE en materia de tramitación [*permitting*]. Estas normas funcionan extremadamente bien: Alemania está autorizando ahora mismo siete veces más potencia eólica terrestre que hace cinco años, lo que muestra lo poderosa que puede ser esa normativa cuando es implementada adecuadamente.

Los responsables políticos también necesitan dismantlar las barreras que están ralentizando la electrificación. A la industria se le debería permitir usar ayudas de estado para firmar PPAs renovables (incluyo aquí PPAs *offsite*). Y los gobiernos deberían eliminar impuestos no energéticos y otros cargos de las facturas de la electricidad para que el decantarse por la electricidad renovable sea la opción obvia y asequible para los consumidores.

Otro reto clave estaría relacionado con los riesgos que lleva ahora mismo asociada la inversión. El sector necesita una fuente estable de subastas de Contratos bilaterales por Diferencias [*a stable pipeline of two sided Contract for Difference auctions*]. Los contratos por diferencias reducen el coste del capital, le dan visibilidad a largo plazo a los ingresos y ofrecen valor a los gobiernos. Sin ellos, es más duro para las compañías planificar e invertir con confianza.

Finalmente, Europa debe apoyar y reforzar su cadena eólica de suministro. Una base industrial fuerte es esencial para la autonomía estratégica, la competitividad y el crecimiento económico. Esto incluye asegurar una competencia leal entre proveedores europeos y no europeos.

■ El Pacto por la Inversión en los Mares del Norte [Investment Pact for the North Seas] persigue objetivos muy ambiciosos. ¿Son alcanzables?

■ Con el Pacto por la Inversión, Europa está trazando un plan de expansión masiva de la energía eólica marina (300 gigavatios de aquí a 2050) en los Mares del Norte. Pero, por primera vez, esta declaración multilateral va más allá de los objetivos, y define las medidas específicas que se requieren para alcanzar los objetivos de competitividad y seguridad energética de Europa.

El Pacto por la Inversión incluye compromisos de tres partes: los gobiernos se comprometen a instalar 15 gigavatios de eólica marina al año entre los años 2031 y 2040 y a neutralizar los riesgos de inversión en eólica marina.

La industria, a cambio, se compromete a reducir sus costes hasta un 30% en el horizonte 2040, en comparación con los costes de 2025, a crear 91.000 empleos, a generar un billón de euros en actividad económica y a invertir 9.500 millones de euros en la cadena de valor.

Y, por fin, los operadores de sistemas de transporte se comprometen a identificar 20 gigavatios de proyectos de cooperación rentables [*cost-effective*] en los mares del Norte de aquí a 2027 para su desarrollo en la década de los 30.

■ El presidente de los Estados Unidos, Donald Trump, está siendo muy beligerante con la eólica marina en los Estados



«El ascenso de las narrativas de la derecha, el populismo y la desinformación no son tendencia solo en América. Lo estamos viendo también en Europa. La protección de la resiliencia democrática debe ir de la mano de la construcción de la independencia energética»

Unidos, lo cual es una muy mala noticia para ese sector allí. Hay sin embargo en Europa algunas voces que han venido a señalar que ello puede suponer una oportunidad para la eólica marina en Europa. ¿Cómo ve el asunto WindEurope?

■ Hemos oído lo que el presidente Trump ha venido a decir a Davos acerca de la eólica, y solo unos días después hemos visto la respuesta europea en la Cumbre del Mar del Norte de Hamburgo [North Sea Summit], donde los líderes europeos se han manifestado unidos y han dejado claro que la energía limpia es una prioridad estratégica para Europa.

El viento es una fuente autóctona de energía, competitiva y una de las herramientas más eficaces que tenemos para reducir nuestra dependencia de las importaciones de combustibles fósiles. Europa gasta aún cientos de miles de millones de euros al año en importaciones de gas. Si queremos ser realmente independientes, necesitamos reemplazar esa energía con nuestra propia energía, limpia y fiable.

Pero, para que eso suceda, nuestra propia casa debe estar en orden. Para la energía eólica esto significa normas claras, subastas predecibles, tramitaciones ágiles [*fast permitting*] y una planificación de red robusta. Y esto también significa reforzar la confianza en nuestras instituciones democráticas. El ascenso de las narrativas de la extrema derecha, el populismo y la desinformación no son tendencia solo en América. Lo estamos viendo también en Europa. La protección de



la resiliencia democrática debe ir de la mano de la construcción de la independencia energética.

■ **Bélgica es un líder global en energía eólica marina. ¿Es usted una de las responsables de ese éxito?**

■ Cuando me convertí en ministra de Energía de Bélgica ya había una larga tradición eólica marina en el país. El proyecto político de construcción *offshore* en Bélgica había sido conducido por determinados pioneros que abrieron caminos nuevos: pioneros de la industria, bancos dispuestos a prestar dinero... y muchos agentes más. Es un gran ejemplo de visión política, mentalidad emprendedora y actitud proactiva [*can do -attitude*]. Es sobre esos pilares desde donde yo construyo, añadiendo una fuerte componente de colaboración transfronteriza en lo que se refiere a las redes marinas de todo el mar del Norte.

■ **¿Puede ser la energía eólica marina la nueva energía nuclear? Lo digo por su elevado factor de capacidad, característica que entiendo es muy deseada en cualquier red, y más aún, si cabe, en cualquiera en la que la presencia de renovables sea masiva.**

■ Los nuevos parques eólicos terrestres presentan actualmente factores de capacidad del 30-45%. Estamos hablando de factores de capacidad significativamente más elevados que los que presentan otras fuentes variables de electricidad renovable. Y los nuevos parques eólicos marinos giran en torno al 50%. Podemos construir un sistema eléctrico estable en torno al viento. Alemania, España, Suecia, Dinamarca, el Reino Unido, Irlanda, Portugal y Lituania, todas esas naciones producen más de la cuarta parte de su electricidad con viento.

Y, en un estudio publicado el año pasado, hemos mostrado que el viento y la energía solar son las fuentes de electricidad más baratas, incluso teniendo en cuenta los costes de las redes y del sistema.

La eólica es escalable, más rápida de instalar que la mayoría de las otras fuentes de energía, y sus costes son predecibles. Las industrias electrointensivas –químicas, acero, aluminio, tecnologías de la información y las comunicaciones, farmacéuticas, alimentación/bebidas– quieren más electricidad eólica y están firmando más y más contratos bilaterales de compraventa de electricidad de largo plazo [*Power Purchase Agreements*, PPAs].

■ **WindEurope ha elegido Madrid como sede de su Evento Anual 2026. ¿Por qué?**

■ España está en lo más alto del *ranking* eólico, con más de 31 gigavatios de potencia instalada y más de 37.000 personas empleadas en el sector. La eólica ya cubre una cuarta parte de la demanda eléctrica del país, lo que la convierte en la principal fuente de electricidad de la nación. La energía eólica ya es algo inherente a España. Ese es el por qué. Elegimos Madrid porque España es un lugar natural para acoger un evento como el WindEurope Annual Event 2026.



«Esperamos que el Gobierno de España lance su primera licitación de eólica marina este mismo año. Esta es una gran oportunidad económica para el país»

■ **¿Cuándo tendrá España su primer parque eólico marino?**

■ España ya ha dado sus primeros pasos hacia el lanzamiento de la eólica marina. Lo ha hecho mediante una consulta pública sobre el que habrá de ser su primer sistema de subastas [primera subasta eólica marina]. Esperamos que el Gobierno lance su primera licitación este mismo año. Esta es una gran oportunidad económica para España. Solo el primer gigavatio eólico marino podría impulsar la creación de hasta 4.000 puestos de trabajo en el país.

■ **¿Qué balance hace WindEurope de 2025?**

■ La industria eólica está dando pasos en dirección a fortalecer la competitividad industrial de Europa y la seguridad energética. Europa ha instalado este año pasado diecinueve gigavatios de nueva potencia eólica y ha invertido 45.000 millones de euros adicionales en proyectos eólicos que serán ejecutados en los próximos seis años. Estamos hablando de registros robustos si tenemos en cuenta las incertidumbres geopolíticas. Sin embargo, las nuevas consideraciones políticas para la reforma del diseño del mercado eléctrico de la Unión y para la renegociación del Sistema de Comercio de Emisiones de la UE amenazan con socavar los progresos hechos en 2025.

■ **Bien, y, en ese marco, ¿cuáles son los objetivos 2026 que se ha fijado la asociación?**

■ En 2026, WindEurope está trabajando para acelerar la instalación de potencia y para lograr que desarrollar los proyectos sea cada vez más fácil y más barato. Vamos a enfocarnos en reforzar el argumento comercial a favor de la energía eólica, y en la construcción de las redes eléctricas que necesitamos, en transitar en pos de la electrificación, impulsar la seguridad energética y en contrarrestar la desinformación relacionada con la energía eólica.

Además, estamos pidiéndole a los gobiernos que convoquen mejores subastas, simplifiquen las tramitaciones, apoyen la repotenciación y se aseguren de que el mercado de la electricidad de Europa ofrece la necesaria confianza a los inversores. ■



The energy security partner

V172-7.2 MW™

First-of-its-kind
modular nacelle to
improve
transportability
and flexibility





La eólica marina quiere zarpar, ya, en España

Un mínimo de 1.000 megavatios, con 3.000 como capacidad óptima instalada y disponible para su uso en 2030. Ese es el objetivo contemplado para la eólica marina en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC). Dado del actual tamaño de los aerogeneradores marinos, verdaderos gigantes de 14, 15 y hasta 16 MW, no parece tanta la capacidad a instalar, pero para cumplir los tiempos señalados hay que hacerlo en apenas un lustro. Y a día de hoy, en España no hay un solo parque offshore comercial operativo.

Pepa Mosquera

El retraso administrativo que acompaña en España el desarrollo de la eólica marina tampoco pone fácil alcanzar en cinco años los objetivos contemplados en el PNIEC. De hecho, algunos expertos del sector ven como más probable que las primeras máquinas no entren en operación, como pronto, hasta 2032 o 2033.

Sea como sea, ya se han empezado a dar pasos para acercarse a la meta. El pasado 4 de febrero, Joan Groizard, secretario de Estado de Energía, anunciaba en su perfil de Linke-

dIn la apertura de una "consulta pública previa" en la que se pide a las partes interesadas en el desarrollo de esta tecnología que contesten a una batería de preguntas (13, en total) relacionadas con el próximo lanzamiento de la primera subasta de eólica marina de España. Entre las preguntas planteadas, dos cuestiones destacan en especial. Una: dónde se debería empezar a poner los aerogeneradores marinos y si sería mejor ubicarlos en un único parque de mucha potencia o en varios pequeños. La segunda: qué aspectos se deben

valorar para seleccionar a las empresas que los vayan a instalar y garantizar la ejecución de las millonarias inversiones que acompaña el desarrollo de un parque eólico marino.

Para responder a estas cuestiones, la primera referencia la ofrecen los Planes de Ordenación del Espacio Marítimo español (POEM). Aprobados en 2023 (tras varios borradores previos), los POEM establecen que solo el 0,46% de las aguas territoriales españolas son aptas para acoger turbinas eólicas. Este porcentaje equivale a algo menos de 6.000 kilómetros cuadrados (a modo de referencia, Cantabria tiene 5.300 km²). El resto de las aguas queda vetado por diferentes razones. La protección de la biodiversidad marina es una de ellas. También queda prohibido instalarlos en los corredores por los que navegan los buques mercantes, los transatlánticos y demás. Una razón más tiene que ver con la defensa y la seguridad nacional: el Ejército ocupa muchos kilómetros cuadrados de aguas territoriales, en los que hace maniobras marinas y submarinas.

■ Al son de vientos poligoneros

Está previsto que en diciembre de 2027 se aprueben nuevos POEM, denominados de segundo ciclo. Los actuales indican que el espacio apto para la instalación de turbinas

Prototipo español en el banco de ensayos Plocan, en aguas canarias



**Prototipo eólico marino de mediana escala:
BlueSATH en aguas abiertas de Santander**

eólicas *offshore* se distribuye en 19 “polígonos”, repartidos en cuatro de las cinco demarcaciones marinas que hay en España: la Noratlántica, el Estrecho y Alborán, Canarias y la Levantino Balear. La quinta demarcación, la Suratlántica, se reserva al Ejército. En cuanto a los enclaves seleccionados, todos ellos cumplen con los requisitos exigidos por el Miteco para acoger aerogeneradores marinos:

- Disponen de un recurso eólico idóneo para su explotación comercial, al alcanzar el viento valores superiores a los 7,5 metros por segundo. A 100 metros de altura para las cuatro demarcaciones marinas peninsulares, y a 140 metros de altura en la demarcación marina canaria.

- La profundidad del mar no supera en ellos los 1.000 metros.

- Se encuentran próximos a una zona en tierra con las infraestructuras eléctricas adecuadas para la evacuación de la energía generada.

Dado el tamaño actual de los aerogeneradores marinos, que alcanzan los 14, 15 y hasta los 16 megavatios por unidad, bastaría instalar 200 de estas turbinas en los polígonos seleccionados para sumar los 3.000 MW apuntados como cifra óptima en 2030.

La demarcación marina (DM) Noratlántica comprende Galicia, Asturias, Cantabria y Euskadi y se autoriza la instalación de aerogeneradores en algo menos de 2.700 km² de su superficie. Sobre todo en Galicia, que suma cinco polígonos: uno al sur de Pontevedra, tres frente a Mariña (Lugo) y otro frente a Ferrol (La Coruña), el más extenso de todos. Los aerogeneradores más cercanos a la costa en esta demarcación estarían a 21 kilómetros de tierra firme; los más alejados, a 31 kilómetros. En Asturias, se pueden instalar en tres polígonos. Dos están en aguas del Occidente asturiano y otro frente a Gijón.

En las islas Canarias, el viento es igualmente generoso, pero las restricciones también: por motivos ambientales, servidumbres aéreas y por seguridad aeronáutica. En esta demarcación marina se permite el desarrollo eólico en el 0,12% de su extensión (2.688 km²) y seis zonas. Dos al sureste de la isla de Tenerife, una al sureste de Gran Canaria, otras dos al este de Fuerteventura y una al noreste de Lanzarote.

En la demarcación marina Estrecho y Alborán, las zonas más ventosas se encuentran en gran parte de la franja marítima de las provincias de Granada y Almería, así como en la zona de Tarifa (Cádiz). El POEM limita las zonas aptas al desarrollo eólico marino en esta demarcación a 1.222 km² (aproximada-



La apuesta de Canarias

El Gobierno canario plantea que el estreno de la eólica marina en España se materialice mediante un concurso piloto para estas islas y un diseño específico para su realidad energética. El Ejecutivo canario defiende que la singularidad insular no es un detalle administrativo, sino una condición estructural: sistemas eléctricos aislados, menor tamaño de mercado y particularidades territoriales exigen –afirma– una subasta diferenciada que permita adaptar el proceso a la realidad energética y económica del archipiélago.

El Ejecutivo insular pide que esta primera subasta contemple la adjudicación de un único parque eólico marino frente a Gran Canaria, con un cupo cercano a los 250 megavatios. Esta fórmula, sostiene, permitiría aprovechar economías de escala, optimizar infraestructuras y simplificar la gestión administrativa. De acuerdo con el consejero de Transición Ecológica y Energía de Canarias, Mariano Hernández Zapata, este marco ajustado a su singularidad les evitaría, además, competir con otras demarcaciones marinas peninsulares, que si comparten mercado eléctrico y condiciones operativas.

mente, el 10% de su superficie) y establece que no habrá eólica marina frente a Cabo de Gata (Almería), por razones medioambientales.

Por último, en la demarcación marina Levantino Balear (LeBa) –la que más kilómetros de costa recorre– el POEM deja en 475 km² la superficie apta para instalar las máquinas, distribuida en tres áreas. LeBa1, frente a Girona, con una superficie de 249,9 km², un mínimo de distancia de 12 kilómetros a la costa y aguas con profundidades de entre 100 y 500 metros. LeBa2, en Menorca, con 147,35 km² y una distancia mínima a la costa de cinco kilómetros. El tercer polígono, también frente a Menorca, es el más pequeño: unos 75 kilómetros cuadrados.

■ A la cabeza en tecnología flotante

Dado que el fondo marino descende abruptamente muy cerca de la orilla en buena parte de las costas españolas, la energía eólica flotante está llamada a desempeñar un papel muy destacado en el despliegue de aerogeneradores en nuestras aguas. Es más cara al principio, pero esta tecnología abre una posibilidad enorme para un país con más de 7.000 km de costa. Además, España es ya uno de los líderes mundiales en eólica flotante, con empresas operando en el país y desarrollando proyectos, especialmente en Canarias y Galicia.

Algunas de ellas son Ocean Winds (EDP Renewables/Engie), BlueFloat Energy (especializada tanto en eólica marina fija como flotante) o Saitec (desarrollador de la plataforma flotante DemoSATH en Vizca-

ya). Otros actores destacados son Greenalia (impulsa proyectos como el parque eólico flotante Gofio en Gran Canaria); Iberdrola (suma una amplia cartera de proyectos *offshore* internacionales); Navantia (fabricante de estructuras y componentes para los parques *offshore*); y Siemens Gamesa (con sus modelos de aerogeneradores marinos). La lista también incluye a la ingeniería Sener y a Nervión Naval-Offshore, que colaboran en el desarrollo de plataformas flotantes modulares (HiveWind).

Otro actor es Esteyco, impulsora de Eliacán, el primer aerogenerador marino flotante en el sur de Europa. Tiene 5 MW de capacidad y es un proyecto pionero en este campo. Cuenta con financiación europea (Horizonte 2020) y se localiza en la costa noreste de Gran Canaria, en el banco de ensayos de la Plataforma Oceánica de Canarias (Plocan). Se trata del primer aerogenerador marino a nivel mundial instalado sin grandes buques grúa, lo que permite reducir los costes de instalación. Además de Esteyco, en el proyecto colaboran Siemens Gamesa, ALE Heavy Lift y Dewi UL.

Qair Renewables Ibérica, junto al Instituto de Investigación en Energía de Cataluña (IREC), está al frente del proyecto eólico flotante Breixo, en aguas de Lugo. Con una potencia prevista de 648 MW, las colosales turbinas (36 aerogeneradores de 18 MW, según lo anunciado) de este complejo aprovecharán los fuertes vientos del Atlántico mediante tecnología flotante adaptada a aguas profundas. Actualmente se encuentra en fase de evaluación ambiental.

Sigue en página 38...

Pasión por el viento

Fundada en 2002 (pronto cumplirá 25 años), la Asociación Empresarial Eólica (AEE), que se define como “la voz del sector en España”, reúne a más de 350 empresas y representa hoy al 90% del sector eólico nacional. Pues bien, en esta pieza que sigue, AEE señala, desde todo ese formidable *background*, “los 10 puntos que hacen que la eólica levante pasiones y no deje indiferente a nadie”.



1. Activo estratégico para España y Europa: la eólica se consolida como la primera fuente de generación (23,5% de la demanda en 2025) en el sistema eléctrico en España. Este liderazgo refuerza nuestra soberanía energética al sustituir combustibles fósiles importados por un recurso autóctono e inagotable: solo el último año evitó la compra de 116 metaneros de gas y ahorró más de 3.000 millones € en compra de combustibles fósiles.

La eólica es la pieza estructural para que Europa alcance sus objetivos de clima, competitividad y resiliencia. Sin una base eólica sólida, la transición energética europea no será viable, con independencia del despliegue de otras tecnologías. Es la tecnología ancla de las futuras inversiones en renovables y es garantía de que España cumpla y lidere el modelo energético europeo.

2. Productividad y eficiencia en el uso de redes. La eólica es la tecnología renovable, de las llamadas variables, que produce más energía por unidad de potencia instalada. Los nuevos parques onshore pueden producir más de 3.500 horas equivalentes y los *offshore* ya superan las 5.000 horas. No hay otra tecnología renovable comparable en eficiencia y competitividad.

3. Competitividad de precios y escudo económico: la eólica en España genera un ahorro de 4.641 millones € a los consumidores; esta reducción del precio eléctrico actúa como un amortiguador vital que potencia la rentabilidad de todo nuestro tejido productivo. Gracias a la eólica, el coste resultante en el mercado eléctrico es más competitivo justamente en aquellas horas del día con precios de la electricidad más caros.

4. Potencia industrial y exportadora: con más de 287 centros industriales, España fabrica y exporta tecnología eólica de precisión, posicionando el sello industrial español en la élite de las cadenas de suministro globales.

El país es el 4º exportador mundial de aerogeneradores, detrás de China, Dinamarca y Alemania y por delante de EE. UU., con exportaciones por 1.953 M€ en 2024. La eólica es la única tecnología cleantech que mantiene Europa en la que todos los componentes de “valor añadido” se pueden fabricar con una dimensión industrial, acorde al tamaño del mercado europeo. La eólica es independencia industrial europea.

5. Seguridad Nacional y operación segura del Sistema: en un contexto internacional marcado por conflictos geopolíticos y tensiones comerciales, la eólica constituye un pilar para la seguridad nacional. Al basarse en un recurso autóctono e inagotable y al no depender de tecnología exterior, reduce la exposición de España a crisis de suministro, chantajes energéticos e incremento de precios. La eólica aporta estabilidad al sistema eléctrico, se integra en sus mecanismos de regulación y ayuda a la operación segura del sistema eléctrico.

6. Empleo de alto valor estratégico: el sector eólico emplea más de 37.000 profesionales en España con una clara tendencia de crecimiento de empleo especializado (4,7% anual). La especialización requerida en todas las fases del ciclo de vida —diseño, fabricación, instalación, operación y mantenimiento— posiciona al sector entre los de mayor intensidad tecnológica y capital humano cualificado del sistema energético. La eólica lidera la vanguardia laboral de la transición energética en valor añadido.

7. Revitalización del territorio, coexistencia total con la agricultura y la ganadería, la gestión forestal y la prevención de incendios: la eólica aporta anualmente más de 265 M€ a los ayuntamientos (2025) permitiendo que los municipios eólicos en toda España puedan desarrollar planes locales y dinamización socioeconómica contribuyendo a controlar la pérdida demográfica.

Además de inyectar riqueza en los 868 municipios con parques eólicos (el 11% de los municipios españoles), la eólica actúa como aliada estratégica en la defensa de los montes, contribuyendo a su limpieza y al mantenimiento de infraestructuras que facilitan la prevención y respuesta ante incendios, protegiendo así nuestro capital natural.

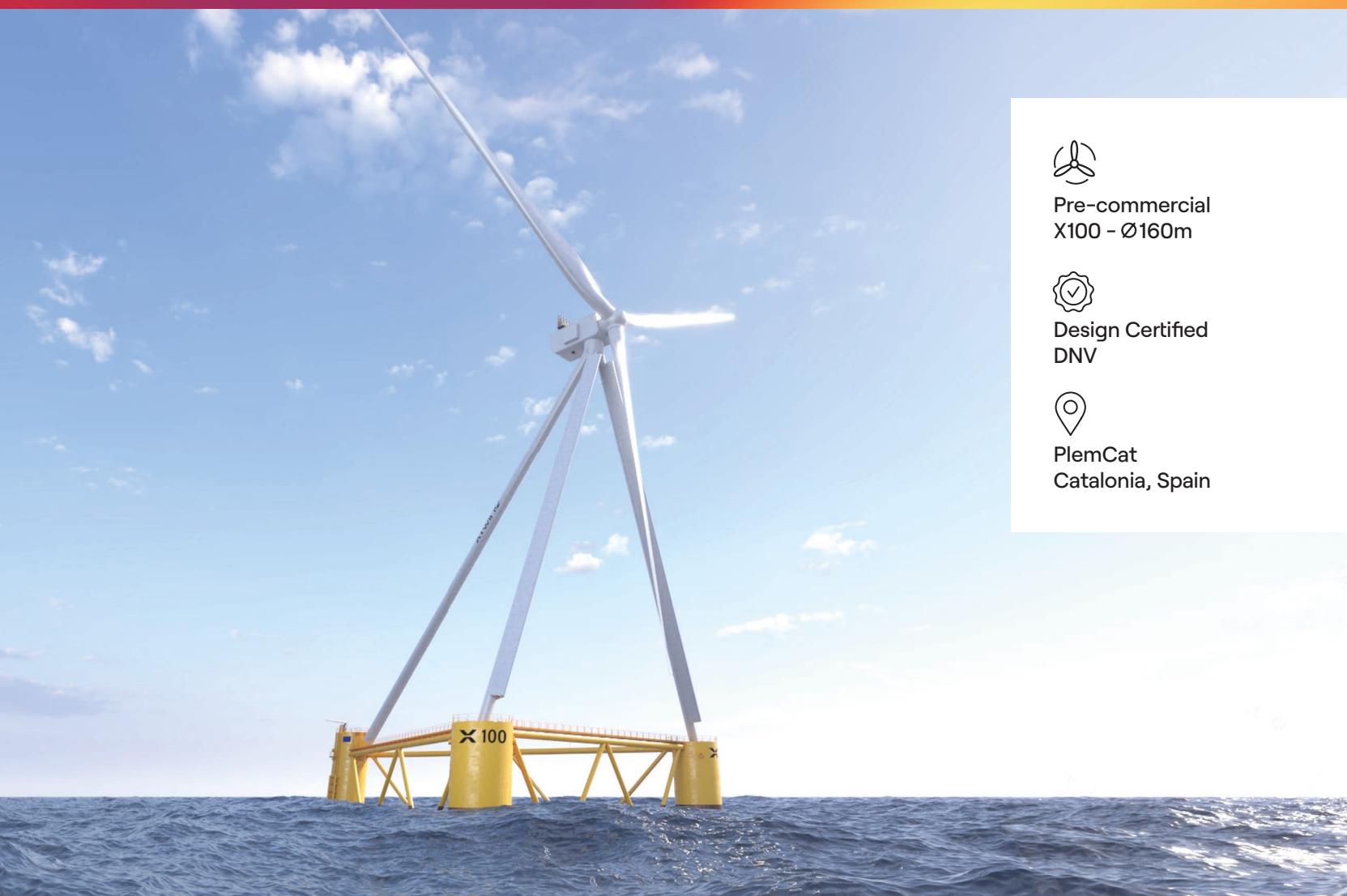
8. Vanguardia en I+D+i: España cuenta con más de 377 patentes eólicas europeas y 911 patentes presentadas en España. La inversión en investigación supera con creces la media nacional, convirtiendo a España en un epicentro del conocimiento que exporta patentes y soluciones de eficiencia que son referencia en todo el mundo.

9. Sostenibilidad y custodia ambiental: al evitar la emisión de 30,8 millones de toneladas de CO₂, el sector actúa como protector de nuestro patrimonio natural, ahorrando costes millonarios en derechos de emisión a los consumidores de electricidad.

Los parques eólicos ocupan el 0,017% de la superficie del país y, aún con esta extensión reducida, la inversión es de 70 millones € al año en la protección de la biodiversidad, siendo el sector económico que más aporta a la protección de la avifauna. Esta cifra es enorme si la comparamos con la partida presupuestaria de que dispone el Gobierno para la preservación de las zonas ZEPA (de especial protección de aves) que asciende a 391 M€ para cubrir el 20% de la superficie del país. La eólica invierte en preservación 8.038 € por hectárea ocupada mientras que las ZEPAS reciben 38 € por hectárea: 212 veces el gasto público por hectárea.

10. Pieza clave de la economía azul y transformación de las comunidades costeras: la eólica es el único vector energético que se considera motor de la economía azul en nuestros mares. El despliegue de la eólica marina proyecta una aportación de 9.500 millones al PIB con los primeros 3 GW que se lleguen a instalar, transformando nuestros puertos y astilleros en hubs de la industria energética limpia del siglo XXI. Se crearán más de 7.500 empleos con los primeros parques marinos.

The future of low-cost floating wind



Pre-commercial
X100 - Ø160m



Design Certified
DNV



PlemCat
Catalonia, Spain



Light Design

30-50% Steel Reduction



Scalable

15-20MW+
& deeper waters



Easy Installation

1-Day Connection



Low Footprint

Reduced area
vs. Catenary Systems



Aerogenerador marino de 14 MW de Siemens Gamesa, uno de los más grandes del mundo

Cada vez más potentes

La potencia eólica marina mundial supera ya los 78,5 GW, según datos del Foro Mundial de Energía Eólica Marina (WFO). La aguas de China (49%), Reino Unido (22%) y Alemania (13%) concentran la mayor parte de los parques, caracterizados por albergar turbinas cada vez más grandes y palas reciclables para reducir el impacto ambiental. Los datos de WFO indican, asimismo, que el tamaño promedio de los parques instalados en 2025 superó los 500 MW por proyecto (392 MW de 2023).

En cuanto a fabricantes, según datos de Sea Impact, Siemens Gamesa dominó el mercado en 2025, con el 62% de las turbinas instaladas, en especial de su modelo SG 14. GE Vernova instaló 85 turbinas Haliade-X 13, mientras que Vestas colocó 80 turbinas, incluidas las primeras 54 unidades del modelo V236-15. Vensys instaló 11 turbinas marinas en Corea del Sur.

En Europa hay operativos 37 GW en eólica *offshore*, la mayoría en aguas del Báltico y del Mar del Norte. En Estados Unidos, otro jugador que se prometía destacado, la industria eólica atraviesa un momento muy difícil ante los intentos del presidente Trump de frenar su desarrollo para favorecer el de los combustibles fósiles.

Actualmente, 27 países se han marcado objetivos nacionales para el desarrollo de la energía eólica marina (22 con metas para 2030). En Europa, además de los ya citados, apuestan por esta tecnología Dinamarca, Francia, Irlanda, Luxemburgo, Países Bajos y Noruega. En Latinoamérica, los más avanzados son Brasil, Colombia y Chile. Brasil prepara su primera subasta de eólica marina para este mismo año; Colombia busca ser pionero con proyectos piloto en el Caribe; y Chile avanza en marcos regulatorios, aprovechando su extenso litoral. En cuanto a Asia, además de China (con la mayor capacidad mundial), destacan Corea del Sur, Taiwán, Japón, Vietnam y Malasia.

... Viene de página 35

Otro proyecto de gran envergadura es Nao Victoria, un parque eólico marino flotante de 990 MW anclado al lecho marino que se situaría frente a las costas del Campo

de Gibraltar y de Málaga, dentro de la zonificación autorizada en el POEM. Lo lidera IberBlue Wind, empresa formada por la irlandesa Simply Blue Group y las españolas Proes Consultores y FF New Energy Ventures,

Gigantes con los pies en el agua

Estos son cuatro de los múltiples proyectos que están llevando la energía eólica marina a nuevos horizontes en el mundo:

- **Hornsea 2** (Reino Unido). El parque en operación más grande del mundo en estos momentos. Está situado a 90 km de la costa de Yorkshire y tiene una capacidad de 1.386 MW, suficiente para abastecer a 1,4 millones de hogares. La generan 65 turbinas Siemens Gamesa de 8 MW (cada una con palas de más de 80 metros de largo). La energía se transporta a tierra y conecta directamente con la red eléctrica del Reino Unido.

- **Dogger Bank** (Reino Unido). Cuando finalice, tendrá una capacidad instaladas de 3,6 GW repartida en tres fases. Situado también en el mar del Norte, abastecerá a más de seis millones de hogares británicos. El proyecto incorporará turbinas GE Haliade-X, con palas de 107 metros y una capacidad individual de hasta 14 MW.

- **Greater Changhua 1 & 2a** (Taiwán). Se trata de un proyecto de 900 MW ubicado a entre 35 y 60 km de la costa. Está equipado con 111 turbinas Siemens Gamesa SG 8.0-167 DD, diseñadas para soportar tifones y altas temperaturas. La instalación generará energía limpia para más de un millón de hogares.

- **Three Gorges (CTG) Yangjiang Qingzhou VI** es un proyecto situado en Guangdong (China), con una capacidad de aproximadamente 1.000 MW, impulsado por China Three Gorges Corporation. Se localiza en las aguas profundas del Mar del Sur de China, a entre 50 y 70 km de la costa, y cuenta con 116 aerogeneradores de 9 MW, de fabricantes como Mingyang Smart Energy.

El pasado mes de enero, CTG concluía el despliegue en el mar de la China Meridional del primer aerogenerador marino del mundo de 20 MW, estableciendo un nuevo récord. La turbina ha sido diseñada y fabricada por CTG junto con Goldwind, el mayor fabricante de aerogeneradores del mundo.

Biscay Marine Energy Platform (BIMEP) es un referente más. Se trata de un centro de ensayos en mar abierto situado frente a la costa de Arminza (Vizcaya), diseñado para la investigación y demostración de tecnologías de energías marinas, con especial foco en la eólica flotante y la energía de las olas. Desde agosto de 2023, en BIMEP se está ensayando, por ejemplo, el proyecto DemoSATH, el primer aerogenerador marino flotante conectado a la red eléctrica en España. Se trata de un prototipo de 2MW que utiliza tecnología de hormigón desarrollado por la empresa vasca Saitec y que ya ha demostrado su resistencia al soportar olas de hasta 13 metros y vientos superiores a 100 km/h, todo ello sin necesidad de detener su funcionamiento.

■ Proyectos en tramitación

Según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), actualmente se están tramitando tres parques marinos nuevos en Galicia y Cataluña, con una capacidad conjunta de 1.758 MW. En Galicia, el ya citado parque eólico de Breixo, en aguas de Lugo, de 648 MW. En Cataluña, el parque Norfeu, de 1.080 MW, en aguas de Girona; y, también en Girona, en la bahía de Roses, la Plataforma de Investigación en Energías Marinas de Cataluña (PlemCat), que tendrá 30 MW dedicados a testar y optimizar tecnologías de vanguardia en condiciones reales.

Tras el éxito de su proyecto DemoSATH, Saitec tramita en el País Vasco otro proyecto, Geroa, un parque experimental que contará con tres turbinas de 15 MW o más, con el objetivo de alcanzar los 50 MW, suficiente para suministrar energía a unos 50.000 hogares.

En Canarias, hay otra veintena de proyectos – principalmente flotantes – en fase de análisis/tramitación, localizados mayoritariamente en Gran Canaria, Tenerife y Lanzarote, que buscan aprovechar las condiciones eólicas de las islas para iniciar su construcción a partir de 2026-2032. Y en Baleares se proyecta el parque Tramuntana Wind Menorca, que podría llegar a tener 240 MW de capacidad.

Todos los proyectos citados están a la espera de la subasta de asignación de potencia por parte del Estado para consolidarse.

Más información:

<https://www.miteco.gob.es>

<https://aeolica.org/>

<https://wfo-global.org/>



WindEnergy Hamburg

The global on & offshore event

22 ————— 25
September 2026

Be part
of it!

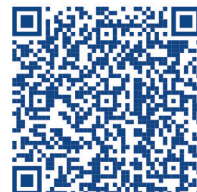
Driving the energy transition. *Together!*

The meeting place of the global wind industry – onshore & offshore

- 1,600 exhibitors from 40 countries
- First-rate conference programme on six open stages
- Networking with 45,000 international participants
- Recruiting Days on 24 and 25 September

NEW An entire hall dedicated to energy storage

windenergyhamburg.com



Organised by:



Global Partner:



European Partner:



Partners:





E N T R E V I S T A

Teresa Rodon

Vicepresident Iberia en Bureau Veritas

“La transición energética pasa por electrificar el consumo”

La transición energética no es solo una cuestión de producir más renovables, sino de lograr que todo el sistema avance al mismo ritmo. Generación, redes, almacenamiento y consumo forman parte de una misma coreografía: si uno de estos elementos se desajusta, el conjunto pierde equilibrio. La paradoja es evidente. Podemos incrementar de forma notable la producción de energía limpia, pero si industria, transporte o climatización no avanzan hacia la electrificación, el sistema seguirá descompensado. Es como aumentar el caudal de agua sin ampliar las tuberías que deben transportarla. De todo ello y mucho más hemos hablado con Teresa Rodon, Vicepresident Iberia en Bureau Veritas.

■ **Bureau Veritas nació en 1828 como empresa de inspección marítima y hoy es un grupo global en ensayos, certificación e inspección. ¿Cómo interpreta esta evolución histórica en el contexto actual de la transición energética y las infraestructuras sostenibles?**

■ El ADN de Bureau Veritas nace de la inspección frente a una norma: certificación, control de calidad, ensayos de laboratorio y verificación de activos. Nuestro propósito siempre ha sido garantizar la seguridad, la calidad y la fiabilidad de las infraestructuras.

Eso aplicaba a un buque en 1828 y aplica hoy a una carretera, un ascensor, un edificio, un sistema de gestión o un centro de datos. Cualquier activo que deba cumplir estándares técnicos y regulatorios necesita ser verificado.

A medida que evolucionan la tecnología y los mercados -y nuestros clientes afrontan nuevos retos- nosotros evolucionamos con ellos, manteniendo ese ADN. Hoy hablamos de activos renovables, de centros de datos, de infraestructuras críticas. El principio es el mismo: ser un socio que acompaña durante todo el ciclo de vida del activo.

■ **¿Qué implica la estrategia LEAP 28 en términos de prioridades de inversión y posicionamiento en Europa?**

■ LEAP 28 se articula en tres grandes pilares. Uno de los más relevantes es el foco en los segmentos donde queremos crecer y en los servicios que queremos reforzar, y eso guía también nuestra política de adquisiciones.

La estrategia marca claramente dos grandes áreas prioritarias: la transición energética y los activos críticos. En transición energética hablamos de renovables, almacenamiento, redes. En activos críticos incluimos centros de datos, plantas de semiconductores, biotecnología o farmacéutica.

El objetivo es ser un partner integral a lo largo de todo el ciclo de vida del activo, desde su concepción y diseño hasta su operación. Las

adquisiciones realizadas nos permiten reforzar esa capacidad, especialmente en el ámbito de la ingeniería de la propiedad.

■ **¿En qué cambia la propuesta de valor del grupo tras la integración de Sólida y qué función estratégica cumple dentro de Bureau Veritas?**

■ La adquisición de Sólida responde a una ambición muy clara: crear un hub de ingeniería para renovables con base en España y proyección global.

Sólida aporta conocimiento técnico especializado en solar, eólica, almacenamiento en baterías y redes, además de experiencia internacional y referencias consolidadas. Con esta integración, Bureau Veritas refuerza su posicionamiento para convertirse en líder en el segmento renovable en España y acelerar su crecimiento global.

No se trata solo de incorporar una compañía, sino de integrar competencias, talento y trayectoria internacional.

■ **¿La integración de Sólida pretende convertir a España en uno de los principales centros técnicos del grupo a escala mundial en energías renovables?**

■ Sí. España se posiciona como hub global en renovables dentro del grupo. Esto implica grandes oportunidades para profesionales que quieran desarrollarse en este ámbito y participar en proyectos internacionales.

España tiene el talento y el ecosistema adecuados para liderar esta competencia técnica. Desde aquí se puede dar soporte a proyectos en múltiples geografías, y al mismo tiempo fomentar el intercambio de talento dentro del grupo.

■ **¿En qué tecnologías se centra principalmente este hub?**

■ Principalmente en eólica, solar, almacenamiento en baterías e infraestructuras de red.

■ **¿Puede señalar algún proyecto significativo dentro de esta estrategia renovable?**

■ Actualmente hay una fuerte inversión en renovables en regiones como el Sudeste Asiático, Oriente Medio, México o Chile. Son mercados con gran dinamismo, especialmente en fases iniciales de desarrollo y diseño, donde Sólida tiene competencias muy consolidadas.

Además, cuentan con referencias relevantes junto a clientes globales como Iberdrola o Eni Plenitude. La integración en un grupo como Bureau Veritas permite acelerar el crecimiento internacional y ampliar el acceso a grandes clientes globales.

■ **La adquisición de London Building Control refuerza la posición del grupo en edificación en Reino Unido. ¿Existe una lógica común con la operación de Sólida o responden a dinámicas distintas?**

■ Son operaciones distintas en cuanto a segmento, pero ambas responden a la estrategia LEAP 28.

En el caso de London Building Control, el objetivo es reforzar nuestra posición en el sector de la construcción en Reino Unido. En el caso de Sólida, el foco está en la transición energética y en el re-

fuerzo de capacidades técnicas en renovables.

En España, además, la apuesta por renovables está estrechamente vinculada a la soberanía energética. Contar con esta competencia es clave para dar respuesta a utilities, desarrolladores y otros actores del sector.

■ **En un contexto de creciente exigencia regulatoria y complejidad técnica, ¿qué oportunidades se abren para compañías capaces de integrar ingeniería, certificación e inspección bajo un mismo paraguas?**

■ Poder ofrecer a un mismo cliente un portafolio integral de servicios, desde la concepción del proyecto hasta su operación, genera un claro valor añadido.

La integración de ingeniería, certificación e inspección permite acompañar al cliente con coherencia técnica y visión global del activo, algo especialmente relevante en entornos cada vez más regulados y complejos.

■ **¿Está Europa preparada, desde el punto de vista técnico y regulatorio, para el volumen de proyectos renovables necesarios para cumplir los objetivos climáticos?**

■ Desde el punto de vista técnico, sí. La capacidad y el conocimiento existen.

Los grandes retos son otros: la infraestructura de red, la capacidad de conexión y la gestión del almacenamiento. También el precio de la energía.

Los objetivos son ambiciosos, pero alcanzables si se abordan de forma decidida estos desafíos, especialmente desde el ámbito regulatorio y administrativo.

■ **Con la creciente digitalización y complejidad tecnológica, ¿cómo evolucionará el papel de empresas como Bureau Veritas?**



■ Cuanta mayor complejidad tecnológica existe, mayor es la necesidad de asegurar que los proyectos cumplen estándares, funcionan correctamente y garantizan la seguridad.

Empresas como Bureau Veritas, que operan bajo acreditaciones estrictas, auditorías y cualificación técnica del personal, ganan relevancia en entornos más sofisticados. Nuestra función es aportar confianza y asegurar que las cosas se hacen bien.

■ **Desde un punto de vista personal, ¿qué le gustaría que definiera la etapa de Bureau**

Veritas en España y Portugal bajo su liderazgo en relación con la transición energética?

■ Me gustaría que esta etapa se definiera por convertir a Bureau Veritas en el partner de referencia en renovables y transición energética.

Queremos ser líderes en este ámbito y consolidar a España como hub global del grupo en renovables, impulsando desde aquí ese posicionamiento internacional.

■ **En el proceso de transición energética en España, ¿cuál es el punto más débil de la cadena?**

■ Principalmente la infraestructura de red y los procesos administrativos de permisos. A esto se suma un tercer factor clave: la electrificación de la demanda.

Todavía existe una parte importante del consumo energético que no está electrificada. Cuando aumente la demanda eléctrica, el equilibrio entre oferta y demanda será más estable. Actualmente, en determinados momentos, puede existir exceso de oferta renovable que no se puede evacuar o almacenar adecuadamente. ■

Bureau Veritas: un tercero independiente que certifica la seguridad y calidad de la industria

Bureau Veritas es una empresa internacional dedicada principalmente a inspección, ensayos y certificación. Es una compañía que ayuda a los clientes a mejorar su rendimiento ofreciéndoles servicios y soluciones innovadoras para garantizar que sus activos, productos, infraestructuras y procesos cumplan con las normas y regulaciones en materia de calidad, salud y seguridad, protección del medio ambiente y responsabilidad social.

Su papel es aportar confianza a inversores, bancos y clientes. Es como el árbitro técnico del mundo industrial, que evalúa si lo que otros hacen cumple con estándares establecidos. En el sector renovable Bureau Veritas puede inspeccionar parques solares o eólicos, certificar componentes eléctricos, validar estudios técnicos o supervisar calidad en la construcción.

Es interesante cómo funciona este tipo de empresa: su producto real no es un objeto físico, sino credibilidad. Venden confianza técnica basada en normas, procedimientos y reputación acumulada durante casi dos siglos.



Sólida, un actor estratégico

Es aquí donde entra en juego el papel de empresas como Sólida, recientemente integrada en Bureau Veritas. Sólida es una empresa española fundada en 2007 especializada en servicios de ingeniería y consultoría para proyectos de energías renovables que se ha convertido en un referente a nivel internacional.

Entre sus clientes se encuentran grandes promotores, utilities, contratistas EPC, fondos de inversión y entidades financieras, a los que acompaña en todo el ciclo de vida de los proyectos, desde su concepción hasta su operación comercial. En concreto, ofrecen estudios de prefactibilidad, recurso y producción, estudios de interconexión a red, ingeniería básica y de detalle, soporte al permitting, dirección de obra, *technical due diligence*, asesoría en negociación de contratos, entre otros servicios.

Sólida trabaja en las principales tecnologías de generación renovable (eólica, fotovoltaica, termosolar), además de soluciones de hibridación con baterías (BESS), y su infraestructura de evacuación (subestaciones y líneas de alta tensión), acumulando una experiencia de cientos de miles de megavatios en más de 50 países.

Este tipo de empresas son clave en la transición energética porque ayudan a que las grandes inversiones en renovables se diseñen bien y se ejecuten con calidad, seguridad y eficiencia, aportando un conocimiento técnico especializado muy demandado por *stakeholders* que buscan limitar los riesgos.





EÓLICA

Repotenciación eólica en España

La solución conjunta de Bureau Veritas y Sólida tras la integración

La repotenciación se consolida como una de las palancas estratégicas para modernizar el parque eólico español y acelerar la transición energética. La integración de Sólida en Bureau Veritas refuerza las capacidades de la compañía multinacional y completa sus servicios de repotenciación de parques eólicos. Es especialmente relevante la incorporación de una metodología propia para el análisis de recurso de proyectos de repotenciación, mediante los datos de SCADA de operación del parque.

Los parques eólicos tienen una vida útil operativa limitada. En el caso de los parques más antiguos, suele situarse entre 15 y 25 años. Los parques más recientes, contruidos con turbinas más modernas, probablemente tendrán una vida útil más larga.

Cuando un parque eólico alcanza el final de su vida operativa, y siempre que no se prolongue mediante la sustitución de componentes o palas, las turbinas se apagan, se desmontan y se retiran. A esto se le conoce como desmantelamiento.

A menudo tiene sentido repotenciar el parque eólico, lo que implica sustituir todas las turbinas, cables y conexiones a red por equipos modernos que son más potentes y eficientes. La capacidad original que se sustituye se denomina capacidad en repotenciación.

La capacidad de un parque eólico que se desmantela y no se repotencia se considera capacidad totalmente desmantelada.

Debido a los enormes avances tecnológicos logrados desde los primeros días de las turbinas, los parques eólicos repotenciados suelen tener mayor capacidad incluso con menos turbinas. Este aumento se conoce como capacidad repotenciada.

■ Una metodología bancable para un análisis de recurso de un proyecto de repotenciación

En este contexto, la estimación de la producción a largo plazo de un parque eólico es uno de los elementos clave en cualquier análisis

de viabilidad. En el caso de parques de nueva construcción, la práctica habitual en la industria consiste en instalar una o varias torres meteorológicas durante al menos un año para caracterizar con precisión el recurso eólico del emplazamiento.

Sin embargo, en proyectos de repotenciación, el enfoque puede ser diferente. En lugar de depender exclusivamente de nuevas y costosas campañas de medición, es posible aprovechar los datos operacionales del parque existente para analizar el comportamiento real del viento y estimar el potencial futuro con aerogeneradores de última generación.

■ Metodología de evaluación para proyectos de repotenciación

Pues bien, Sólida aplica una metodología alineada con la FGW Technical Guideline Part 6 (Rev. 12, 2023), actualmente la referencia europea para estudios bancables basados en datos operacionales. Además, el proceso se desarrolla conforme a los estándares de calidad y evaluación de incertidumbre recogidos en los marcos IEC 61400 y MEASNET, garantizando resultados sólidos y fiables para la toma de decisiones.

La metodología parte del análisis de los datos SCADA –sistema de supervisión, control y adquisición de datos– del parque en operación. Tras una fase de depuración, estos datos permiten construir curvas de potencia reales que reflejan el comportamiento efectivo de los aerogeneradores. Con ellas se calculan

las pérdidas asociadas a paradas, restricciones de red o limitaciones operativas, obteniendo así una producción normalizada equivalente a un escenario de disponibilidad total y extrapolable a largo plazo.

En paralelo, se realiza un análisis de recurso del parque existente para estimar su producción teórica a partir del viento disponible en el emplazamiento. A continuación, se ajusta el recurso eólico hasta que la producción teórica coincida con la producción real normalizada obtenida del análisis operacional. Este paso garantiza la coherencia entre modelo y realidad.

Finalmente, una vez calibrado el recurso, se utiliza ese mismo recurso corregido para estimar la producción del nuevo parque repotenciado, incorporando los modelos de aerogenerador de última generación. En aquellos casos en los que exista una diferencia significativa de altura entre los aerogeneradores actuales y los nuevos, puede ser necesario complementar el análisis con mediciones *in situ* –por ejemplo, mediante tecnología LiDAR– para asegurar una correcta extrapolación vertical del recurso eólico.

Las campañas de medición tradicionales pueden requerir meses de permisos, instalación y toma de datos, con costes habituales de entre 120.000 euros y 250.000 euros, y además solo cubren un punto del parque. Frente a ello, la metodología basada en datos SCADA aprovecha la información ya disponible de los aerogeneradores, ofreciendo cobertura multianual inmediata de todo el parque, sin

ER



necesidad de nuevo *hardware* ni permisos adicionales y a una fracción del coste.

De esta manera, Sólida ha desarrollado una metodología de evaluación de recurso para proyectos de Repotenciación que ofrece al mercado una solución técnica más económica, que requiere menos tiempo y ofrece alta fiabilidad y bancabilidad.

■ Desmantelamiento y repotenciación

Según los datos recogidos en el Anuario 2025 de WindEurope, que es la asociación que representa a la industria eólica en Europa, algo más de 900 MW de capacidad eólica fueron desmantelados en 2025 en nueve países. Esto incluye Alemania (631 MW), Francia (82 MW), Italia (43 MW), Austria (42 MW), Dinamarca (41 MW), España (24 MW), Reino Unido (17 MW), Países Bajos (15 MW) y Suecia (15 MW).

De los 19,1 GW de capacidad eólica instalada en Europa en 2025, al menos 2 GW procedieron de proyectos de repotenciación. La mayor parte de la actividad de repotenciación tuvo lugar en Alemania (1,5 GW), con proyectos también en Austria (180 MW), Reino Unido (80 MW), Italia (76 MW), Francia (48 MW), España (24 MW) y Suiza (2 MW).

La repotenciación representa una gran oportunidad para aumentar rápidamente la capacidad eólica en Europa. Los parques eólicos antiguos suelen estar ubicados en zonas con los mejores recursos de viento, y los propietarios cuentan con amplia experiencia operativa y datos históricos a largo plazo de estos emplazamientos. Gran parte de la infraestructura necesaria, como caminos de acceso y subestaciones, ya está instalada, aunque puede ser necesario mejorarla si las nuevas turbinas son significativamente más grandes o potentes.

Los proyectos de repotenciación también suelen generar menos oposición local que los desarrollos desde cero (*greenfield*), aunque sigue siendo fundamental una participación significativa de la comunidad, especialmente dado el aumento del tamaño de las turbinas. Como resultado, los procedimientos de autorización para proyectos de repotenciación deberían –según apunta WindEurope– ser más rápidos y eficientes que para nuevos desarrollos.

■ Repotenciación en 2025

La Unión Europea ha reconocido este potencial mediante disposiciones específicas en la Directiva de Energías Renovables, revisada en 2023. La legislación insta a los Estados miembros a garantizar que los procedimientos de autorización para desarrollos de energías renovables se completen en un plazo máximo de un año en el caso de proyectos de repotenciación. En las Áreas de Aceleración de Renovables, el plazo es de seis meses.

A pesar de ello, las barreras nacionales siguen frenando la adopción de la repotenciación en algunos países. En España, las severas limitaciones de red hacen que los proyectos de repotenciación a menudo no puedan aumentar la capacidad instalada de los parques eólicos existentes. En Francia, los estrictos límites de altura máxima de las turbinas restringen la instalación de modelos más grandes, lo que impide que los proyectos de repotenciación aprovechen plenamente sus beneficios potenciales.

Según explica la Asociación Empresarial Eólica (AEE), la repotenciación es un eje estratégico para el sector. España posee un parque eólico maduro (32 GW, muchos de ellos con más de 20 años) que necesita una segunda vida. Incentivos específicos, ampliación de la capacidad de acceso a la red, seguridad regulatoria y coherencia entre administraciones, son medidas necesarias para poder avanzar, o de lo contrario seguiremos viendo el goteo actual de proyectos de repotenciación, muy lejos del ritmo necesario.

La AEE señala que lo que nunca va a convencer es obligar a repotenciar de acuerdo con un calendario que no sea el que el propietario decida. Igualmente, es urgente evitar la pérdida de proyectos que ya han superado extensos procesos administrativos. Muchos, amparados por el RDL 23/2020, siguen bloqueados por recursos y litigios judiciales. Se requiere flexibilidad en los hitos de puesta en marcha para no penalizar proyectos viables y esenciales para los territorios.

■ Estado de la repotenciación en España: Retos y oportunidades

Como se ha comentado, la flota de parques eólicos de la Península Ibérica, al igual que en gran parte de Europa, está alcanzando su madurez. España es uno de los países europeos con la flota más envejecida de Europa, con más del 50 % de los aerogeneradores instalados con más de 15 años de historial operativo, y muchos ya superando los 20 años de edad.

La repotenciación, es decir, la sustitución de los aerogeneradores antiguos por modelos más nuevos y potentes, ofrece una oportunidad inmediata para aumentar la producción y reducir los costes de mantenimiento. Asimismo, permite una mayor producción con menos turbinas, reduce el impacto visual y medioambiental, haciendo uso de ubicaciones con gran recurso eólico y aprovecha las infraestructuras existentes, como subestaciones y vías de acceso. Todo ello con una inversión menor comparada con la que demandaría un nuevo proyecto eólico.

En España, la repotenciación no ha sido hasta el momento la vía elegida por los propietarios de los parques eólicos, ya que han optado preferentemente por la extensión de su vida útil o incluso por el desmantelamiento de dichas instalaciones.

Esto se debe a varios factores, entre ellos la falta de incentivos, los trámites y barreras administrativas, que en ocasiones son equivalentes a los de un parque nuevo y limitaciones medioambientales nuevas, entre otras. Mientras que la extensión de vida no requiere una inversión importante o una nueva financiación, sí que requiere un estudio para valorar la vida remanente de los componentes principales del aerogenerador para garantizar su correcto funcionamiento operativo y sobre todo en términos de seguridad.

En consecuencia, en nuestro país el caso de negocio ha tendido a ser más favorable a la extensión de vida que a la repotenciación hasta la fecha. A pesar de ello, se espera que la Directiva (UE) 2023/2413 genere un cambio de tendencia, mitigando uno de los grandes problemas a los que se enfrentan las repotenciaciões, como son los plazos de concesión de permisos, que se espera reducir. El impacto de estas simplificaciones normativas ya es visible en países como Alemania, que ha adoptado políticas de repotenciación alineadas con esta Directiva y ha logrado más de 1 GW de capacidad repotenciada, en comparación con los 712 MW desmantelados.

En España, el Real Decreto 997/2025, de 5 de noviembre, ordena la elaboración, en un plazo máximo de nueve meses, de una Hoja de Ruta Nacional para la Repotenciación. Esta hoja de ruta tiene por objeto alinear a España con los compromisos europeos y las medidas técnicas, reglamentarias y financieras para promover la repotenciación. Asimismo, conforme a la Orden TED/1444/2025, de 11 de diciembre, se han convocado ayudas a la inversión en la repotenciación de instalaciones eólicas de hasta 50 MW, que fomentan el desarrollo de estas iniciativas.

En Portugal, el Decreto-Ley 15/2022, junto con la nota explicativa 4/DG/2025, reduce los plazos de obtención de los permisos de parques eólicos repotenciados, ya que los exime de una evaluación de impacto ambiental completa cuando las mejoras se mantienen dentro de la huella del parque eólico y la disposición de las turbinas existentes.

Estos cambios normativos vienen a fomentar el desarrollo de la repotenciación de los parques eólicos ibéricos, mitigando una de las principales barreras para su desarrollo. Pese a ello, los propietarios de estos activos deberán analizar el caso de negocio, evaluando costes e ingresos, y para ello es absolutamente clave realizar una adecuada caracterización de la producción energética a largo plazo. ■



E N E R G Í A S

José Luis Jimeno

Presidente de Vestas Mediterránea

“El recurso más escaso en la tramitación de un proyecto eólico es la capacidad de acceso”

Antonio Barrero F.

Vestas acaba de alcanzar los 200 gigavatios de capacidad instalada a escala global. No hay marca eólica en todo el planeta con semejante registro. La compañía danesa ha hecho de España además todo un faro. Aquí emplea a más de 2.200 personas, aquí opera –en Daimiel– una fábrica de palas, referente en su cadena de suministro global, y desde aquí –desde Madrid– gestiona (Vestas Mediterránea) todas las operaciones del Sur y el Este de Europa, y todas las de África, Oriente Medio y Asia Central. Pues bien, de todo ello y del último buque insignia de este icónico fabricante danés, su V172, nos habla aquí su presidente, un madrileño del 67 que lleva toda una vida bebiendo los vientos por Vestas.

■ Los Resultados 2025 de Vestas han sido espectaculares. ¿Le está ganando la eólica danesa la batalla a las incertidumbres geopolíticas, a la competencia china, a la cruzada antieólica de Trump...?

■ Así es, en 2025 hemos obtenido el mayor nivel de ingresos de la historia, gracias a un desempeño excepcional en el segmento Onshore y al crecimiento tanto en Offshore como en Service, que compensaron los costes adicionales de la expansión fabril en eólica marina.

La diversificación geográfica explica en parte nuestros resultados y ayuda a navegar por la geopolítica actual. Y el crecimiento de nuestra capacidad instalada es reflejo de que la eólica es una energía limpia, competitiva y segura, y de que es lo que demanda la sociedad actual.

Eso incluye el mercado estadounidense de eólica en tierra, ahora ya estabilizado, tras la aprobación de la One Big Beautiful Bill. Y, como es bien sabido, una falsedad no se vuelve verdad por repetirla muchas veces: la energía eólica funciona, aquí y allí.

En cuanto a la competencia... en Vestas la fomentamos, y por eso la eólica ha conseguido ser la fuente de generación eléctrica más competitiva. Lo que no apoyamos es la competencia desleal.

Y, en ese sentido, invitamos a promotores y gobiernos europeos a pensar qué tipo de sistema energético quieren desarrollar, especialmente en el entorno geopolítico en el que nos encontramos.

■ ¿Cómo está el mercado eólico nacional?

■ El sector eólico en España exporta más en valor que el del calzado o el del vino. Pero el sector industrial debe crecer y mantener su competitividad, sobre todo frente a la competencia desleal que nos llega del lejano oriente. El Gobierno aboga por subir salarios, pero estos han

crecido de media un 4% en 2025. Subirlos aún más ahogaría los márgenes, las empresas invertiríamos menos y crearíamos menos empleo.

En España, Vestas tiene más de 6 GW instalados y más de 2.200 empleados. Para poder mantener esa inversión y seguir generando empleo de calidad necesitamos dos cosas: mercado y más mercado.

■ ¿Y cómo se puede estimular el mercado eólico?

■ Con mayor electrificación de la industria y el transporte, mediante la ejecución del plan de ampliación de la red REE 2025-30, simplificando tramitaciones y permisos y armonizando entre comunidades y, también, continuando con los incentivos a la repotenciación a través del IDAE.

■ ¿Hacen falta subastas en España?

■ Sí, hacen falta subastas específicas de eólica terrestre. El NZIA representa una oportunidad estratégica para que los fabricantes europeos compitan en igualdad de condiciones frente a productores no europeos, pero su implementación práctica pasa por mecanismos de subasta.

El objetivo no es limitar la competencia. Es garantizar que esta sea justa y se base en criterios alineados con los objetivos industriales y climáticos de la UE. El sector europeo ya ha demostrado ser altamente competitivo cuando el marco acompaña.

Como alternativa complementaria a las subastas, en los procesos de adjudicación de capacidad de red se podría exigir, como condición de precalificación, que los fabricantes cumplan con criterios coherentes con el NZIA: conducta responsable, ciberseguridad, resiliencia de la cadena de valor europea, etc.

De ese modo se aseguraría que el acceso a nodos de la red favorezca a tecnologías y proveedores alineados con los objetivos industriales estratégicos de la UE.

■ ¿Y en eólica marina...?

■ La situación es compleja, porque aquí debe desarrollarse en configuración flotante, una tecnología aún incipiente, y más cara que la eólica marina fija. Baste un dato: el flotador supone alrededor del 45% del coste total (más que la turbina), frente al aproximadamente 15% que representa la cimentación en eólica fija; además, el LCOE de la flotante es entre 3 y 4 veces superior al de la fija.

En Vestas ya tenemos experiencia en flotante, en proyectos piloto en Portugal, Francia o Escocia (del orden de 25, 50 MW), pero todavía falta para la fase plenamente comercial. Por eso, en España deberíamos apostar primero por una fase pre-comercial, con proyectos intermedios y un alto componente de apoyo público, que permitan generar economías de escala y acelerar la curva de aprendizaje.

Además, es clave que las subastas de *offshore* sean tecnológicamente neutrales, que permitan competir a soluciones flotantes, fijas o híbridas, incluyendo alternativas como los pilares atirantados (cable-stayed monopiles), que ya permiten alcanzar profundidades de

80, 120 metros (hasta ahora solo accesibles para la flotante) con ahorros del 30, del 40% en CapEx respecto a los flotadores.

■ Todo el sector está preocupado por las redes. ¿Cuál es el problema?

■ La congestión de la red es un problema a nivel europeo. El nuevo EU Grids Package es un paso en la dirección correcta, especialmente en lo relativo a la inversión en redes transfronterizas y al refuerzo de la planificación europea. Aun así, los cuellos de botella se siguen produciendo a nivel nacional, falta inversión en las redes de transmisión y distribución, que no se han modernizado o expandido al ritmo que exige la electrificación.

Para resolver este problema es esencial acelerar el *permitting*: el silencio positivo, el reconocimiento del interés público superior o la digitalización de los procedimientos en una ventanilla única permitirían reducir tiempos de tramitación y dar certidumbre a los promotores, tanto de proyectos eólicos como de infraestructuras de red.

En el ámbito de las repotenciaciones, resulta especialmente importante disponer de un proceso administrativo más ágil y flexible, que permita modificar potencias, alturas de buje o tamaños de rotor dentro de rangos razonables sin tener que reiniciar todo el procedimiento.

Además, es fundamental introducir mecanismos de competencia por el punto de conexión. El recurso más escaso en la tramitación de un proyecto eólico no es el suelo ni el viento, sino la capacidad de acceso. Y dado que el objetivo no es ocupar capacidad, sino inyectar la mayor cantidad posible de energía limpia y competitiva, debería priorizarse el acceso de aquellos proyectos que aprovechan mejor el recurso disponible. Es decir, proyectos con mayor factor de capacidad, que generen más MWh por cada MW instalado.

■ El último buque insignia de Vestas es su V172, de la que ya hay instalada una unidad. ¿Qué tiene la V172 que no tengan sus antecesoras?

■ La V172 es la primera turbina de Vestas en la que se incorpora una nacelle modular, separando el módulo principal —que aloja el tren de potencia y gestiona todas las cargas— del módulo lateral que contiene los equipos eléctricos. Es un diseño más compacto y equilibrado que versiones anteriores de la plataforma EnVentus y nos permite crecer hasta los 7.2 MW. Es nuestra máquina Onshore más grande, pero no necesita medios diferentes de la versión de 6.0 MW para su transporte o instalación. Al revés, por su modularidad es capaz de llegar a emplazamientos más complicados (como el parque eólico de Tâmega en Portugal).

En lo que a prestaciones se refiere es una turbina que comparte filosofía de diseño con sus hermanas de la plataforma Enventus (V150 6.2, V162 6.2 y V162 7.2), de las que ya hay 13 GW instalados a nivel mundial, con un tren de potencia compacto y un generador de imanes permanentes de velocidad media, y un rotor que es capaz de mejorar la eficiencia energética considerablemente. Creemos que esta máquina va a ser muy competitiva en emplazamientos en los que prima la potencia instalada en cada posición disponible.

Un buen ejemplo son los parques eólicos Tâmega Norte y Tâmega Sul, en Portugal, que en conjunto suman 274 MW de potencia instalada, para proveer de electricidad al complejo hidroeléctrico del Tâmega, donde suministramos 38 turbinas V172-7.2 MW. La electricidad producida por los aerogeneradores no solo se vierte a la red, sino que puede utilizarse para bombear agua a los embalses del sistema hidroeléctrico.



«En España, en eólica marina flotante, deberíamos apostar primero por una fase pre-comercial, con proyectos intermedios y un alto componente de apoyo público, que permitan generar economías de escala y acelerar la curva de aprendizaje»

■ Supongo que, con el aumento de fabricantes y el crecimiento del sector eólico en general, las ofertas de empleo no le faltarán. ¿Qué es lo que más valora de trabajar en Vestas?

■ Durante mis 18 años en Vestas, he tenido la oportunidad de recorrer un camino profesional extraordinariamente diverso: desde mis inicios como Director de Operación y Mantenimiento en España y Portugal, hasta mi posición actual. Creo que ese recorrido es, por sí solo, una declaración muy clara de lo que Vestas ofrece: la posibilidad real de desarrollarse, de aprender en distintas áreas del negocio, de liderar equipos y, hoy, de gestionar una cuenta de resultados de más de 3.000 millones de euros anuales en una región tan amplia y heterogénea como MED, con más de 6.000 empleados.

En estos años he tenido la suerte de trabajar en mercados muy distintos: desde países consolidados, como España, Portugal, Francia o Italia, donde somos líderes de mercado, hasta los más de 3 GW instalados en África —2 GW en Suráfrica—, o mercados emergentes como Rumanía, donde en 2025 firmamos más de 500 MW, y Ucrania, donde estamos instalando el mayor parque eólico del país, Tiligul'ska, en pleno conflicto armado. Todo eso te marca profesional y personalmente.

Pero si tuviera que quedarme con un solo motivo por el que sigo en Vestas, sería el equipo. La compañía nació hace más de 70 años prácticamente a la vez que el sector, y esa mentalidad pionera sigue impregnando toda la organización. Hay una cultura muy fuerte de ir un paso más allá, de abrir caminos donde otros no llegan, de pensar a largo plazo y, sobre todo, de poner al cliente en el centro de cada decisión. Esa combinación de propósito, liderazgo y personas es, sin duda, lo que más valoro y lo que me sigue motivando cada día. ■

Statkraft hibridará su repotenciación eólica en Navarra

La empresa, primer productor renovable de Europa y líder en el mercado de PPAs, ha comenzado la construcción de la segunda y última fase de su proyecto de repotenciación eólica Montes de Cierzo, en Navarra.

ER

Gracias al desarrollo tecnológico experimentado a lo largo de los años, los parques eólicos repotenciados cuentan con aerogeneradores de última generación que son más eficientes, generan una mayor cantidad de electricidad limpia –contribuyendo a la reducción de emisiones contaminantes– y reducen significativamente su impacto visual paisajístico. Este proceso de renovación permite, además, seguir aprovechando los mejores lugares, en cuanto al recurso eólico y al desarrollo existente de infraestructura eléctrica.

En el caso de la repotenciación de Montes de Cierzo, la empresa que ya ha sustituido 44 aerogeneradores por 10 modernos equipos, trabaja ahora en la última fase del proyecto que supondrá la retirada de los últimos 41 aerogeneradores que reemplazará por 4 nuevas máquinas. Además, añadirá un sistema de almacenamiento energético mediante baterías, lo que le convertirá en una de las primeras hibridaciones en un parque eólico repotenciado en España.

Para llevar a cabo el desmantelamiento de los 41 aerogeneradores, la construcción del nuevo parque formado por 4 aerogeneradores y la instalación del sistema de almacenamiento, la empresa destinará una inversión de 40 millones de euros y, tal y como hizo en los anteriores trabajos, priorizará la contratación a empresas locales y la creación de puestos de trabajo en el entorno.

El parque Montes de Cierzo se puso en marcha originalmente en el año 2000. Una

vez que termine el proyecto de repotenciación, esta instalación renovable renovada será más eficiente, producirá más energía limpia y minimizará el impacto visual. Es importante destacar que reducirá un 84% el número de aerogeneradores –pasará de 85 a 14– y contará con un 50% más de potencia instalada, al pasar de 60 MW a 90 MW. La producción de energía limpia estimada se duplicará, de 145 GWh/año a unos 300 GWh/año.

■ Una de las primeras hibridaciones en un parque repotenciado en España

Statkraft planea hibridar esta segunda fase de la repotenciación con la instalación de un sistema de almacenamiento energético con baterías.

Esta hibridación, para la que la empresa ya cuenta con las autorizaciones ambientales, urbanísticas y de construcción, consistirá en la instalación y puesta en marcha de baterías de ion litio de 14,26 MW de potencia instalada y una capacidad de almacenamiento de 28,51 MWh, con un tiempo de carga y descarga de dos horas.

Gracias a esta instalación, el parque eólico en este segmento –de 25,8 MW de potencia instalada– será capaz de gestionar la energía en picos de producción, cuando la red esté saturada, mejorando su eficiencia. Esto, a su vez, fomentará la seguridad y garantía de suministro.

Los sistemas de almacenamiento, que incorporan flexibilidad al sistema eléctrico,

permiten almacenar energía para ser suministrada cuando la energía renovable no produce lo suficiente para cubrir la demanda, garantizando así la estabilidad de suministro y contribuyendo a paliar la volatilidad de precios del mercado eléctrico.

Este proyecto de hibridación, además, ha sido seleccionado para recibir una ayuda pública, que puede suponer el 24% de la inversión en baterías, por parte del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en el marco de la 1ª Convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético hibridado con instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, de fondos europeos Next Generation EU, articulados a través del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia.

Statkraft, convencida de que el almacenamiento es una de las tecnologías claves para lograr un *mix* energético 100% renovable, desarrolla innovadores proyectos de baterías en los países donde está presente, además de los sistemas asociados a sus centrales hidroeléctricas de bombeo en los países nórdicos. En España, la empresa se ha marcado como prioridad el impulso al almacenamiento y cuenta con otros cinco proyectos de hibridación solar y eólica en fase de tramitación, que suman 65 MW de potencia instalada, y que están asociados a instalaciones en operación en Galicia, Andalucía, Navarra y Extremadura.



■ Ante el reto de repotenciar el parque eólico español

La repotenciación de parques eólicos, proceso que implica sustituir los aerogeneradores existentes de más de 20 o 25 años por unos modernos de última tecnología, es uno de los retos a los que se enfrenta el sector energético en la actualidad y que mayores beneficios trae para el sistema y para el entorno.

Esta renovación de los parques eólicos conlleva numerosas ventajas, una de las más relevantes es que implica el desmantelamiento de numerosos aerogeneradores antiguos y obsoletos por un menor número de máquinas modernas que, además, son más eficientes y permiten producir más energía. De esta manera, se genera más electricidad limpia, contribuyendo a la reducción de emisiones contaminantes, y se reduce significativamente su impacto visual paisajístico.

Una de las primeras instalaciones eólicas en España que fue repotenciada es el parque eólico de Malpica, en el municipio gallego del mismo nombre. A finales de 2017, la empresa Enerfín –ahora integrada en Statkraft–, y con la Xunta de Galicia y el IDAE como socios minoritarios, completó la repotenciación de este parque eólico, apostando por una tecnología moderna y más avanzada. Con ello, redujo en casi un 90% el nú-

mero de aerogeneradores utilizados y logró duplicar su producción.

De esta manera, la instalación renovable, puesta en funcionamiento en 1997 y que contaba con 69 aerogeneradores, de 225 kW y dos de 750 kW de potencia, redujo el número de sus máquinas hasta 7, de 2,35 MW de potencia unitaria. Los nuevos aerogeneradores cuentan, además, con una potencia mayor, con lo que se duplica su producción hasta los 65,9 GWh, suficiente para abastecer el consumo medio anual de 18.000 hogares.

■ La repotenciación será clave para incrementar la producción eólica

En España existe un parque de instalaciones eólicas envejecido, por lo que el potencial de repotenciación es importante. Según datos de la Asociación Empresarial Eólica (AEE), alrededor de 10 GW de potencia instalada con tecnología eólica ya ha alcanzado los 20 años y en 2030 serán más de 20 GW los que cuenten con más de dos décadas en funcionamiento.

Desde Statkraft, Juan Pablo Vicente, responsable de Repotenciación Eólica, asegura que “es el momento de apostar por la repotenciación de parques eólicos, ya que se

Primeras nuevas turbinas instaladas en el parque de Montes de Cierzo, en Navarra

trata de una de las formas más eficientes de incorporar más MW limpios al sistema”. Sin embargo, tal y como destaca el experto, “este impulso se debe dar a través de ayudas públicas a la inversión o incentivos fiscales, para que los promotores vean atractivo renovar sus instalaciones. Así, contribuiremos a una mejora ambiental, una mayor aceptación social, la reactivación de la industria eólica y la consecución de los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC)”.

Esta hoja de ruta, marcada por el Gobierno de España, no incorpora objetivos concretos para la repotenciación, pero sí para la energía eólica. En este sentido, estima que en el horizonte 2030, España debe contar con una producción renovable que suponga el 81% del total del *mix* energético y con 160 GW de energías renovables. De ellos, 62 GW corresponden a energía eólica. A cierre de 2024 y, según datos de AEE, tenemos 32 GW de potencia eólica instalada en España, que ese año supuso el 23% del *mix* energético. De esta forma, España debe incrementar en gran medida la capacidad eólica actual.



Trabajos de desmantelamiento en el parque eólico de Montes de Cierzo, en Navarra



En este contexto, y tal y como señala el responsable de Repotenciación de Statkraft, “la repotenciación eólica, será clave para incrementar la producción de energía eólica, ya que, en los proyectos de repotenciación de parques, aunque muchos de ellos deben mantener la misma potencia instalada, son capaces de producir más electricidad al contar con máquinas de última tecnología”.

Sin embargo, y a pesar de las ventajas que conlleva la renovación de parques, solo se han llevado a cabo una decena de proyectos de repotenciación en España, lo que supone el 3% de las instalaciones con más de 20 años. Juan Pablo Vicente asegura que uno de los principales retos a los que se enfrenta el sector tiene que ver con la escasa regulación y el proceso de tramitación que se exige a estos proyectos. Y cree que “es necesario contar con una regulación específica en la que se refleje una reducción en los plazos y una tramitación más ágil y eficiente”.

Además –añade–, esta regulación “deberá definir unos criterios más flexibles para la

repotenciación, ya que no se trata de instalar un parque eólico nuevo. En un proyecto de repotenciación ya contamos con una afectación previa por lo que el grado de evaluación no puede ser el mismo –aun siendo conscientes de que con la repotenciación habrá nuevas afectaciones que tendrán que ser correctamente evaluadas–. Debemos tener claro que existe un beneficio ambiental y social al reducir drásticamente el impacto paisajístico de la instalación e incrementar la producción de electricidad limpia”.

Statkraft, empresa de origen noruego y primer productor renovable de Europa, está presente en España desde 2018 y cuenta entre sus objetivos con el despliegue de nuevos proyectos renovables y con impulsar las repotenciaciones eólicas, a medida que vayan cumpliendo años sus parques eólicos en operación. Además, cuenta con proyectos de almacenamiento energético, a través de la instalación de baterías en instalaciones solares y eólicas o en proyectos *stand-alone*.

Juan Pablo Vicente, responsable de Repotenciación Eólica de Statkraft

Más información:
www.statkraft.es



Montaje de palas de los nuevos aerogeneradores.

Montes de Cierzo: la mayor operación de coinversión ciudadana en un proyecto renovable en España

Navarra ha marcado un hito en la transición energética española. Statkraft y Fundeen, plataforma líder en inversión participativa, han completado la mayor operación de coinversión ciudadana asociada a un proyecto renovable en España: 5 millones de euros captados para impulsar una fase del proyecto de repotenciación del parque eólico Montes de Cierzo, ubicado en Tudela y Cintruénigo.

La operación, que ofrecía una rentabilidad estimada del 7% anual y contaba con garantía corporativa, representa un paso decisivo hacia un modelo energético más inclusivo, donde la ciudadanía se convierte en protagonista del desarrollo renovable.

En este caso, dado el tamaño de la financiación, el respaldo de una empresa de referencia como Statkraft y el uso de un modelo de inversión ciudadana orientado a repartir beneficios y reforzar la aceptación social, sitúan este proyecto como un caso de éxito para el mercado nacional de financiación participativa.

Además de acelerar el despliegue renovable, esta operación de coinversión participativa pone en valor la confianza de parte de la ciudadanía en los proyectos energéticos con impacto local. Statkraft, firme en su compromiso con la implicación social, ha diseñado, junto a Fundeen un sistema de financiación escalonada que prioriza a las comunidades más próximas al parque.

Participación local y éxito nacional

De esta manera, de los 253 inversores que han participado, 106 son residentes en la Comunidad Foral de Navarra, quienes han aportado más de 2,7 millones de euros en las fases reservadas exclusivamente a la población local. Esto supone un 54% del total de la inversión, un dato que demuestra la fuerte identificación del territorio con el proyecto y su apuesta por modelos de inversión que generan valor económico, social y ambiental en la región.

La financiación se ha estructurado por fases. Las primeras dos semanas, el acceso era exclusivo para residentes en un radio de 25 kilómetros del parque y dentro de la Comunidad Foral de Navarra; una semana adicional, para el resto de Navarra; y la fase final para el conjunto de usuarios de Fundeen residentes en España.

Tras completar con gran éxito la etapa local, la fase abierta a todos los usuarios de Fundeen se cerró en un tiempo récord: en solo 3 horas y media se suscribió el importe restante hasta alcanzar los 5 millones de euros.

Este ritmo excepcional consolida la operación como la mayor coinversión ciudadana en un proyecto renovable en España, reflejando el interés creciente de los ciudadanos por participar directamente en la transición energética y la confianza del mercado en el proyecto de repotenciación de Montes de Cierzo.



Engie España y la energía eólica: un viento a favor

La energía eólica ha comenzado 2026 como la primera fuente del sistema eléctrico español, reforzando así el avance hacia un mix más limpio y diversificado. Según Red Eléctrica de España (REE), en enero las tecnologías renovables aportaron el 55,7% de la producción eléctrica –el 56,1% si se incorpora la estimación de autoconsumo–, con el viento a la cabeza de la generación renovable: el 31,9% del total, hasta 8.087 GWh y un 7% más que en el mismo mes del año anterior. En este contexto, Engie España afronta 2026 con el objetivo de continuar consolidando su liderazgo en el segmento eólico.

ER

En la misma línea, el 76,4% de la generación del mes procedió de tecnologías que no emiten CO₂ equivalente. Los datos del primer mes del año siguen la tendencia ya establecida. La Asociación Empresarial Eólica (AEE) sitúa a la energía eólica como primera fuente de generación en 2025, con el 24% del total peninsular y 31.679 MW de potencia instalada, capaces de cubrir también el 24% de la demanda anual.

España cuenta con 1.412 parques repartidos en 868 municipios y 22.486 aerogeneradores en operación, que generan más de 59.300 GWh al año. La cadena de valor, de acuerdo con los datos de AEE, incluye 287 centros de fabricación distribuidos en 16 comunidades autónomas y sostiene más de 37.000 empleos, además

de evitar 30,8 millones de toneladas de CO₂ anuales. El año 2024 supuso un punto de inflexión, porque se añadieron 1.186 MW, repartidos en 37 parques con 240 aerogeneradores, casi el doble que en 2023.

En este contexto, Engie España afronta 2026 con el objetivo de continuar consolidando su liderazgo en el segmento eólico, proporcionando contratos estables y una operación eficiente y excelente. Su portafolio nacional actual suma cerca de 3.700 MW, con alrededor de 1.700 MW renovables, de los cuales más de 1.400 MW son específicamente eólicos. Su modelo destaca porque integra todo el ciclo de vida: análisis de recurso y tramitación de permisos, estructuración financiera y participación en el accionariado cuando

es preciso, ingeniería, aprovisionamiento, construcción y puesta en marcha de los parques y de su infraestructura de evacuación, representación en el mercado, gestión de garantías de origen renovables, diseño de PPA corporativos a medida y operación y mantenimiento apoyados en digitalización y mantenimiento predictivo.

■ Engie, impulsora de la energía eólica

Sobre el terreno, esa estrategia se materializa en proyectos en operación recientes y otros que acumulan años aportando energía al sistema. En Cádiz, los parques Cerro Cabello y El Patrón, ubicados en el municipio de Los Barrios, suman 37,2 MW de potencia repartida en seis aerogeneradores. Cuentan con capacidad para producir alrededor de 122 GWh anuales, equivalentes al consumo de unos 37.600 hogares. La evacuación se articula a 220 kV hacia la subestación de El Cañuelo, mediante la subestación Cerro





Cabello 30/220 kV y un transformador de 50 MVA, garantizando la integración en la red de transporte con criterios de calidad y seguridad de suministro. Las estimaciones sitúan las emisiones evitadas en unas 8.368 toneladas de CO₂ al año.

Más al norte, la cartera aragonesa conocida como Proyecto Goya añade escala y madurez operativa al portafolio eólico de Engie. Concretamente, son siete parques ubicados en Azuara, Aguilón y Herrera de los Navarros (Zaragoza) que suman 194 MW con tecnología GE Vernova y operativos desde 2020. La suma de aerogeneradores del proyecto asciende a 52, distribuidos en 7 parques. La relevancia del proyecto trasciende la cifra de potencia, porque Goya fue pionero al combinar la construcción sin subvenciones públicas con un contrato PPA corporativo a 13 años con Engie, un esquema que aporta visibilidad de ingresos y reduce el riesgo de precio. Según los datos difundidos, en 2022 el proyecto evitó 120.762 toneladas de CO₂, con una producción anual equivalente a 40.936 toneladas de petróleo.

También en Aragón se encuentra el proyecto Phoenix, que cuenta con 10 parques eólicos con una potencia total instalada de 343,2 MW. En este caso, Engie participa como accionista, otro ejemplo de la flexibilidad para adaptarse a las necesidades y particularidades de cada caso. La particularidad de Phoenix es que supone la continuidad del camino iniciado con Goya, al ampliar las capacidades eólicas aragonesas a través de tres clústeres: Artigas (40 MW), Jiloca (72,2 MW) y Monlora (230 MW).

El valor de esta aproximación a las comunidades se aprecia en los territorios. En Los Barrios, la construcción movilizó alrededor de 150 empleos directos e impulsó la actividad de proveedores locales; y después, durante la operación y el mantenimiento, se sostienen puestos cualificados y servicios auxiliares que anclan industria. En paralelo, los compromisos de vigilancia continua, seguimiento ambiental y restitución de terrenos al término de los arrendamientos refuerzan la integración de los parques en su entorno. Este vínculo cotidiano con ayuntamientos y comunidades autónomas es coherente con el compromiso que mantiene Engie con las comunidades en las que opera.

En cuando a la dimensión comercial, va a continuar siendo tan fundamental como la técnica. La firma de PPA a medida con clientes industriales, combinada con la gestión de garantías de

origen y la representación en el mercado, permite a Engie ofrecer precios más previsibles y reducir riesgos para ambas partes. Esta arquitectura contractual se apoya en activos que ya están entregando electricidad y en carteras maduras que alimentarán nuevas conexiones. La experiencia en esquemas como el del Proyecto Goya, junto con la aportación de parques como Los Barrios, facilita replicar soluciones de venta a plazo y abastecimiento verde que acompañan los planes de descarbonización de sectores electro intensivos sin perder competitividad.

■ Respaldo ciudadano

El peso que en los últimos años está ganando la energía eólica en el mix energético nacional viene acompañado del apoyo ciudadano. Así lo reflejan los datos recogidos en la encuesta 'La ciudadanía ante el cambio climático', realizada por GAD3. El análisis demoscópico apunta que el 72% de los ciudadanos españoles valora positivamente la energía eólica terrestre, mientras que más de la mitad considera que se debe mantener o acelerar el ritmo actual del desarrollo de energías renovables. El respaldo de la ciudadanía al desarrollo de esta y otras tecnologías renovables está relacionado con la preocupación por el cambio climático, que reconoce el 73% de la población.

De cara a 2026, el foco operativo para continuar impulsando la energía eólica pasa por acelerar conexiones allí donde el recurso y la red lo permiten, sincronizar entradas en servicio con los refuerzos de transporte y distribución y generalizar esquemas contractuales que repartan riesgos entre generadores y compradores. La combinación de activos en operación, carteras en desarrollo y servicios energéticos integrados sitúa a Engie en posición de escalar su contribución en un sistema que arranca el año con mayor peso renovable, una coordinación más exigente entre actores y una industria que necesita certidumbre.

Convertir ese "viento a favor" en energía competitiva, empleo local y reducción efectiva de emisiones es el objetivo que guía su hoja de ruta: operar e integrar mejor y dar más certidumbre a sus clientes.

Más información:

→ www.engie.es



EÓLICA

Los murciélagos, el reto aún invisible de la eólica moderna

La protección de los murciélagos continúa siendo uno de los principales desafíos ambientales para los parques eólicos. Su actividad nocturna, su sensibilidad a las palas en movimiento y el crecimiento del tamaño de los aerogeneradores en más de una década obligan a replantear las medidas de seguimiento y mitigación tradicionales. Administraciones, comunidad científica y operadores coinciden en una idea clave: es necesario pasar de la estimación al dato. Frente a los sistemas basados en paradas genéricas por viento, la detección en tiempo real es una herramienta clave para proteger a los quirópteros sin comprometer innecesariamente la producción energética.

ER

■ El impacto menos visible de la eólica

Una parte relevante del impacto ambiental de la energía eólica se produce de noche y pasa desapercibida para el gran público. A diferencia de las aves, los murciélagos desarrollan su actividad fundamentalmente durante el periodo nocturno, y periodos previos al anochecer y posterior al amanecer. La duración anual de su periodo de actividad varía en función de las condiciones climáticas y ecológicas de cada región. En zonas templadas, muchas especies concentran su actividad en los meses más favorables, habitualmente entre primavera y otoño, mientras que en regiones de clima más benigno pueden mantenerse activas durante todo el año.

Los murciélagos presentan tasas de reproducción muy bajas; en las especies europeas, lo más habitual es que las hembras tengan una única cría al año. Por ello, la incorporación de nuevas fuentes de mortalidad, además de las naturales, puede tener un impacto significativo en sus poblaciones.

Registrar la mortalidad de murciélagos en aerogeneradores no es una tarea sencilla. Su pequeño tamaño y el hecho de que los cadáveres pueden desaparecer rápidamente, por acción de carroñeros o por otros factores ambientales, hacen que no todos los ejempla-

res fallecidos lleguen a detectarse durante las labores de seguimiento.

Por este motivo, el número de individuos encontrados en campo no equivale al número real de muertes. A partir de los ejemplares localizados se aplican factores de corrección que permiten estimar cuántos animales podrían no haber sido detectados. Por ejemplo, la aparición de un único ejemplar puede implicar que el número real sea varias veces superior. No obstante, estas estimaciones se basan en modelos estadísticos y en supuestos sobre la probabilidad de detección y la permanencia de los cadáveres, lo que introduce un grado significativo de incertidumbre en los resultados finales.

Los murciélagos, protegidos por la normativa europea y nacional, se ven afectados por la presencia de aerogeneradores tanto por colisión directa como por barotrauma. Este es provocado por los cambios bruscos de presión generados por las palas en movimiento, y representa una de las principales causas de mortalidad.

En los últimos años, distintos medios de prensa española especializada y generalista han recogido la preocupación creciente de la comunidad científica y de las administraciones autonómicas por la mortalidad de quirópteros en parques eólicos, especialmente en

determinadas zonas y periodos del año. La información publicada coincide en señalar que el problema no es puntual sino estructural, y que se ve agravado por el aumento del tamaño de los aerogeneradores y su diámetro de rotor, además de la ocupación de nuevos emplazamientos eólicos. Lo cual hace que se solape con mayor frecuencia las zonas de giro de las palas y las alturas habituales de vuelo de los murciélagos.

■ Regulación ambiental y límites del curtailment

La respuesta más habitual y aceptada para reducir la mortalidad de murciélagos en parques eólicos ha sido la aplicación de paradas preventivas basadas en variables indirectas, principalmente la velocidad del viento y la temperatura. Por regla general, los quirópteros no suelen volar con vientos fuertes ni con temperaturas muy frías. Estos protocolos, conocidos como blanket curtailment, obligan a detener los aerogeneradores por debajo de determinadas velocidades de viento (y a veces otras variables ambientales como temperatura y humedad o lluvia) durante amplios periodos nocturnos y estacionales. Por ejemplo, mantener los aerogeneradores parados en los periodos de actividad de los murciélagos debajo de 5 m/s de viento y 12°C de temperatura. Este

enfoque permite reducir el número de muertes, siendo en algunos casos una acción efectiva. A estas bajas velocidades de viento las pérdidas de producción son por lo general muy pequeñas, aunque a veces coincidan con horarios en los que la electricidad se paga más cara.

Sin embargo, surge una cuestión relevante en aquellos parques eólicos situados en entornos donde una parte significativa de la actividad de los murciélagos, ya sea de forma general o en especies concretas, se produce a velocidades de viento superiores a los umbrales habituales de parada preventiva. En estos casos, cabe preguntarse si las medidas de mitigación actuales ofrecen un nivel de protección equivalente para todas las especies. Si determinados murciélagos mantienen actividad a velocidades más elevadas, podrían quedar insuficientemente protegidos, lo que a medio y largo plazo podría traducirse en descensos poblacionales de aquellas especies más vulnerables.

Por el contrario, incrementar los umbrales de parada para cubrir también estos casos implicaría detener los aerogeneradores a velocidades de viento considerablemente mayores. En algunos emplazamientos, esto supondría que los aerogeneradores permanecerían inactivos durante gran parte del tiempo, sin producir electricidad hasta que el viento superase esos valores (en algunos parques eólicos estarían entre 7 y 13 m/s). Una medida de este tipo podría comprometer de forma significativa la viabilidad técnica y económica de los proyectos eólicos.

El aumento del tamaño de los aerogeneradores complica la gestión ambiental. A igualdad de umbral de viento, las pérdidas de producción se incrementan y crece la discrepancia entre la velocidad medida en la nacelle y la existente en la zona inferior del rotor, donde se concentra parte del riesgo. Además, el mayor diámetro implica puntas de pala con mayor velocidad lineal y una superficie de barrido más extensa, ampliando el volumen de espacio potencialmente expuesto a colisiones.

Regular un aerogenerador para proteger a los murciélagos basándose únicamente en variables ambientales indirectas, que solo se correlacionan de forma aproximada con su actividad, en lugar de utilizar información sobre su presencia real, es un enfoque claramente poco efectivo. Este tipo de medidas se traduce en largos periodos de parada sin que existan murciélagos en el entorno, generando pérdidas innecesarias de producción renovable.

Además, en determinados parques eólicos, y especialmente en el caso de especies ac-

tivas a velocidades de viento más elevadas, estos umbrales generales resultan insuficientes para protegerlas, salvo que se acepten recortes muy significativos de generación eléctrica.

En este contexto, la solución más efectiva, eficaz y eficiente, un verdadero escenario win-win entre producción renovable y conservación de quirópteros, pasa por sistemas como DTBat®, capaces de actuar en función de la presencia real de murciélagos y no de simples aproximaciones ambientales.

■ DTBat: detección y protección en tiempo real

DTBat es un sistema desarrollado específicamente para gestionar el impacto de los aerogeneradores sobre los murciélagos mediante la detección directa de su actividad. Su comercialización comenzó en 2012 de la mano de Liquen Consultoría Ambiental S.L., el mismo equipo detrás del DTBird®. El sistema se basa en un detector de ultrasonidos instalado en la base del aerogenerador con dos o tres micrófonos capaces de registrar en tiempo real las llamadas acústicas características de los quirópteros. Estos se instalan a varias alturas en la torre y/o en la nacelle, cubriendo las principales zonas de riesgo de colisión según las dimensiones de los aerogeneradores y las alturas de vuelo de las especies que usan la zona.

Evaluación y corrección de la mortalidad

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) en colaboración con la Asociación para el Estudio y la Conservación de los Murciélagos (Secemu) ha abordado de forma explícita esta problemática en su propuesta de directrices para la evaluación y corrección de la mortalidad de quirópteros en parques eólicos.

Estas directrices subrayan la necesidad de realizar un seguimiento específico de la actividad de murciélagos y de aplicar medidas preventivas así como correctoras, adaptadas a cada emplazamiento. El enfoque promovido por el Miteco y Secemu apunta claramente hacia una gestión adaptativa tras el primer año de operación, basada en datos, que permita ajustar las medidas de protección en función del riesgo real y no únicamente de supuestos generales.

- En España las 32 especies de quirópteros que existen están incluidas en el Listado de Especies en Régimen de Protección Especial (Real Decreto 139/2011) y 12 de ellas figuran además en el Catálogo Español de Especies Amenazadas.



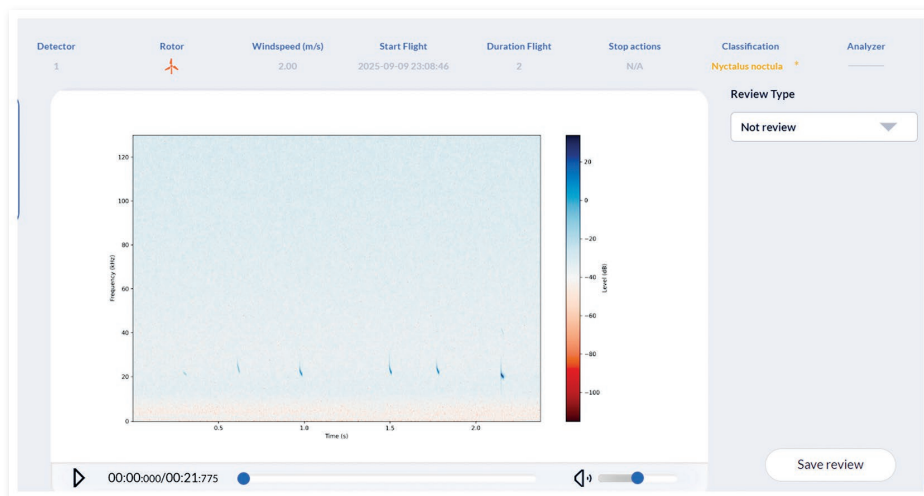
Murciélago ratonero grande. Foto: Roberto Anguita

El sistema en su conjunto capta las llamadas de los murciélagos, junto con otras variables ambientales así como de operación del aerogenerador. El sistema regula la operación del aerogenerador según los umbrales de actividad de murciélagos registrada previamente definidos. Una configuración típica es que la tercera detección de un murciélago en 1 hora lanza una parada que se mantiene activa hasta que pasan 15 minutos sin registros de murciélagos. Las variables ambientales indirectas (temperatura, velocidad del viento, humedad, lluvia) no son necesarias ya que se tiene una medida precisa de la variable objetivo (presencia de murciélagos en zona de riesgo de colisión). Aunque el protocolo de parada se puede incluir como un parámetro más a considerar, en algunos casos se combina la parada en función de la velocidad del viento para vientos bajos, con la parada lanzada por el protocolo de DTBat para vientos más altos.

DTBat ya está operando en parques eólicos, logrando una protección superior al 90% de la actividad de especies como nótulo pequeño (*Nyctalus leisleri*) y murciélago de Nathusius (*Pipistrellus nathusii*), con pérdidas mínimas de producción. Para al-



Uno de los micrófonos de un sistema DTBat instalado en un aerogenerador. Fuente: DTBird.



Visualización de llamada de un nóctulo común en la plataforma NEST. Fuente: DTBird.

canzar esto niveles de protección mediante la limitación de la velocidad de arranque de los aerogeneradores sería necesario prescindir de la producción de electricidad hasta 10 – 12 m/s.

DTBat no es una tecnología experimental. Desde su primera instalación en parques eólicos en 2013, alrededor de 50 sistemas han sido implantados en distintos países europeos tanto en parques de tipología *Onshore* como *Near-Shore*. A lo largo del 2026, será instalado por primera vez en África, en concreto en Djibouti. En estos más de 10 años de comercialización han trabajado con todos los fabricantes de aerogeneradores importantes del

mercado eólico. Desde mediados del 2025, disponen de especificaciones técnicas actualizadas del sistema disponibles en inglés y en español en su web.

■ ¿Por qué ahora?

El aumento del tamaño de los aerogeneradores, la mejora de *hardware* de detección de murciélagos, y el desarrollo de la IA se han combinado haciendo que esta tecnología disponible desde 2012 haya encontrado el momento en que tiene más sentido su uso, aumentando la protección de los murciélagos sin comprometer la generación de energía.

Además del potencial mayor impacto de los aerogeneradores de gran tamaño, ya explicado, en los últimos años los detectores de ultrasonidos (y, en particular, sus micrófonos) han mejorado notablemente su resistencia a las duras condiciones ambientales de los parques eólicos, tanto terrestres como marinos. A ello se suma la posibilidad de control remoto y de ajuste de sensibilidad en remoto, lo que ha elevado de forma clara la calidad y continuidad del monitoreo.

Sin embargo, el salto decisivo lo ha aportado la inteligencia artificial. El sistema DT-Bat incorpora clasificación automática de especies en tiempo real, de modo que en cada aerogenerador se generan decenas de miles de registros identificados a nivel de especie, junto con metadatos operativos: día y hora, velocidad del viento, estado del rotor, y otros parámetros relevantes.

Este volumen y granularidad de información permite realizar análisis especialmente valiosos: desde diseñar protocolos de parada específicas por especie, hasta evaluar con precisión los tiempos de parada activados por el sistema. En conjunto, facilita ajustar y aplicar protocolos de parada óptimos para cada parque eólico, maximizando la eficacia de la mitigación y reduciendo paradas innecesarias.

■ NEST

NEST es la plataforma *online* de acceso a todos los registros, sonogramas y datos de cada unidad DTBat. Dentro de sus características se incluyen algunas muy innovadoras: aparte de visualizar los sonogramas, se pueden escuchar, y por supuesto los expertos que no estén de acuerdo con la clasificación automática pueden editar los datos. Este enfoque aporta transparencia y trazabilidad al proceso de identificación.

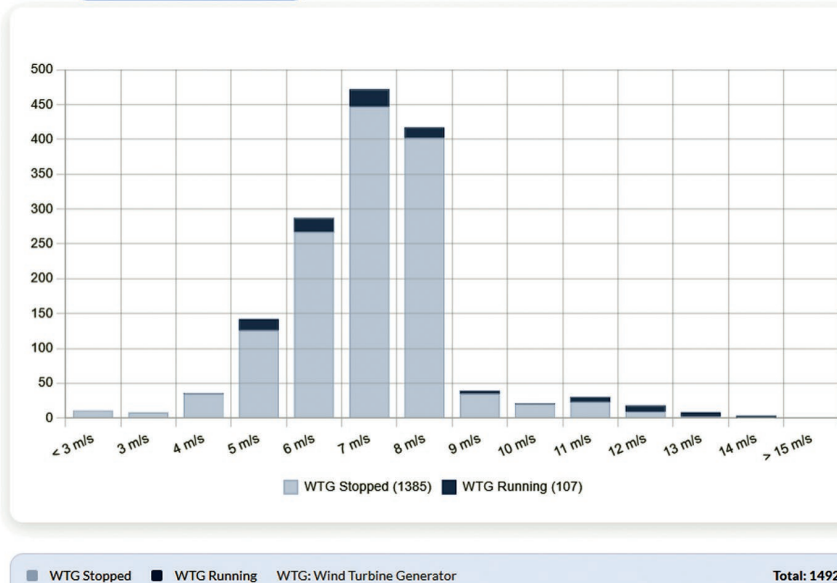
Cada registro incluye información contextual relevante: hora exacta de detección, velocidad del viento en el momento del evento, estado operativo del rotor y, cuando procede, la acción de parada asociada. La plataforma permite así correlacionar actividad acústica y respuesta operativa del aerogenerador. Los datos pueden visualizarse en tiempo real y

Plataforma NEST

- Acceso web 24/7 a registros y sonogramas
- Filtrado por parque, aerogenerador y periodo
- Clasificación automática por IA con validación experta
- Integración de datos operativos (viento, rotor, hora)
- Registro de paradas asociadas a cada evento
- Exportación para informes ambientales

3.5. Wind Speed Distribution (Total species: 16)

Species: **Eptesicus serotinus**



Gráfica de la plataforma online de DTBat NEST con la distribución de la actividad de la especie murciélago hortelano en función de la velocidad del viento y el alto nivel de protección proporcionado por DTBat incluso hasta 12 m/s. En gris claro la actividad de murciélagos con el aerogenerador parado y en gris oscuro la actividad registrada con el aerogenerador en operación. Fuente: DTBird.

Eventos del sector eólico

DTBird estará presente en las siguientes ferias y eventos del sector eólico:

- Francia. FOWT 2026. Marzo 24-26
- España. WindEurope Madrid 2026. Abril 21-23
- Alemania. WindEnergy Hamburg. Septiembre 22-25

exportarse para su integración en informes de seguimiento ambiental o para su revisión por parte de la administración. No es necesario esperar al final de la campaña de toma de datos para generar un informe ambiental ni ir a campo a extraer una tarjeta SD externa, siendo estas dos situaciones más propias de un *datalogger* genérico.

La empresa se encuentra desarrollando más prestaciones de analítica para su plataforma *online* NEST así como el despliegue de un modelo DTBat autónomo. Su aplicación sería para realizar estudios ambientales de pre-construcción, con un *hardware* más simplificado y contando con las mismas prestaciones del DTBat.

Más información:
www.dtbird.com

dtbird® dtbat

AUTOMATIC & REAL-TIME PROTECTION

New Hardware
models & AI
Detection Software

**Tomorrow's wind.
Today's
protection.**



WORLDWIDE BIRD & BAT PROTECTION SINCE 2009

› +500 Installations in 17 countries › On&Offshore › Contact us at info@dtbird.com



EÓLICA

Rumbo a ExpoFimer 2026

El mantenimiento como infraestructura invisible de la transición energética

Los próximos 10 y 11 de junio, Sevilla se convertirá en punto de encuentro estratégico para el sector de operación y mantenimiento renovable. ExpoFimer 2026 celebrará su nueva edición en el Meliá Lebreros, con las opciones de exposición y patrocinio ya disponibles para las empresas que quieran posicionarse en el corazón técnico de la transición energética. Pero este año ExpoFimer no es solo una cita sectorial. Es el reflejo de una nueva etapa.

Elisa Manero*

■ Nueva etapa de AEMER: del crecimiento a la consolidación técnica

La Asociación de Empresas de Mantenimiento de Energías Renovables (AEMER) inicia un ciclo marcado por la madurez del mercado. Tras años de fuerte expansión en potencia instalada, el foco se desplaza hacia un elemento menos visible y de larga duración, pero decisivo: la excelencia operativa.

El despliegue masivo de parques eólicos y plantas fotovoltaicas en la última década ha transformado el mapa energético europeo. Sin embargo, la verdadera garantía de la transición no reside únicamente en la instalación de nueva capacidad, sino en su disponibilidad real, su vida útil extendida y su rendimiento optimizado. Hablar de mantenimiento ya no es hablar de soporte de los activos. Es hablar de infraestructura crítica.

En este contexto, ExpoFimer se consolida como el foro técnico especializado donde fabricantes, utilities, operadores independientes, proveedores tecnológicos y empresas de servicios dialogan sobre el presente y el futuro de la O&M renovable.

■ ¿Por qué ahora? El momento del mantenimiento

Europa avanza hacia objetivos cada vez más ambiciosos de descarbonización. Pero el sistema eléctrico ya no es el mismo que hace diez años:

- Los parques envejecen, con el potencial riesgo del incremento de fallos
- La operación técnica de los sistemas eléctricos es un desafío
- La hibridación multiplica la complejidad operativa por la integración de tecnologías con diverso grado de complejidad y el control coordinado
- El almacenamiento introduce nuevas variables técnicas y económicas
- La presión regulatoria y financiera exige trazabilidad y datos

El mantenimiento se convierte así en el elemento que conecta tres dimensiones críticas:

1. Seguridad y continuidad operativa
2. Rentabilidad de los activos
3. Credibilidad de la transición energética

Sin mantenimiento especializado, no hay transición sostenible. Y precisamente para dotar al sector de métricas, evidencia y visión estratégica nace uno de los proyectos clave de esta nueva etapa.

■ Lanzamiento del Observatorio de O&M Renovable

En noviembre de este 2026 se presentará oficialmente el Observatorio de Operación y Mantenimiento Renovable, una herramienta sectorial destinada a recopilar y analizar indicadores técnicos y estratégicos en cinco grandes bloques de actuación y que pretende tener actualización anual. El objetivo es doble:

- Generar información rigurosa y comparable
- Convertir los datos en palanca de mejora estructural

A continuación, un resumen técnico del estado actual de cada área.

1. Empleo y Talento: el cuello de botella estructural

El crecimiento acelerado del parque renovable ha generado una demanda intensa de perfiles técnicos especializados: técnicos de mantenimiento eólico, especialistas en alta tensión, expertos en SCADA, ingenieros de fiabilidad, técnicos en almacenamiento.

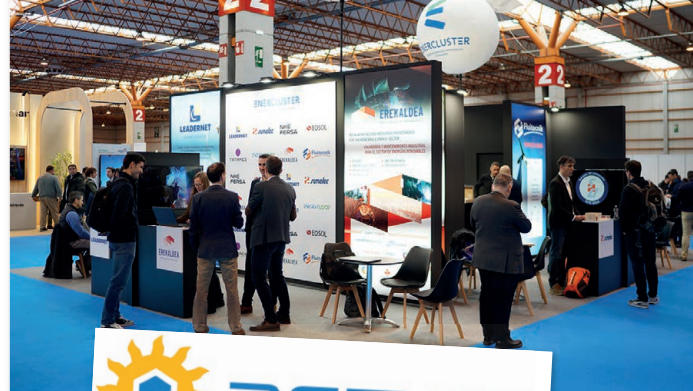
Sin embargo, el mercado laboral presenta tensiones evidentes:

- Déficit de profesionales cualificados
- Alta rotación en determinadas posiciones
- Desalineación entre formación reglada y necesidades reales de campo
- Exigencia creciente en certificaciones técnicas y de seguridad

El Observatorio incorporará indicadores como:

- Ratio técnico por MW instalado
- Tasa de rotación anual
- Brecha formativa identificada por tecnología
- Evolución salarial en perfiles críticos

Garantizar talento no es una cuestión reputacional, sino operativa: la disponibilidad técnica depende directamente de la cualificación y estabilidad de los equipos.



2. Prevención de Riesgos Laborales: seguridad en entornos de alta exigencia

La operación y mantenimiento renovable se desarrolla en entornos técnicamente complejos:

- Trabajos en altura en aerogeneradores
- Maniobras en centros de transformación
- Intervenciones en sistemas energizados
- Operaciones en condiciones meteorológicas variables y rigurosas

El sector ha avanzado notablemente en cultura preventiva, pero enfrenta nuevos retos derivados de:

- Parques envejecidos
- Externalización de servicios
- Hibridación tecnológica
- Incremento de intervenciones correctivas en activos fuera de garantía

El Observatorio analizará variables como:

- Índices de frecuencia y gravedad
- Tipología de incidentes
- Formación preventiva específica por tecnología
- Integración de digitalización en seguridad operativa

La transición energética debe ser, ante todo, una transición segura.

3. Calidad y Sostenibilidad: más allá de la disponibilidad

Durante años, el principal KPI ha sido la disponibilidad técnica. Hoy el enfoque se amplía hacia:

- Vida útil extendida
- Optimización de repuestos
- Gestión de residuos y componentes
- Economía circular aplicada al O&M
- Reducción de huella operativa

El envejecimiento de parques eólicos y solares obliga a estrategias de:

- Retrofit tecnológico
- Repotenciación selectiva
- Análisis de fatiga estructural
- Gestión predictiva basada en datos históricos

El Observatorio integrará indicadores relacionados con:

- Vida media de componentes críticos
- Índices de fallo por tecnología
- Coste de mantenimiento por MW
- Estrategias de circularidad implementadas

El mantenimiento es también una herramienta de sostenibilidad.

4. Innovación y Tecnología: del correctivo al predictivo inteligente

La digitalización redefine el O&M:

- Monitorización avanzada

- Analítica predictiva
- Gemelos digitales
- Inspección con drones
- Termografía avanzada
- Inteligencia artificial aplicada a detección de anomalías

Sin embargo, la adopción tecnológica presenta asimetrías:

- Diferencias entre grandes operadores y pequeños propietarios
- Retorno de inversión aún en evaluación en ciertos casos
- Necesidad de interoperabilidad entre sistemas

El Observatorio permitirá mapear:

- Grado de digitalización por tipología de activo
- Nivel de implantación de mantenimiento predictivo
- Inversión tecnológica media por MW
- Impacto en reducción de fallos y tiempos de parada

La tecnología ya no es opcional. Es el lenguaje operativo del nuevo sistema energético.

5. Nuevos entornos de operación: hibridación y almacenamiento

El sistema eléctrico evoluciona hacia configuraciones híbridas:

- Eólica + fotovoltaica
- Renovables + almacenamiento
- Integración con sistemas de gestión avanzada

Esto implica nuevos desafíos técnicos:

- Coordinación de curvas de generación
- Gestión térmica y ciclos en baterías
- Nuevos protocolos de operación
- Mantenimiento de sistemas de conversión y electrónica de potencia

La hibridación aumenta la eficiencia del uso de la red, pero multiplica la complejidad del mantenimiento.

En este ámbito, el Observatorio incorporará indicadores sobre:

- Potencia híbrida instalada
- Incidencias asociadas a integración tecnológica
- Coste operativo en sistemas híbridos frente a activos monoteconología
- Evolución del mantenimiento en almacenamiento energético

Estamos ante un cambio de paradigma operativo.

Estos cinco ámbitos estratégicos no se abordarán desde una perspectiva declarativa, sino a través de mesas técnicas sectoriales estructuradas, integradas por empresas asociadas, expertos operativos y perfiles especializados en cada disciplina. Espacios de trabajo estables, orientados a la generación

de propuestas concretas, indicadores verificables y posicionamientos técnicos rigurosos que permitan trasladar al conjunto del sector conclusiones aplicables y medibles.

■ ExpoFimer 2026: el punto de encuentro técnico

ExpoFimer no es una feria generalista. Es un espacio especializado donde se habla de:

- Estrategias de fiabilidad
- Casuística técnica real
- Gestión avanzada de activos
- Experiencia de campo
- Innovación aplicada a la operación

La elección de Sevilla como sede en el Hotel Meliá Lebreros refuerza el carácter estratégico del evento en un territorio clave para el desarrollo renovable en España.

Las empresas interesadas ya pueden acceder a:

- Espacios de exposición
- Modalidades de patrocinio
- Participación en mesas técnicas y presentaciones sectoriales

Pero más allá de la agenda y el *networking*, ExpoFimer representa algo más profundo: la consolidación de una cultura técnica del mantenimiento como eje vertebrador del sistema energético. Durante años hablamos de instalar; ahora debemos hablar de sostener, optimizar y anticipar.

La transición energética no se mide únicamente en potencia conectada a red, sino en capacidad mantenida en el tiempo con criterios de seguridad, eficiencia y sostenibilidad económica. Cada aerogenerador que supera su vida de diseño, cada planta que mejora su curva de rendimiento, cada sistema híbrido que opera con estabilidad, es el resultado de decisiones técnicas bien fundamentadas.

En Sevilla no solo se compartirán soluciones. Se compartirá visión. Porque la verdadera madurez del sector renovable no llegará cuando instalemos más, sino cuando demostremos que sabemos cuidar, gestionar y perfeccionar lo ya construido. Y ese es, precisamente, el rumbo que marca ExpoFimer 2026.

***Elisa Manero es presidenta de AEMER**

Más información:

→ www.expofimer.es

→ www.aemer.org



Europa, hacia una transición energética impulsada por el rendimiento

Europa continúa desplegando renovables a gran velocidad, y las cifras lo demuestran. El último informe anual de Wind Europe apunta a 45.000 millones de euros invertidos el año pasado en nuevos proyectos eólicos, financiando el desarrollo de 21 GW de nueva capacidad en los próximos años. Con la eólica terrestre representando el 90% de todas las nuevas instalaciones previstas para 2025, la región sumó 17,2 GW en un solo año, marcando un nuevo récord.

ER

El ritmo de desarrollo continúa siendo fuerte. Sin embargo, a medida que el mercado escala y las carteras crecen, el éxito ya no se mide solo por la capacidad instalada, sino por cómo rinden esos activos de forma constante y eficaz a lo largo del tiempo.

Este cambio de enfoque está siendo impulsado por restricciones del mundo real. Los cuellos de botella en la conexión a red ralentizan nuevos proyectos, mientras que la restricción y la intermitencia comienzan a plantear desafíos económicos y de percepción pública. En este escenario, el rendimiento es crítico: cada megavatio conectado debe aportar el máximo valor, de la manera más fiable y predecible posible.

Aquí es donde el crecimiento de los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) cobra especial relevancia. El almacenamiento ayuda a gestionar la intermitencia, mitiga los efectos de la restricción y refuerza la estabilidad de la red, fortaleciendo tanto la rentabilidad de los proyectos como la experiencia global del sistema.

En este contexto, la compañía independiente RES ha superado los 3 GW de energía solar y BESS bajo contratos de operación y mantenimiento (O&M) en el norte de Eu-

ropa, contribuyendo a una cartera regional de servicios de 4 GW entre eólica, solar y almacenamiento. Este hito refleja un fuerte avance comercial y evidencia una evolución amplia en el mercado: la excelencia operativa se está convirtiendo en un motor clave del crecimiento.

■ El rendimiento como motor de crecimiento

“El sector de las renovables ha entrado en lo que yo llamaría la fase impulsada por el rendimiento –afirma Juan Gutiérrez, CEO de Servicios en RES–. Durante años, el principal desafío fue el despliegue: escalar



tecnología, asegurar capital y construir cadenas de suministro. Eso sigue siendo fundamental. Pero hoy, los activos que ofrecen un rendimiento excepcional están demostrando el valor a largo plazo de las renovables, desbloqueando una nueva generación de proyectos al reforzar la confianza en su retorno. Y el rendimiento no ocurre por casualidad: es el resultado de un mantenimiento constante, prácticas operativas sólidas y una mentalidad a largo plazo”.

En Reino Unido, Irlanda, Alemania, Polonia, Noruega y Suecia, las carteras están creciendo rápidamente. La energía solar y el almacenamiento son los principales impulsores de ese crecimiento, con RES gestionando 3,4 GW de estas tecnologías bajo O&M solo en el norte de Europa. A escala global, la compañía gestiona ya más de 45 GW de activos renovables.

Gutiérrez insiste en que la escala genera conocimiento, y el conocimiento genera valor:

“La escala te da datos, y los datos te dan conocimiento. Cuando gestionas gigavatios en múltiples tecnologías y mercados, desarrollas la capacidad de reconocer patrones: entiendes las palancas de optimización, los factores que impulsan el rendimiento y las particularidades regulatorias. Y cuando combinas ese conocimiento con unas bases sólidas de operación y mantenimiento, gestión de activos y herramientas digitales avanzadas, puedes anticiparte a los problemas y mantener los activos funcionando con seguridad y fiabilidad durante toda su vida útil”.

■ El almacenamiento refuerza el atractivo inversor

El auge del almacenamiento en baterías está fortaleciendo aún más el papel del rendimiento en el crecimiento del mercado. El almacenamiento complementa la generación eólica y solar, permitiendo sistemas más flexibles y con mayor capacidad de respuesta. Con su implantación acelerándose, los activos BESS bien gestionados están mostrando cómo las renovables pueden aportar valor comercial constante al tiempo que respaldan la eficacia y flexibilidad del sistema eléctrico.

“Las baterías aportan nuevas dimensiones a las carteras renovables”, afirma Gutiérrez. “El rendimiento se mide en milisegundos, y el valor depende de la inteligencia con la que se operen los activos en el mercado. Esto exige una combinación de experiencia operativa profunda y optimización digital. Cuando el almacenamiento se gestiona de forma proactiva, con un enfoque en la fiabilidad a largo plazo, refuerza el argumento inversor para las renovables”.

Ejemplos recientes en Reino Unido muestran la escala y sofisticación de esta ten-



dencia, como la gestión de activos del proyecto BESS Coalburn (500 MW / 1 GWh), una de las mayores instalaciones de Europa, y el servicio de O&M del parque solar Cleve Hill (373 MW). Renovaciones como el acuerdo de cinco años con TRIG demuestran la creciente confianza de los inversores en proveedores independientes con experiencia multitecnología.

La hibridación también avanza con rapidez: eólica, solar y almacenamiento co-localizados. “Optimizar estos sitios híbridos mejora significativamente el valor de los activos y demuestra cómo las carteras integradas pueden ofrecer un rendimiento fuerte y estable”, añade Juan Gutiérrez.

■ Digitalización como base del valor a largo plazo

La digitalización se ha convertido en un pilar clave para mantener altos niveles de rendimiento y fiabilidad. Monitorización avanzada, analítica predictiva y optimización basada en datos permiten maximizar la disponibilidad, extender la vida útil y mejorar los resultados comerciales. En 2024, RES formalizó su negocio de soluciones digitales, integrando monitorización remota, análisis predictivo y optimización del rendimiento.

“La gestión de activos basada en datos nos permite mejorar el rendimiento, prolongar la vida de los componentes y optimizar estrategias operativas —señala Juan Gutiérrez—. A menudo detectamos señales tempranas que, si se ignoran, pueden convertirse en problemas graves. Actuar antes de tiempo protege a las personas y al sistema. Por eso el mantenimiento no es un coste: es una inver-

Hill of Towie, en Escocia. En la página anterior, el parque, también escocés, de Freasdale. Fotos: Keith Arkins

sión en seguridad, fiabilidad y rendimiento a largo plazo”.

Este enfoque se complementa con un modelo de independencia que está ganando peso en el mercado, donde los proveedores independientes están logrando protagonismo junto a los modelos liderados por fabricantes. En este contexto, RES mantiene su segundo puesto en el ranking global de O&M fotovoltaico de Wood Mackenzie y sigue siendo el proveedor independiente con mayor alcance geográfico.

“La independencia favorece la alineación a largo plazo con propietarios e inversores. Cuando el rendimiento operativo es sólido, se genera confianza y se facilita la expansión continua”, afirma Gutiérrez.

Todo ello está impulsando la próxima ola de desarrollo en Europa. El continente ya ha demostrado su capacidad para desplegar renovables a escala. Ahora, el rendimiento estable y consistente está reforzando el caso inversor para la nueva generación de proyectos.

En el norte de Europa, donde electrificación, hibridación y almacenamiento avanzan rápidamente, las carteras bien gestionadas están asegurando valor a largo plazo y habilitando una expansión sostenida.

Cada vez más, queda claro que la excelencia operativa y el desarrollo avanzan de la mano.

Más información:

→ www.res-group.com/es

Repowering parcial: una alternativa para afrontar los retos del sector eólico

En España, entre los años 2000 y 2010 se instalaron un total de 20 GW de nueva potencia eólica, que representan algo más del 15% de la potencia eléctrica instalada actualmente. Se inició así el gran boom de la eólica que se produjo igualmente en otros países desarrollados como Alemania, con otros 20 GW, o EEUU, donde se alcanzaron más de 30 GW en el mismo período. Los aerogeneradores de esta generación cuentan con potencias unitarias de entre 1,5 a 3 MW aproximadamente y una altura de buje considerable, que les permite captar buenos vientos en la mayoría de los emplazamientos, a menos que los perfiles de viento en altura sean muy pronunciados.

Rosario Arroyo, Mikel Belza y Erika Martínez*

Los aerogeneradores de estas instalaciones están alcanzando ya el final de su vida de diseño y aunque las técnicas de alargamiento de vida han avanzado muchísimo y se cuida el buen mantenimiento de las máquinas, el final de su vida económica es muy cercano. Al boom de nuevos parques de la primera década del siglo, seguirá en los próximos años un boom de repotenciaci3nes de esas mismas instalaciones.

Dados los actuales problemas para encontrar nuevos emplazamientos, tanto por el rechazo social, por la falta de puntos de conexi3n, por protecci3n ambiental o por carencia del recurso e3lico suficiente, un emplazamiento en funcionamiento y con conexi3n a la red es un bien que hay que preservar y explotar adecuadamente.

El modelo actual de repotenciaci3n implica sustituir los aerogeneradores antiguos por otros nuevos de mayor potencia unitaria, aunque sin incrementar la potencia global del parque, restaurando el terreno ocupado por las anteriores posiciones y desmontando, no solo los antiguos aerogeneradores, incluidas sus cimentaciones, y achatarrando los equipos desinstalados, sino tambi3n todas las infraestructuras internas vinculadas con el n3mero

y posiciones concretas de las antiguas máquinas, ya que dichas infraestructuras dejan de ser adecuadas al variar el posicionamiento de las turbinas. Tras ello, se debe tramitar un nuevo parque, desde todos los puntos de vista, incluidos, por ejemplo, los permisos ambientales y la utilidad pública (si la hubiere) e iniciar la nueva construcci3n como si de un parque nuevo se tratara. Implica un largo proceso: la instalaci3n permanecería fuera de servicio, como mínimo, entre dos y dos años y medio. En términos agregados, esa indisponibilidad equivaldría a retirar temporalmente el 15% de la potencia eléctrica instalada del sistema eléctrico español.

Tanto el desmantelamiento de las antiguas instalaciones como la construcci3n de las nuevas, implica un proceso complejo con grandes movimientos de tierras o importante generaci3n de residuos con sus correspondientes transportes hasta los lugares de tratamiento final de los mismos, a menudo alejados de su ubicaci3n original. A las emisiones de CO₂ producidas en el desmantelamiento y, posteriormente, en la nueva construcci3n, se unen las emisiones del ciclo de vida de las nuevas turbinas. Todo ello implica un impacto ambiental muy importante

y la suspensi3n de todas las actividades que se compatibilizaban con la producci3n eólica en el emplazamiento.

A ello se suma la necesidad de una inversi3n total de unos 30.000 M€ para completar la sustituci3n de todos los equipos, en un momento en que la rentabilidad de la energí3 eólica está en entredicho y parece inferior a otras tecnologí3s renovables. Este aspecto es muy tenido en cuenta por las entidades financieras que, con seguridad, impondrán condiciones más estrictas y nuevas exigencias para facilitar los recursos económicos necesarios para esta gran etapa de inversi3n.

■ Racionalizar el repowering

Ante este panorama, ciertamente complejo, surge la pregunta de si no existen modelos diferentes para racionalizar este proceso de repowering. En países con retos similares como EE. UU., Alemania y España están surgiendo modelos alternativos denominados repowering parcial o repowering without rebuilding, que buscan dar una segunda vida a los emplazamientos minimizando impactos ambientales y aplicando principios de economí3 circular. De este modo se consiguen parques eólicos modernos, de alta

disponibilidad y producción sin necesidad de cambiar la posición o aumentar la altura de las torres, preparados para otros 20 o 25 años de vida. Se conserva la configuración básica de las turbinas, haciendo el parque económicamente competitivo con otras tecnologías renovables, tanto en OPEX como en CAPEX.

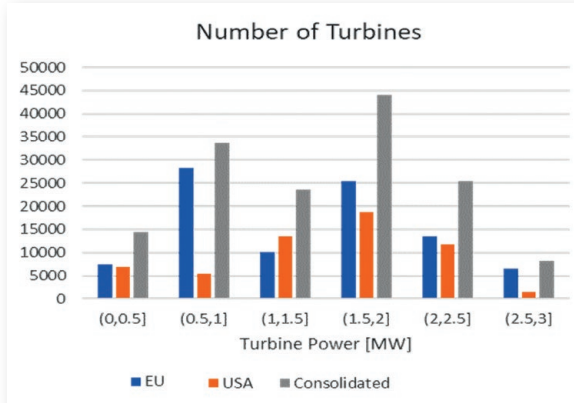
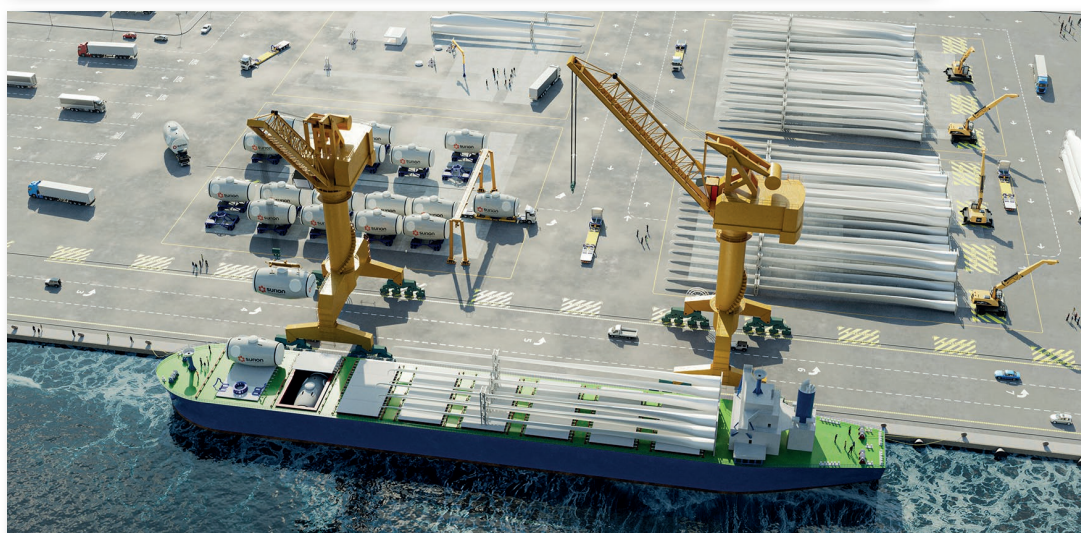
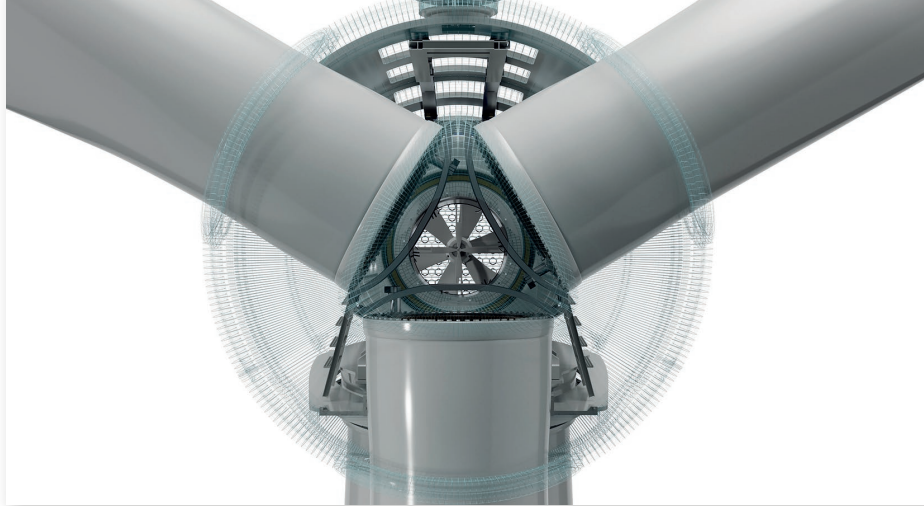
Los estudios de alargamiento de vida han demostrado que, con un buen mantenimiento y mínimas actuaciones correctivas, las torres y las cimentaciones de los actuales aerogeneradores pueden soportar sin dificultad un nuevo ciclo de vida. Si las posiciones de los actuales aerogeneradores se respetan, también se puede reutilizar en esta segunda vida los viales o las redes internas de los parques y, por supuesto, la subestación del emplazamiento. Por tanto, ¿por qué no cambiar exclusivamente la góndola, sus internos y las palas de las máquinas?

Esta alternativa implica la práctica eliminación de un nuevo permitting en general, y de un nuevo estudio de impacto ambiental, en particular, ya que la configuración de la máquina no cambiaría. También elimina la necesidad de nuevas obras y movimiento de tierras, de transportes complejos de nuevos aerogeneradores de grandes dimensiones para las que muchas infraestructuras públicas no están preparadas, reduciendo de forma considerable la generación y transporte de residuos.

■ Gran mantenimiento, máquina a máquina

Gracias a los avances tecnológicos de las últimas tres décadas –especialmente en el diseño del tren de potencia, en la optimización del aprovechamiento del recurso eólico y en el mantenimiento predictivo mediante IA, que aumenta la disponibilidad– es posible obtener producciones comparables a las de aerogeneradores con mayor altura de buje, sobre todo en emplazamientos con bajo gradiente vertical de viento, sin necesidad de aumentar la potencia nominal de las máquinas. Y hay que remarcar que los aerogeneradores de los que hablamos son ya de unas potencias unitarias relevantes, no aquellas máquinas pioneras e instaladas en los años 90 del pasado siglo de pocos cientos de kW y alturas de buje del entorno de 40 metros.

Volviendo al modelo de *repowering* parcial o *repowering without rebuilding*, todo el proceso de sustitución se puede realizar como un gran mantenimiento, máquina a máquina y manteniendo las turbinas que no se estén renovando o las ya renovadas en funcionamiento simultáneo con los trabajos en otras máquinas. Por ello, el parque estaría disponible para el sistema eléctrico y vertiendo energía a la red, aportando su producción



Arriba, vista frontal del rotor de un aerogenerador e imagen de logística industrial, con el transporte marítimo de turbinas y palas. En el gráfico de la izquierda se representa el número de turbinas instaladas según su potencia

para cubrir la demanda y, al mismo tiempo, obteniendo los ingresos propios de dicha venta que reducirían el esfuerzo financiero de la sustitución de equipos.

El efecto final de este nuevo modelo es un ahorro del CAPEX del entorno de un 50%, lo que permitiría reducir el ciclo inversor a unos 15.000 M€, disminuyendo de forma considerable el desembolso de capital requerido, haciéndolo mucho más asequible para las empresas y propietarios de parques eólicos.

Este nuevo modelo de repotenciación está ya en sus últimas fases de desarrollo y listo para salir al mercado durante este nuevo ciclo inversor. Con ello, los propietarios que se deben enfrentar a la posible repotenciación de su instalación en un momento, tal vez, no idóneo económicamente, encontrarán una alternativa viable para su parque y contarán con más opciones para lograr que ese valioso

activo que constituye el emplazamiento eólico en sí y su conexión a la red, tenga una nueva vida económicamente viable, basada en la economía circular y el respeto al medio ambiente.

En suma, el *repowering without rebuilding* ofrece a propietarios y gestores una opción flexible y sostenible para afrontar la renovación de sus parques: menor coste y residuo, mayor disponibilidad y mejores opciones de financiación, sin nueva tramitación administrativa, manteniendo la infraestructura y la conexión a red. En próximas publicaciones detallaremos ejemplos y las soluciones tecnológicas españolas que permiten hacerlo realidad.

**Rosario Arroyo es consejera en Surion Wind Systems, Mikel Belza es responsable de Diseño e IA en la compañía y Erika Martínez es experta en Comunicación*

Más información:
www.surionwind.com



De 20 días a 2: reduciendo los tiempos de conexión para la eólica flotante

El sistema de conexión rápida de X1 Wind, que se desplegará en el proyecto precomercial NextFloat, permite reducir el tiempo de las operaciones de conexión y desconexión de la plataforma a un solo día.

ER

La transición de la eólica marina flotante a la escala comercial requiere una reducción drástica del Capex y del Opex de los proyectos, incluyendo lo asociado a las estrategias de instalación y mantenimiento. España ha liderado esta evolución a través del Proyecto PivotBuoy®, donde la plataforma X30, instalada en Canarias en 2022, se convirtió en la primera TLP funcional del mundo en exportar energía y en el primer prototipo flotante de España en volcar electricidad a la red mediante un cable submarino.

■ El desafío de la instalación y mantenimiento en la eólica flotante

La instalación de parques eólicos marinos flotantes ha sido un reto para la industria desde que se pusieron en marcha las primeras

iniciativas pioneras, como Hywind Demo y WindFloat 1. A estos proyectos les siguieron los primeros parques precomerciales en la segunda mitad de la última década que demostraron que el reto de una instalación rápida y eficiente, con barcos disponibles en puertos locales, aún no está resuelto.

Además, a medida que los parques precomerciales como Kincardine e Hywind Scotland alcanzan etapas operativas avanzadas, han dejado al descubierto los retos técnicos y económicos de los grandes correctivos, que son lógicos en la introducción de nuevas tecnologías, y que los procedimientos de remolque a puerto (*tow-to-port*) son necesarios, al menos de momento. Estas experiencias han señalado una necesidad clara de soluciones más ágiles y rentables. Actualmente, la industria se enfrenta a importantes cuellos de botella:

- Las operaciones de conexión y desconexión actuales no se pueden realizar con embarcaciones locales, requiriendo la movilización de embarcaciones especializadas (con el correspondiente alto coste y tiempo de espera).

- Las duraciones de la primera conexión al sistema de amarre durante la fase final de la instalación suelen oscilar entre 3 y 7 días.

- La conexión y desconexión de las líneas de amarre y el cable eléctrico para el remolque a puerto puede requerir entre 8 y 17 días.

- El tiempo de inactividad total durante los grandes correctivos pueden superar los dos meses.

X1 Wind ha llevado a cabo una intensa labor de I+D para evaluar las lecciones aprendidas de estos proyectos iniciales y desarrollar componentes y metodologías que alivien estos cuellos de botella.

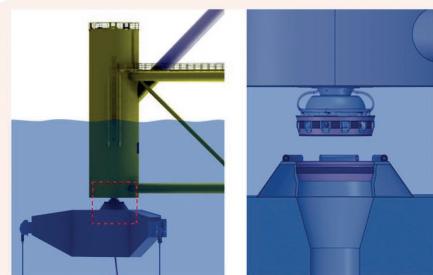
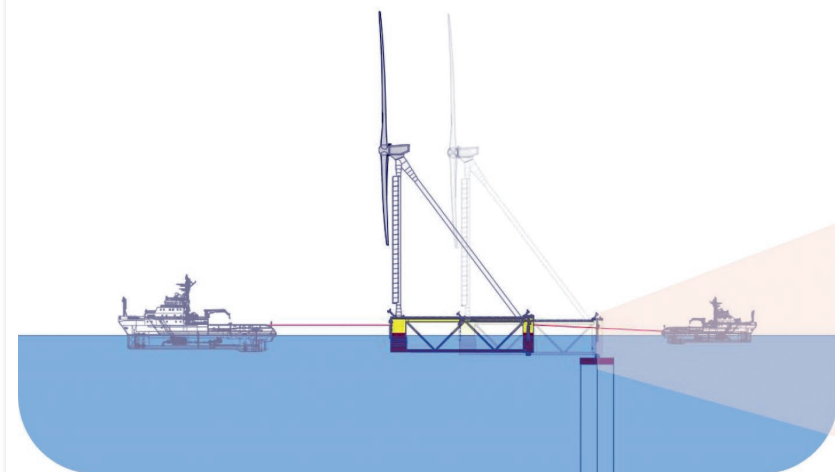
■ El Sistema de Conector Rápido (Quick-Connector)

La pieza central de esta innovación es el Sistema de Conector Rápido (Quick Connector System), que permite la conexión o desconexión de la plataforma flotante en solo un día.

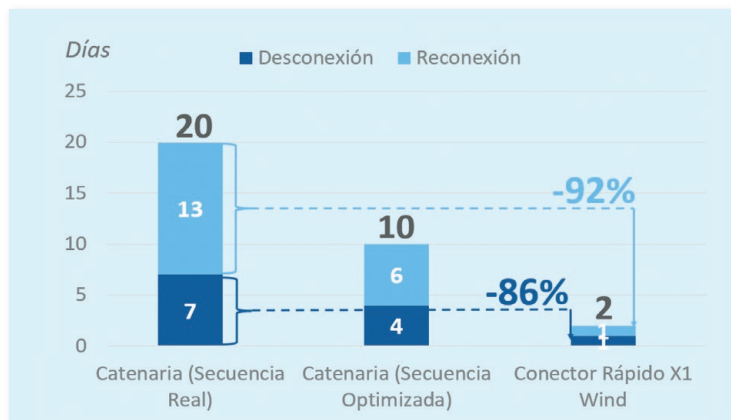
Este avance reduce drásticamente los tiempos de operación actuales, recortando las duraciones de conexión y desconexión en más de un 80% y estableciendo un nuevo referente de eficiencia en el sector.

Plataforma eólica flotante X30 de X1 Wind siendo remolcada al emplazamiento en las Islas Canarias





Arriba, sistema de Conector Rápido de X1 Wind (Quick Connector System). A la derecha, impacto del Sistema de Conexión Rápida en los tiempos de tow-to-port y reconexión frente al proyecto eólico marino Kincardine



X1 Wind probó sus metodologías operativas mediante simulaciones en Orcaflex, con modelos validados con datos reales del prototipo X30 a escala 1:3 desarrollado en el proyecto PivotBuoy y de múltiples campañas en tanques de olas. Este proceso permitió rediseñar los componentes para simplificar las operaciones *offshore* en todo el ciclo de vida de la plataforma.

Además, se fabricó y ensambló una versión a escala real del conector rápido, el cual se sometió a rigurosas pruebas de carga extrema (ULS) y fatiga (FLS). Los resultados probaron la conexión y desconexión rápida sin problemas, incluso con una desalineación de hasta 5°. A su vez, se superaron las pruebas de fatiga acelerada equivalentes a una vida útil de 25 años.

La estrategia de conexión a las líneas de amarre de X1 Wind optimiza drásticamente los medios marinos necesarios y reduce la duración de la operación a una sola jornada. Esta metodología permite que el remolque y conexión de plataformas de 15-20 MW se pueda ejecutar liderado por un remolcador principal con una potencia de tiro de 150t (Bollard Pull o BP) y apoyado por un remolcador de puerto y un Multicat con un ROV ligero. Esto contrasta claramente con las tecnologías eólicas semi-sumergibles, spar y TLP más tradicionales, que a menudo requieren barcos que superan las 300t BP, ROV de clase trabajo pesado y al menos tres días para la fase inicial de conexión.

Para la plataforma precomercial de X1 Wind denominada X100 (para turbinas de

160m de diámetro y hasta 10 MW de potencia, equivalente a los mayores proyectos precomerciales instalados en la actualidad), la conexión a las líneas de amarre solo requiere un buque de 100 t BP apoyado por uno de 60 t BP y un Multicat con un ROV ligero, reduciendo dramáticamente los costes y tiempos de movilización.

Impacto en el mundo real: la referencia de Kincardine

Para poner estos avances en perspectiva, podemos observar el proyecto precomercial Kincardine en Escocia (2018), uno de los proyectos pioneros en la eólica flotante demostrando la viabilidad técnica de esta tecnología y contribuyendo significativamente a su desarrollo. No obstante, para la conexión inicial de sus plataformas flotantes al sistema de amarre, el proyecto necesitó de tres barcos de gran potencia (entre 120-230 t BP) con operaciones que duraron 3 días.

Sin embargo, el mayor reto logístico surgió durante la fase de Operación y Mantenimiento (O&M). En 2023, se informó que la desconexión de una plataforma para las operaciones de remolque a puerto (incluyendo la desconexión del cable eléctrico) llevó 7 días, mientras que la posterior reconexión en el emplazamiento requirió otros 13 días. Incluso en informes de “secuencia óptima”, estas cifras solo se reducen a 4 días para la desconexión y 6 días para la reconexión.

En contraste, la solución de X1 Wind representa una reducción de los tiempos de conexión de aproximadamente el 90% res-

pecto de los 20 días totales registrados en Kincardine, agilizando el proceso a un solo día tanto para la desconexión como para la reconexión.

Al minimizar la dependencia de los escasos barcos de gran potencia de tiro y ampliar significativamente la cantidad de ventanas meteorológicas para la operación, la tecnología de X1 Wind reduce drásticamente el Opex y minimiza el tiempo de inactividad de las turbinas en caso de grandes correctivos, contribuyendo en última instancia para la reducción del LCOE (coste nivelado de la energía).

NextFloat: demostrando la nueva generación de tecnología eólica flotante

El sistema de conector rápido se está integrando ahora en la próxima generación de eólica flotante: el proyecto NextFloat. Esta iniciativa, financiada por la UE junto con el “Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia” del gobierno español, y liderada por Technip Energies y X1 Wind, tiene como objetivo acelerar la industrialización de la eólica flotante y reducir sustancialmente su LCOE.

El proyecto desplegará la plataforma precomercial de X1 Wind (X100) en la zona piloto PLEMCAT, en el Mediterráneo español (Cataluña). Este piloto operará en condiciones reales de alta mar, proporcionando datos esenciales para permitir su despliegue a escala comercial. La plataforma, diseñada para turbinas de unos 160 m de diámetro, ya obtuvo la certificación para el Diseño Básico de DNV bajo el estándar DNV-SE-0442, incluyendo el innovador sistema de conector rápido.

La tecnología de X1 Wind combina la estabilidad de una plataforma con un sistema de amarre en tensión (TLP) con la eficiencia de costes de las estructuras semi-sumergibles, permitiendo un peso de acero primario en la plataforma de cerca de 1500 toneladas. Esto representa un ahorro de peso estimado de entre el 30% y 50% en comparación con las plataformas flotantes de escala similar instaladas en la actualidad.

Más información:

→ www.x1wind.com



EÓLICA

La sinergia entre eólica y fotovoltaica redefine la energía en España

La eólica, históricamente líder del sistema eléctrico español, y la fotovoltaica, en rápida expansión, no son rivales, sino tecnologías complementarias. Su hibridación con almacenamiento con baterías marca el camino hacia un sistema más eficiente y flexible.

Antonio Delgado Rigal*

■ El papel estratégico de la hibridación con baterías en el nuevo sistema eléctrico

Durante más de dos décadas, la energía eólica ha sido uno de los pilares del sistema eléctrico español, liderando la transición energética. Ha sido, además, una industria tractora en innovación, empleo cualificado e integración en red.

En los últimos años, sin embargo, la rápida expansión de la generación fotovoltaica, con costes decrecientes y despliegues a gran escala, ha transformado profundamente la estructura de precios del mercado eléctrico. Este cambio ha generado, en parte del sector eólico, una percepción de competencia directa: más horas de precios bajos, canibalización de ingresos y mayor presión sobre la rentabilidad de los activos existentes y futuros.

Desde AleaSoft Energy Forecasting se defiende una tesis clara: la fotovoltaica no es un adversario del sector eólico, sino una oportunidad estratégica. La hibridación (eólica-FV y eólica-FV-baterías) es el instrumento clave para capturar ese valor. El reto no es tecnológico, sino conceptual y de modelo de negocio.

■ Dos tecnologías complementarias, no sustitutivas

La eólica y la fotovoltaica presentan perfiles de generación claramente complementarios. La fotovoltaica concentra su producción en las horas centrales del día, mientras que la eólica, aunque variable, muestra una mayor dispersión horaria y estacional, con aportaciones significativas durante la noche y en los meses con menor irradiación solar. Esa complementariedad reduce riesgos de mercado y de red cuando se gestiona adecuadamente.

Por ello, el debate no debería centrarse en que la fotovoltaica “baje los precios”, sino en la necesidad de adaptar los esquemas de generación y gestión a un sistema eléctrico que ha cambiado estructuralmente.

■ Canibalización de precios y necesidad de flexibilidad

La caída de precios en determinadas horas no puede atribuirse solo a la fotovoltaica, sino al rápido aumento de capacidad renovable sin un desarrollo equivalente de flexibilidad y demanda. En este contexto, todas las tecnologías renovables están expuestas al fenómeno de canibalización, incluida la eólica.

Es precisamente aquí donde la hibridación deja de ser una opción y se convierte en una necesidad estratégica para optimizar el valor de los activos y reforzar la estabilidad del sistema.

■ Hibridación eólica-fotovoltaica: una oportunidad industrial y económica

La hibridación eólica-fotovoltaica ofrece ventajas claras tanto operativas como económicas. Permite aumentar el factor de utilización del punto de acceso y conexión, suavizar el perfil horario de producción y mejorar la integración en el mercado y la red.

La combinación de ambas tecnologías facilita la diversificación de ingresos, al mitigar la dependencia de un único perfil tecnológico, y optimiza CAPEX y OPEX mediante el uso compartido de infraestructuras de conexión y servicios de operación y mantenimiento. Desde la perspectiva del sector eólico, la fotovoltaica no debería percibirse como una competidora, sino como una extensión natural del propio proyecto que refuerza su solidez y viabilidad a largo plazo.

■ El salto cualitativo: eólica-FV-baterías

Si la hibridación eólica-fotovoltaica representa un primer paso hacia un modelo más eficiente, la integración de baterías supone el verdadero cambio de paradigma. La incorporación de almacenamiento permite desplazar energía desde horas de bajo precio hacia franjas de mayor valor. Además, reduce vertidos y restricciones técnicas, permite una participación más activa en servicios de ajuste, balance y flexibilidad, y mejora la bancabilidad de los proyectos al proporcionar perfiles de entrega y flujos de ingresos más estables.

Para el sector eólico, esto implica pasar de ser un generador *price-taker* a un activo gestionable, capaz de optimizar económicamente su producción.

■ De la defensa a la estrategia: un cambio cultural necesario

El sector eólico español ha demostrado su capacidad de adaptación e innovación. Hoy el desafío no es defender posiciones tecnológicas aisladas, sino liderar la integración inteligente de tecnologías. Asumir la fotovoltaica como parte del ecosistema no diluye la identidad eólica, la amplía.



La transición energética ya no se decide únicamente por la instalación de más MW, sino por cómo esos MW interactúan entre sí, con el mercado y con la red.

■ Mirando al futuro: eólica terrestre, *offshore* y nueva demanda

El futuro del sector eólico español no se limita a la repotenciación de parques terrestres. La eólica marina, especialmente la flotante, representa una oportunidad estratégica de primer orden. España dispone de capacidades industriales y tecnológicas consolidadas para liderar este desarrollo.

La integración de proyectos *offshore* con sistemas híbridos y consumo industrial intensivo puede generar polos energéticos de alto valor añadido, donde generación, industria y tecnología se desarrollen de forma coordinada. Paralelamente, la electrificación y el crecimiento de sectores como los centros de datos están generando nueva demanda estructural de electricidad. España puede atraer inversiones en data centers alimentados con energía renovable competitiva.

Los proyectos híbridos eólica-fotovoltaica-baterías permiten ofrecer perfiles de suministro más estables y competitivos, reduciendo la exposición a la volatilidad del mercado y aumentando la seguridad energética para consumidores intensivos. La combinación de generación renovable híbrida, almacenamiento y grandes centros de consumo puede configurar ecosistemas industriales donde energía y digitalización evolucionen conjuntamente.

■ El cuello de botella: redes y marco regulatorio

No obstante, la insuficiente inversión en redes de transporte y distribución y la rigidez de determinados marcos regulatorios constituyen un freno al desarrollo. Sin un refuerzo de la red, se retrasan conexiones, se limitan capacidades de evacuación y se desincentiva la inversión. Del mismo modo, si los mercados no reconocen adecuadamente la flexibilidad y el almacenamiento, la bancabilidad de los proyectos híbridos se ve afectada.

España tiene una oportunidad histórica para atraer inversión industrial y tecnológica gracias a su potencial renovable y a sus bajos costes de la energía. Para materializar esa ventaja es imprescindible una planificación anticipada de redes, señales regulatorias claras, la agilización de los procesos administrativos y la integración efectiva del almacenamiento y los servicios de flexibilidad. La transición energética no se limita a instalar más potencia, requiere la infraestructura y regulación necesarias para aprovechar plenamente ese potencial.

■ Una alianza inevitable y estratégica

España necesita eólica, fotovoltaica y almacenamiento. Pero, sobre todo, necesita proyectos híbridos bien diseñados, capaces de aportar energía, flexibilidad y estabilidad al sistema.

El sector eólico no pierde con la fotovoltaica, pierde si no la integra. Gana si la incorpora como parte de su propia evolución tecnológica y económica. La hibridación eólica con fotovoltaica y baterías no es una amenaza al valor histórico de la eólica. Es, probablemente, la mejor garantía de su futuro.

■ El análisis como base de la hibridación

La rentabilidad de los proyectos eólica fotovoltaica baterías depende de una modelización rigurosa de precios, spreads y servicios de flexibilidad. La previsión horaria de largo plazo es clave para estimar ingresos, analizar riesgos y estructurar proyectos financieros.

Desde AleaSoft Energy Forecasting, a través de AleaStorage, se desarrollan previsiones y modelos específicos para sistemas híbridos con baterías, que permiten optimizar su operación y evaluar su viabilidad en distintos escenarios de mercado.

**Antonio Delgado Rigal es CEO de AleaSoft Energy Forecasting*

Más información:
www.aleasoft.com

Fijación inteligente: soluciones Böllhoff para el sector eólico

La industria eólica se enfrenta a un reto permanente: construir estructuras que soporten décadas de funcionamiento bajo condiciones extremas, con vibraciones constantes, exposición a la intemperie, accesos difíciles y exigencias de mantenimiento cada vez más estrictas. En este contexto, la elección de los elementos de fijación no es un detalle menor, sino una decisión crítica que afecta directamente a la seguridad, la durabilidad y el coste total de operación de cada instalación.

ER

Böllhoff, con 150 años de experiencia en tecnologías de fijación, ofrece un portfolio de soluciones específicamente adaptadas a las exigencias del sector eólico. Desde la torre hasta la góndola, desde las palas hasta los sistemas eléctricos internos, cada punto de unión puede beneficiarse de una solución Böllhoff diseñada para durar.

■ El enemigo silencioso: la vibración

Uno de los mayores desafíos en aerogeneradores es la vibración continua generada por la rotación del rotor, el viento y las cargas dinámicas. Esta vibración provoca el aflojamiento progresivo de las uniones roscadas, comprometiendo la integridad estructural y obligando a costosas revisiones periódicas.

La RIPPLOCK® es la respuesta de Böllhoff a este problema. Se trata de un sistema de arandela de seguridad de alta resistencia que, gracias a su geometría de dientes asimétricos, genera un efecto de bloqueo mecánico que impide el aflojamiento de la unión incluso bajo vibraciones severas. A diferencia de los

sistemas convencionales, las RIPP LOCK® no dependen de adhesivos ni de pares de apriete excesivos: actúan de forma puramente mecánica, garantizando la seguridad de la unión durante toda la vida útil del aerogenerador. Su aplicación es especialmente relevante en la unión de bridas de torre, fijación de componentes de la góndola y anclajes de sistemas eléctricos.

■ Remaches estructurales para uniones permanentes y de alta carga

En estructuras metálicas donde el acceso es unilateral o donde se requiere una unión permanente de alta resistencia, los remaches estructurales HUCK® son la solución de referencia. La gama HUCK® comercializada por Böllhoff incluye varias familias adaptadas a distintas necesidades:

- Remache estructural BOM®: remache ciego de gran diámetro para uniones de alta resistencia en estructuras de acero. Ideal para la fijación de componentes estructurales en torres y bastidores de góndola donde el acceso posterior no es posible.

- Bobtail®: remache de perno y collarín de alta resistencia a la fatiga, especialmente indicado para uniones sometidas a cargas dinámicas y vibraciones. Su instalación controlada garantiza una fuerza de apriete constante y reproducible, eliminando la variabilidad del apriete manual.

- Magnalok®: remache ciego de aluminio de alta resistencia, ligero y resistente a la corrosión, pensado para aplicaciones donde el peso es un factor crítico, como en las palas o en componentes internos de la góndola.

Los remaches HUCK® destacan por su capacidad de absorber cargas de cizallamiento y tracción superiores a las de los remaches convencionales, y por ofrecer una colocación rápida y verificable, lo que reduce los tiempos de montaje en obra y minimiza el riesgo de errores humanos.

■ Estanqueidad y resistencia en entornos agresivos

Los aerogeneradores operan en entornos costeros, marinos u *offshore* donde la corrosión y la penetración de agua son amenazas constantes. La RIVKLE® Seal Ring es una tuerca remachable que incorpora un anillo de estanqueidad integrado, garantizando una unión estanca a la humedad, el polvo y los agentes químicos. Esta solución es ideal para la fijación de carcasas, tapas de inspección, cajas de conexiones eléctricas y cualquier componente donde la integridad de la estanqueidad sea crítica para la protección de los sistemas internos.



RIVKLE® Seal Ring



RIVKLE® Plusnut



Por su parte, la RIVKLE® Plusnut amplía las posibilidades de fijación en chapas de poco espesor o composites, ofreciendo una rosca de alta resistencia colocada por un solo lado. Su diseño de expansión controlada garantiza una distribución uniforme de la carga, evitando deformaciones en materiales sensibles como los utilizados en las palas o en los paneles de la góndola. Ambas soluciones RIVKLE® son compatibles con una amplia gama de materiales y espesores, lo que las convierte en elementos versátiles para el diseño y el mantenimiento de aerogeneradores.

■ Piezas bajo plano: fijación a medida para cada desafío

Cada aerogenerador es un sistema complejo con geometrías y requisitos específicos que no siempre pueden resolverse con elementos estándar. Böllhoff ofrece la fabricación de piezas bajo plano, es decir, elementos de fijación diseñados y producidos a medida según las especificaciones técnicas del cliente. Desde insertos especiales hasta soportes, pasadores o elementos de anclaje con geometrías particulares, el equipo de ingeniería de Böllhoff trabaja junto al cliente para desarrollar la solución óptima, optimizando tanto el rendimiento técnico como el coste de fabricación. Esta capacidad es especialmente

valiosa en proyectos de nueva generación de aerogeneradores, donde la innovación en diseño exige soluciones de fijación igualmente innovadoras.

■ Reparación y refuerzo de roscas con HELICOIL®

El mantenimiento de aerogeneradores implica desmontajes y remontajes repetidos de componentes críticos. Con el tiempo, las roscas en aluminio, acero o materiales compuestos pueden deteriorarse, comprometiendo la seguridad de la unión. HELICOIL es el sistema de reparación y refuerzo de roscas de referencia mundial, que permite recuperar roscas dañadas o reforzar roscas existentes en materiales blandos sin necesidad de sustituir la pieza completa.

En el sector eólico, el HELICOIL® se aplica en la reparación de roscas en carcasas de multiplicadores, bastidores de góndola, siste-

HELICOIL®



mas de pitch y yaw, y cualquier componente donde una rosca dañada podría suponer una parada no planificada o un riesgo de seguridad. Su colocación es rápida, no requiere soldadura y restaura la resistencia original de la unión, reduciendo significativamente los costes de mantenimiento correctivo.

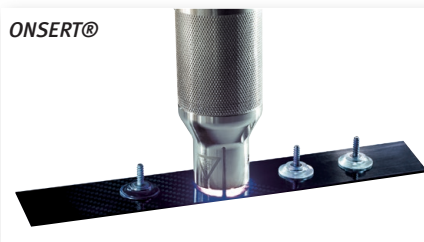
■ Sistema de fijación con adhesivos UV ONSERT® para composites

Las palas de los aerogeneradores modernos están fabricadas en materiales compuestos de fibra de vidrio o carbono, donde los métodos de fijación tradicionales pueden dañar

la estructura o comprometer la integridad aerodinámica. El ONSERT® es el sistema de fijación con adhesivos de Böllhoff que permite instalar puntos de anclaje roscados directamente sobre superficies de materiales compuestos, sin perforación y sin daño estructural.

El proceso es sencillo: el elemento ONSERT® se adhiere a la superficie mediante un adhesivo de alta resistencia de curado con luz UV, creando un punto de fijación robusto y duradero en cuestión de segundos. Esta solución es ideal para la instalación de sistemas de monitorización, sensores, cableado, protecciones y accesorios en el interior y exterior de las palas, así como en cualquier superficie compuesta de la góndola. El ONSERT® elimina la necesidad de perforar estructuras críticas, preservando la integridad del material y reduciendo el riesgo de fisuras o delaminaciones.

ONSERT®



■ Una visión integral: Böllhoff como socio tecnológico del sector eólico

Lo que diferencia a Böllhoff no es solo la calidad individual de cada producto, sino la capacidad de ofrecer una solución integral para cada punto de unión de un aerogenerador. Desde la prevención del aflojamiento por vibración con RIPP LOCK®, hasta la fijación estructural con HUCK®, la estanqueidad con RIVKLE® Seal Ring, la reparación de roscas con HELICOIL®, la fijación sobre composites con ONSERT® o el desarrollo de piezas a medida, Böllhoff acompaña al cliente en todas las fases del ciclo de vida del aerogenerador: diseño, fabricación, instalación y mantenimiento.

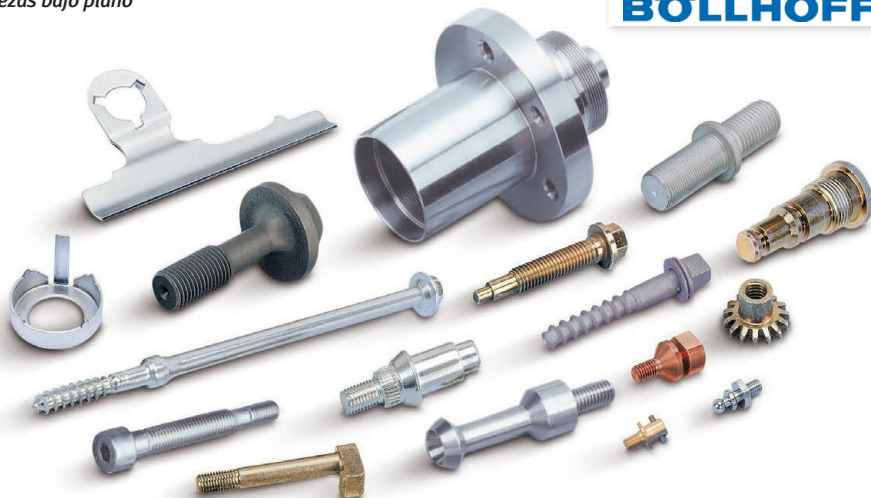
En un sector donde cada parada no planificada tiene un coste elevado y donde la seguridad es innegociable, contar con un socio tecnológico de confianza en tecnologías de fijación marca la diferencia. Así, Böllhoff ofrece soluciones de fijación que hacen que la energía eólica sea más segura, más eficiente y más rentable.

Más información:

→ www.boellhoff.com/es

Piezas bajo plano

BÖLLHOFF





AUTOCONSUMO

Más de mil euros de ahorro al año

Eso es lo que puede ahorrarse una familia que haya instalado un autoconsumo solar en el tejado de su casa. La Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) ha presentado este mes de febrero su Informe Anual 2025 de Autoconsumo Fotovoltaico y Almacenamiento, que recoge los números clave del sector correspondientes al ejercicio 2025. Y el ahorro, lógicamente, es uno de los objetos de interés más destacado. A saber: según APPA Renovables, una instalación residencial de 5,5 kilovatios, que es la instalación típica en España, ahorra 1.038 euros (ahorro directo acumulado) cada año. Pero hay más.

Antonio Barrero F.

“La razón principal para seguir optando en el año 2025 por una instalación de autoconsumo ha residido en asegurar el suministro eléctrico a unos costes competitivos, lineales y estables a lo largo del tiempo. Por eso, las primeras preguntas que se plantea cualquier consumidor, ya sea industrial o residencial, son las siguientes: ¿cuánto ahorro con mi instalación? ¿Cuándo la amortizo?”. Así abre la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) su último *Informe Anual de Autoconsumo Fotovoltaico*.

El ahorro -sostiene APPA- es “la razón principal” por la que la ciudadanía y el empresariado nacionales siguen optando por el autoconsumo. La concienciación ambiental (kilovatio hora generado en una placa solar es kilovatio hora que no hay que producir en una central térmica que quema gas) también está en el fondo de muchas decisiones pro-autoconsumo, pero sigue siendo la economía la que manda en la mayoría de los casos, “más en el autoconsumo industrial o comercial que en el residencial, que es más emocional”, apuntaba el presidente de la sección de Autoconsumo de APPA, Jon Macías, el día de la presentación del Informe.

El caso es que APPA Renovables ha hecho las cuentas, ha medido el ahorro, y estos (los que recogemos un poco más abajo) son los números. Eso sí, antes del repaso al “ahorro directo”, la Asociación ha advertido que no ha tomado en consideración “otros ahorros indirectos tales como deducciones fiscales de carácter municipal y/o deducciones autonómicas en el impuesto sobre la renta o el impuesto sobre sociedades”. Y ahí cabe recordar que muchos, muchos ayuntamientos de España rebajan por ejemplo el Impuesto sobre los Bienes Inmuebles (IBI) a quienes instalan autoconsumos (hasta un 50% y durante hasta 10 años), por lo que la amortización de la instalación se acorta, en algunos casos, mucho, mucho.

Así que el mensaje que ha difundido APPA durante la presentación de su último *Informe Anual sobre Autoconsumo* ha sido que esta

solución de ahorro sigue saliendo a cuenta. Aunque no haya subvenciones (en muchos territorios se han agotado).

Y sigue saliendo a cuenta porque la electricidad (aunque la percepción social parezca ahora anestesiada) está muy cara (la asociación de consumidores Facua habla de un 15% de incremento en 2025).

Y sigue saliendo a cuenta además porque la instalación (como el precio del panel) es cada día más competitiva y la solución de generación (la fotovoltaica) se sostiene sobre una tecnología cada día más madura y de plazo largo, muyyy largo (vida útil de hasta 30 años), solución de ahorro pues contra futuribles incrementos adicionales de precio.

■ Y, ahora, los números

- **Instalación residencial de 5,5 kW puesta en marcha en 2025 con un coste medio de inversión de 6.682 €:** 1.038 € de ahorro directo acumulado, lo que representa un 15,5% de la inversión media realizada. Bajo este escenario, la instalación recuperaría la inversión en el entorno de 6–7 años, dependiendo de la evolución futura de los precios eléctricos (en el bienio 21-22, primero la crisis del gas y luego la guerra de Ucrania dispararon todos los registros y, así, instalaciones para autoconsumo solar que el sector vendió con unas previsiones de amortización determinadas acabaron siendo amortizadas en un período mucho más corto).

- **Instalación industrial de 180 kW puesta en marcha en 2025 con un coste medio de inversión de 126.000 €:** 23.877 € de ahorro directo acumulado, lo que representa un 19 % de la inversión media realizada. Bajo este escenario, la instalación recuperaría la inversión en el entorno de 5–6 años. “Instalaciones ejecutadas en años de mayor tensión de precios eléctricos -insisten en APPA- han experimentado retornos más acelerados de lo inicialmente previsto”.

APPA Renovables ha extrapolado el análisis a instalaciones puestas en marcha antes de 2025, y ha observado así el impacto acumula-

do del contexto energético reciente. ¿Conclusiones? Estas.

- Una instalación media industrial puesta en marcha en 2024, con una potencia de 180 kW, habría acumulado hasta finales de 2025 hasta 42.057 € de ahorro, equivalente al 32% de la inversión media realizada (131.400 €).

- En el caso de instalaciones industriales de 2023 (91 kW de potencia media), el ahorro acumulado asciende a 35.094 €, lo que representa el 50,8% de la inversión media (69.023 €).

- Si ampliamos al año 2022, los ahorros acumulados hasta finales de 2025 alcanzan los 4.102 € en el caso residencial y los 46.596 € en el caso industrial, equivalentes al 52,2 % y 79,2 % de la inversión inicial, respectivamente

Ojo con el dato: ahorro acumulado en tres años equivalente a casi el 80% de la inversión (el precio de la luz en los años 22 y 23 se puso por las nubes por culpa de una guerra, la de Ucrania, que disparó el precio del gas). Y ojo, porque acaba de comenzar otra, que apunta maneras... O sea, que el ahorro (la amortización) que ayer disparó Putin, ahora podría dispararlo Trump, dos iluminados de gatillo fácil.

El ahorro en todo caso podría haber sido mayor aún en estos años pasados (ahí radica otro de los “datos de oro” del Informe de APPA).

A saber: las instalaciones de autoconsumo en España podrían haber generado en 2025 –concreta la Asociación– un total de 13.443 gigavatios hora, suma de los 10.550 GWh efectivamente aprovechados por los autoconsumidores y el sistema “y los 2.183 GWh que no pudieron ser aprovechados”.

Porque resulta que hay muchas instalaciones de autoconsumo industrial (también domésticas, pero sobre todo industriales) que no vierten sus excedentes a la red por motivos burocráticos y técnicos diversos. ¿Por ejemplo? Porque para verter sus kilovatios hora solares un domingo, cuando la fábrica está parada y no autoconsume, tendrían que haber pasado por un largo proceso burocrático con la



distribuidora que podría haber retrasado la conexión hasta dos o tres años. O porque la distribuidora les ha dicho que en su red no cabe esa producción solar, o por... mil motivos varios.

APPA lo explica muy claro en su informe. La integración del autoconsumo depende de la red de distribución y de la flexibilidad disponible. “En parte de las instalaciones, especialmente industriales, persisten limitaciones para verter excedentes por falta de capacidad o condicionantes técnicos, lo que obliga a operar con restricciones (anti-vertido) y reduce el aprovechamiento de la producción”, apuntan.

La consecuencia es doble: se desaprovecha energía renovable (limpia y barata) y se penaliza la rentabilidad de proyectos estratégicos para la transición energética.

El problema ha alcanzado una dimensión tal que se han desaprovechado 2.183 gigavatios hora de electricidad de autoconsumo, el equivalente al 0,9% de la demanda eléctrica nacional en 2025 (256.085 GWh).

APPA habla de “límite estructural para al aprovechamiento del autoconsumo”, y ahí señala la capacidad de integración en algunos puntos de las redes de distribución, pero también denuncia la “ausencia de herramientas suficientemente ágiles, tanto técnicas como regulatorias, para aprovechar toda la electricidad generada detrás del contador”.

El Informe APPA 2025, en media docena de pinceladas

- La potencia instalada cada año cae de manera constante desde el año top (2022), cuando el sector puso en marcha 2.649 megavatios de autoconsumos solares (MW). El mercado cayó a 1.943 MW en 2023; a 1.431 megas en 2024; y se ha quedado en 1.214 en 2025 (368 MW en residencial, o el 30% sobre el total; 846 en comercial e industrial, o el 70%). Ahora mismo, y según APPA, el parque nacional de autoconsumos solares mide 9.590 MW.

- El sector ha puesto en marcha este año pasado 66.909 instalaciones domésticas. Firmó 73.000 en 2024; casi 112.000 en 2023; 217.000 en el loco 2022 (ahíto de subvenciones); y 53.670 en 2021. Los autoconsumos industriales puestos en marcha este año pasado han sido 4.700. La tendencia a la baja en el número de instalaciones industriales es idéntica a la de las domésticas.

- La instalación residencial tipo de 2025 mide 5,5 kilovatios (kW), por encima de los valores habituales de años anteriores. Según el Informe, los hogares ya no buscan solo cubrir consumos diurnos básicos, sino que empiezan a entrar en modo electrificación (aeroterminia, recarga de vehículo eléctrico o incremento del consumo por teletrabajo) y/o persiguen una mayor autosuficiencia con el uso de baterías (además, sigue habiendo sensibilidad respecto de la volatilidad de la factura). El tamaño medio del autoconsumo industrial se mantiene, como en años anteriores, en torno a los 180 kW, pero se multiplica el

uso del almacenamiento.

- Ahora mismo hay, según el Informe, 80.302 autoconsumos industriales y casi 551.000 domésticos en España. En total, 631.142. En 2018, año en que al fin fue derogado el impuesto al Sol, había 8.831 autoconsumos, es decir, que el parque nacional de autoconsumos se ha multiplicado por 70 en estos 8 años.

- Según el Informe APPA 2025, el autoconsumo ha contribuido con 1.784 millones de euros al PIB nacional y ha empleado a 7.861 profesionales (empleo directo: 5.792 puestos; efecto arrastre o empleo indirecto: 2.069). APPA prevé una “ligera contracción” de ambas cifras (empleo y PIB) en los “años venideros”.

- El autoconsumo ha cubierto este año pasado el 4,1% de la demanda nacional de electricidad (0,2 en 2018), pero podría haber cubierto el 5,0% si hubiese podido aprovechar los excedentes que se ha visto obligado a no usar. Los autoconsumidores no han podido ahorrarse así 82 millones de euros en 2025 (el agujero alcanza los 599 millones de euros acumulados hasta este año, según los datos de APPA). La Asociación propone como soluciones el refuerzo y la digitalización de las redes, el despliegue de la gestión de la demanda “y un marco regulatorio que facilite que el excedente renovable distribuido se convierta, siempre que sea posible, en energía útil para el conjunto del sistema”.



AUTOCONSUMO

El balance es delator (y terrible). En términos de aprovechamiento, las instalaciones de autoconsumo utilizaron 10.550 GWh, lo que supone en torno al 78,5% de su potencial anual, quedando sin aprovechar (ojo al dato) el 21,5% restante.

Ese formidable diferencial “no responde a un problema tecnológico del autoconsumo –dice APPA–, sino a la imposibilidad práctica (por restricciones de red, limitaciones operativas y obligación de configuraciones anti-vertido) de trasladar al sistema la totalidad de los excedentes cuando no pueden consumirse instantáneamente”.

Y ese 21% tiene un precio. Si se valora la energía no aprovechada de 2025 (2.183 GWh) a un precio medio anual del mercado mayorista en el entorno de 65,28 €/MWh, su valor económico se sitúa aproximadamente en unos 82 millones de euros. Es decir, que los autoconsumidores podrían haber adelantado la amortización... hasta 82 millones de euros.

■ ¿Propuesta de APPA?

“Permitir que estas instalaciones aporten flexibilidad a las redes de distribución y puedan participar en futuros mercados locales, siendo remuneradas por los servicios prestados, como ya sucede en otros países de la Unión Europea”.

O sea, que... si técnicamente ya es posible (y lo es), lo suyo es que política y regulatoriamente también lo sea. Y ahí la pelota está en el tejado del regulador, que debe sacudirse lo timorato que haya en él por muy distribuidoras y mucho distribuidoras que haya por delante.

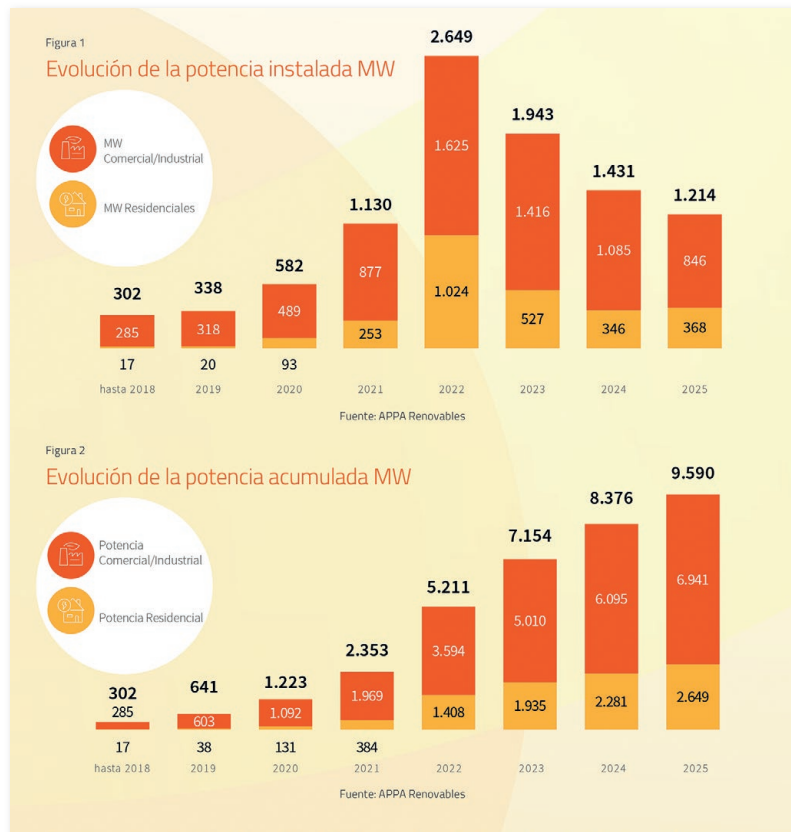
Y, por fin, el tercer “dato de oro” del Informe APPA 25 mira a las baterías. Y deja un titular espectacular: el almacenamiento de electricidad solar en baterías ha experimentado un “crecimiento sin precedentes” en la España de 2025: +119%.

Porque el sector instaló en 2024 en el país 155 megavatios hora de almacenamiento (MWh), pero es que en 2025 ha instalado hasta 339 MWh, o sea, bastante más del doble.

Por segmentos, el residencial ha crecido un extraordinario 155%, mientras que el comercial/industrial lo ha hecho un 95%. Así, el almacenamiento ha comenzado a abandonar su condición de complemento y empieza a convertirse en “una pieza central para capturar todo el valor del autoconsumo”.

El almacenamiento (de electricidad solar en baterías) es efectivamente cada vez más importante. Y APPA Renovables lo sabe. De hecho, el Informe Anual (cuarta edición; la Asociación publicó la primera en 2023) lleva al almacenamiento por primera vez en el título. Hasta esta cuarta edición, el Informe Anual siempre fue sobre Autoconsumo; en esta edición es sobre Autoconsumo... y Almacenamiento.

Porque el almacenamiento (la capacidad de almacenar la electricidad solar) es cada vez más importante en cualquier solución de auto-



consumo (sea autoconsumo residencial, sea comercial o industrial) y porque el almacenamiento es cada vez más inequívocamente rentable: si almacenas la electricidad solar que produjeron tus placas a las tres de la tarde y la usas a las diez de la noche, cuando el precio en el mercado mayorista supera muchas veces los 100 euros el megavatio hora, pues el ahorro es mayúsculo, o mucho mayor que si usas la electricidad solar en vivo y en directo (los precios de la electricidad a esas horas –las tres, las cuatro, las cinco de la tarde– son muy bajos, porque a esas horas hay mucha generación fotovoltaica y ya sabemos todos que... cuanto mayor es la oferta... más caen los precios, de modo que almacenar para luego dispensar es muchas veces lo más inteligente).

El precio medio mensual 2025 ha oscilado –recuerda en ese sentido APPA– entre

los 16,93 euros el megavatio hora y los 108,31 €/MWh, generando un diferencial de 91,38 €/MWh a lo largo del año, “diferencias que se han acusado cada vez más dentro del mismo día entre horas diurnas y nocturnas”, insiste APPA.

Esas diferencias refuerzan el atractivo de estrategias de arbitraje y gestión, según APPA, que propone “cargar batería en periodos baratos y descargar en momentos caros, reduciendo exposición a picos de precio y, en el caso industrial, amortiguando también el impacto de los máximos en el término de energía o potencia y la penalización de puntas”.

El caso es que, así las cosas, en 2025, el almacenamiento asociado al autoconsumo ha experimentado “un gran impulso en su papel como herramienta de optimización y ya no puede interpretarse únicamente –explican en APPA– como un complemento de la fotovoltaica”.

En ese sentido, en el ámbito empresarial, y, “cada vez con más frecuencia –añaden desde la Asociación– se despliega almacenamiento para gestionar potencia contratada, picos de demanda y calidad de suministro, incluso cuando no existe (o no es prioritaria) una instalación de autoconsumo vinculada”.

Es decir, que ya hay empresas que están instalando sistemas de almacenamiento de electricidad en baterías incluso sin tener una instalación solar fotovoltaica para autoconsumo. Las baterías que las empresas instalan en sus fábricas “chupan” la electricidad directamente de la red (cuando es barata) y con ella alimentan sus máquinas cuando es más cara.

Otra de las funciones que cumplen esas baterías es la de darle potencia a esas empresas.

Si el fabricante quiere instalar una línea más de producción porque le están creciendo los clientes y le demandan más producto, y la distribuidora no le da al fabricante más potencia porque dice que la red está saturada y no caben más enchufes... pues instalar baterías puede ser la solución más rápida y eficaz. Y autónoma.

El empresario deja de depender en ese sentido de los grandes seño-

res del kilovatio, las distribuidoras, con las que tramitar ampliaciones de potencia (o cualquier otra cosa) puede llevar mucho, mucho tiempo; se instala unas baterías, que le van a dar ese puntito más de potencia que necesita; y asunto resuelto.

“La combinación de autoconsumo y almacenamiento -apuntan desde APPA- da respuesta a una necesidad de nueva demanda que, muchas veces, la propia red no puede satisfacer”.

Y, por fin... tercera ventaja añadida

Microcortes. Hay industrias que se encuentran a lo mejor en un final de línea de la red de distribución, o en algún nudo más saturado y... padecen microcortes, algo que en casa puede tener una trascendencia relativa pero que, en una fábrica, con la parada de toda una línea de producción... acaba resultando mucho más grave.

Porque se puede echar a perder material, o porque quizá haya que desmontarlo todo para volverlo a montar, o porque estamos perdiendo un tiempo y un dinero preciosos...

Y todo ello -nos contaba hace unos meses el director de Regulación de APPA, Javier Lázaro- a lo mejor se traduce “en unas pérdidas de 100.000, de 200.000 euros. Por un simple microcorte. Bueno, pues ahí está: el cliente final no ve el sistema de almacenamiento en baterías como una inversión que tiene que rentabilizar en equis años. Lo ve -nos adelantaba el año pasado por estas fechas Lázaro- como una solución desde el minuto cero a un problema que ya tiene. Lo ve como un seguro”.

El mercado parece haberle dado la razón. El segmento comercial-residencial, que ya tiró muy al alza en el 24, ha crecido un extraordinario 95% en 2025, convirtiendo este curso pasado en el mejor de toda la historia (en residencial el mejor fue 2022, regado por los fondos europeos, pero en comercial/industrial 2025 es *Top1* sin discusión).

“2025 -concluye APPA en su informe de este año- confirma la apertura de un nuevo nicho: el almacenamiento industrial empieza a diseñarse no solo para ahorro, sino también para resiliencia (continuidad de servicio, reducción de microcortes y soporte a procesos sensibles) y para acompañar la electrificación de usos finales”.

La Asociación de Empresas de Energías Renovables sitúa tras el éxito del almacenamiento en el sector comercial/industrial una “razón estructural”: en determinados casos, el almacenamiento permite -explica APPA- aumentar capacidad de consumo “sin incrementar potencia contratada o sin depender de refuerzos inmediatos de red, un aspecto especialmente relevante en zonas donde la ampliación de potencia encuentra cuellos de botella”.

El crecimiento del almacenamiento en el segmento residencial, también extraordinario, ha sido impulsado por otro factor: el apagón. El residencial (particulares que le ponen baterías a su instalación de autoconsumo) había caído de 128 megavatios hora (2023) a solo 62 MWh en 2024. Y el mercado seguía renqueando en el primer trimestre del 25.

■ Hasta que llegó el apagón

El *blackout* sonó el 28 de abril, despertó muchas alarmas y el segundo semestre del año el mercado de las baterías domésticas ha cambiado el rumbo. Hasta el punto de que... de los 62 megavatios hora vendidos en 2024 hemos pasado a los 158 MWh este año pasado, superando el guarismo registrado en el 23 y solo por debajo del “dopado” (con fondos UE) 2022.

Así las cosas, y en el balance global, APPA Renovables habla de un “crecimiento sin precedente: el almacenamiento detrás del contador se ha duplicado por la necesidad de flexibilidad en un sistema con más renovables y más horas en las que la energía disponible no coincide con el consumo”.

Más información

→ Appa.es



JUN
23-25
2026

MESSE MÜNCHEN, ALEMANIA

La feria de la industria solar líder en el mundo

- **Connecting Solar Business:** mercados internacionales, nuevos modelos de negocio, tecnologías innovadoras y tendencias
- **Experimente las innovaciones en primera persona:** desde células y módulos solares hasta inversores, sistemas de montaje y plantas híbridas fotovoltaicas
- **Participar en el crecimiento:** seguir el paso y beneficiarse del dinámico mercado fotovoltaico
- **Punto de encuentro del sector:** más de 100.000 expertos en energía y alrededor de 2.800 expositores en cuatro ferias paralelas



ESCANEAR
TODO INFO

www.intersolar.de

Part of
THEsmarter
EUROPE



EFICIENCIA

Edison Next Spain apuesta por el modelo ESE como palanca de competitividad

La energía ha dejado de ser un mero input operativo para convertirse en una variable estructural en la cuenta de resultados de las empresas. En un contexto marcado por la volatilidad de los mercados, la presión regulatoria, los compromisos de descarbonización y la electrificación creciente de los procesos, la industria necesita algo más que soluciones técnicas puntuales. Necesita un modelo capaz de integrar eficiencia, competitividad y control bajo una misma estrategia.

ER

En este escenario, Edison Next Spain está consolidando su posicionamiento como *player* referente en el entorno energético a través de un modelo de Empresa de Servicios Energéticos (ESE) que sitúa la energía en el centro de la competitividad empresarial.

Hoy, los servicios energéticos no se limitan a reducir consumos, sino a comprender con precisión cómo fluye la energía en cada proceso productivo, identificar ineficiencias estructurales y adaptar las soluciones a la realidad operativa de cada instalación en tiempo real. Esto implica integrar tecnolo-

gías, datos, financiación y operación bajo una misma hoja de ruta.

Es más, en el ámbito industrial, antes incluso de hablar de eficiencia, es imprescindible garantizar la continuidad energética. Una interrupción del suministro, una mala calidad de la energía o una parada no planificada pueden tener un impacto directo en la producción, en la calidad del producto final y en la seguridad de las instalaciones. La resiliencia energética se ha convertido en un factor crítico para proteger el negocio.

A estos dos ejes se suma un tercero: el control. La digitalización energética ha

transformado la manera de gestionar activos y consumos. Los sistemas de monitorización avanzada, las plataformas EMS (*Energy Management Systems*) y BMS (*Building Management Systems*), junto con soluciones IoT, permiten pasar de una gestión basada en estimaciones a una basada en datos en tiempo real. La consecuencia es cla-

ra: capacidad de anticipación, optimización continua y toma de decisiones informadas.

Este trinomio, eficiencia, continuidad y control, define el nuevo paradigma energético industrial. Y es precisamente aquí donde el modelo ESE adquiere todo su sentido. Este arquetipo supone un cambio profundo en la relación entre proveedor y cliente. Y es que ya no se trata únicamente de suministrar tecnología o asesoramiento, sino de asumir un compromiso integral con los resultados.

■ El modelo ESE como núcleo estratégico

En el caso de Edison Next Spain, el modelo ESE es el *core* del negocio. La compañía asume la inversión, diseña la solución técnica más adecuada desde la neutralidad tecnológica, implanta los proyectos, opera las instalaciones y garantiza contractualmente los ahorros y prestaciones. Este enfoque elimina barreras financieras para el cliente y alinea los incentivos donde la rentabilidad del proyecto depende directamente de la eficiencia lograda.

La capacidad de asumir la inversión, respaldada por la solvencia técnica y financiera del grupo Edison y por un *know-how* consolidado, permite abordar proyectos de gran envergadura con una visión de largo plazo, sin especulación y con un enfoque integral.





El posicionamiento como player referente no se construye solo desde el discurso, sino desde los resultados. Edison Next Spain gestiona 2.450 GWh, ha desarrollado más de 2.500 proyectos y ha evitado 120.550 toneladas de CO₂. Cuenta con más de 950 empleados y presencia en más de 40 ciudades, lo que garantiza proximidad y capacidad operativa en todo el territorio.

En el ámbito industrial, uno de sus principales focos estratégicos, ha logrado 120 GWh de ahorro energético, 110.000 toneladas de CO₂ evitadas y más de 50 proyectos de eficiencia en sectores como químico, papelería, alimentación, vidrio, farmacéutico, plásticos y automoción.

En el sector terciario, gestiona más de 2.000 edificios, analiza 200.000 señales al año y alcanza ahorros medios del 15% por edificio. En el ámbito público, opera en más de 40 ciudades y 27 ayuntamientos, gestiona más de 400.000 puntos de luz y consigue ahorros superiores al 50% en instalaciones de alumbrado exterior, con 500 GWh ahorrados y 13.000 toneladas de CO₂ evitadas.

■ Una apuesta unificada para una transición energética real

Estas cifras no solo reflejan volumen, sino capacidad de ejecución, experiencia técnica y conocimiento sectorial. Y es que el modelo ESE de Edison Next se articula sobre una visión unificada de la energía que integra todas las palancas de transformación bajo una misma estrategia, evitando enfoques aislados o soluciones parciales.

En el ámbito de la eficiencia energética, la compañía interviene sobre climatización, iluminación, vectores energéticos clave (calor, frío, aire comprimido y electricidad), cogeneración y movilidad eléctrica. Esta base se complementa con el desarrollo de proyectos de energías renovables, como solar fotovoltaica, biomasa y biometano, reforzando la independencia energética y la descarbonización de los procesos. A ello se suma una apuesta decidida por la economía circular,

mediante iniciativas de valorización energética, gestión eficiente de residuos, gestión sostenible del agua y soluciones de BioCO₂, configurando un enfoque que integra rendimiento operativo, sostenibilidad y optimización de recursos bajo una misma estrategia.

Además de los servicios de descarbonización, que abarcan desde el diagnóstico inicial y la definición de estrategias multisite, hasta el cálculo de la huella de carbono y las auditorías regulatorias, Edison Next también ofrece soluciones digitales avanzadas, como sistemas EMS y BMS, así como iniciativas de digitalización orientadas a la optimización de edificios. Asimismo, pone a disposición de ciudades y ayuntamientos soluciones integrales de servicios energéticos orientadas a impulsar su eficiencia y sostenibilidad.

La gestión de CAEs (Certificados de Ahorro Energético) añade una capa adicional de optimización financiera, permitiendo monetizar los ahorros y mejorar la rentabilidad de los proyectos.

Este enfoque completo responde a que la transición energética no es una suma de tecnologías aisladas, sino una transformación estructural que requiere coherencia estratégica, conocimiento regulatorio y capacidad de integración tecnológica.

■ Competitividad y sostenibilidad, un binomio clave

Reducir tanto la huella de carbono como la factura energética ya no son objetivos contrapuestos. En el nuevo contexto energético, competitividad y sostenibilidad forman parte de la misma ecuación.

En este punto, Edison Next diseña sus soluciones teniendo en cuenta tres variables clave: el mercado (precio de electricidad, gas natural, CO₂, biomasa), la regulación (incentivos, subvenciones y fiscalidad) y la tecnología (rendimiento, fiabilidad, solvencia y referencias). Esta visión holística permite optimizar cada proyecto no solo desde el punto de vista técnico, sino también económico y normativo.

Asimismo, la garantía de resultados refuerza la confianza del cliente y consolida el modelo ESE como una herramienta eficaz para transformar el riesgo energético en oportunidad estratégica. El verdadero diferencial de la apuesta de la compañía radica en su papel como socio energético a largo plazo. La compañía acompaña a las empresas desde el análisis inicial y el diseño de soluciones hasta la implantación, operación y optimización continua de las instalaciones.

La transición energética no es un proyecto a corto plazo, sino un proceso continuo de adaptación tecnológica y estratégica. Contar con un socio capaz de asumir la inversión, garantizar resultados, integrar soluciones y operar activos con visión de largo recorrido se convierte en una ventaja competitiva.

■ Liderazgo en un entorno en transformación

El sector energético atraviesa una transformación sin precedentes. Electrificación, digitalización, descarbonización y descentralización están redefiniendo el modelo productivo.

En este contexto, Edison Next Spain ha entendido que el liderazgo no se basa únicamente en la capacidad técnica, sino en la capacidad de garantizar resultados y generar confianza. Su posicionamiento como player referente en el entorno energético español se sustenta en la combinación de experiencia, solvencia, neutralidad tecnológica y compromiso con el cliente.

Porque, hoy más que nunca, la energía es una pieza estratégica del negocio industrial. Y convertir esa complejidad en una oportunidad sostenible y rentable es el verdadero reto. Un reto que exige visión, integración y un modelo capaz de alinear eficiencia, continuidad y control bajo una misma estrategia de crecimiento.

Más información:

→ <https://edisonnext.es>

El sistema energético de Europa, en el punto de inflexión

El avance de la transición energética en Europa da frutos: cada vez es menor la dependencia de los combustibles fósiles, sobre todo para generar electricidad. Y las renovables lo están transformando a marchas forzadas: de centralizado a descentralizado, de orientado a la carga de base a flexible, de analógico a digital. Tiempo de grandes retos y aún mayores oportunidades. Y es que ya están disponibles las soluciones técnicas y de mercado para el cambio del sistema. Porque un suministro de energía ecológico es posible y necesario.

Sarah de Hommel

Al mismo tiempo, Europa ya no puede permitirse el regreso, geopolíticamente arriesgado y económicamente ruinoso, a un panorama de generación basado en fuentes fósiles o térmicas. Por eso, ahora hace falta una rápida transformación, valentía, ganas de innovar y unas condiciones marco que la hagan posible.

La energía solar y eólica generaron juntas en 2025 el 30% de toda la electricidad de la UE, mientras que solo el 29% procedía de fuentes de generación basadas en combustibles fósiles, según datos del laboratorio de ideas británico Ember. Ese mismo año, la fotovoltaica superó al carbón como fuente de generación de electricidad en la UE, según el Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Solar (ISE). Gracias a la bajada de costes, las economías de escala y la disponibilidad infinita, las renovables continúan su avance triunfal en todo el mundo: según Ember, en el primer semestre de 2025 la demanda de electricidad en todo el mundo creció un 2,6% (eso son +369 teravatios hora (TWh). Al mismo tiempo, la energía solar creció un 31% (+306 TWh) y la eólica un 7,7% (+97 TWh). Así, la energía solar y eólica compensaron ese aumento de la demanda –solo la energía solar cubrió en torno al 83% del consumo adicional–.

Además, sigue siendo la más económica sin competencia: según la Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA), en 2024 el coste medio mundial de la producción de electricidad en instalaciones FV en campo abierto estaba en torno a los 4,3 céntimos de dólar por kilovatio hora (kWh). Eso es alrededor de un 41% menos que la electricidad más económica basada en combustibles fósiles. Este coste más ventajoso, unido a la versatilidad y descentralización de la FV, generó un enorme crecimiento más allá de los mercados solares maduros y las grandes economías: Arabia Saudí aumentó su potencia de electricidad solar de 2,4 gigavatios (GW) en 2023 a 6,2 GW en 2024 (un 156% más), mientras que en Pakistán la capacidad de las instalaciones sobre cubierta acopladas a la red creció de 4 GW en 2024 a 5,3 GW en 2025. La capacidad FV total realmente instalada del país está estimada ya en más de 27 GW.

■ Retos para los sistemas de electricidad renovable

A principios de 2026, la potencia fotovoltaica instalada en todo el mundo llegaba casi a 3 TW. Y el crecimiento no es mayor porque lo frenan los déficits estructurales de los sistemas energéticos centralizados y porque las fuentes de energía fluctuantes aún no están

suficientemente integradas en el sistema. Los retos concretos hacen necesario actuar, sobre todo, en el ámbito regulatorio para hacer posibles soluciones innovadoras e integradoras.

Los precios bajos y negativos de la electricidad que surgen por un exceso de oferta de electricidad FV por el aumento de la capacidad instalada son actualmente el elefante en la habitación en muchos mercados solares maduros. Perjudican a la rentabilidad de los proyectos y dan lugar a medidas antieconómicas, como el curtailment.

La naturaleza intermitente de las renovables supone también un reto para la estabilidad de las redes eléctricas: como cada vez se desconectan más centrales térmicas y fósiles y la capacidad de generación cada vez se basa más en renovables, la inercia física para estabilizar la red, que antes se conseguía con generadores síncronos, ahora hay que buscarla en otro lugar.

Debido a que no están suficientemente adaptadas al panorama de generación descentralizada, las redes eléctricas están llegando a sus límites, y aquí la solución no es simplemente tender más cobre. La insuficiente digitalización de las redes y también de los consumidores (despliegue de contadores inteligentes) hace que no se aprovechen eficientemente los recursos disponibles.

Lo que cambiaría las reglas del juego para



armonizar la generación y el consumo y para permitir un suministro estrictamente local de electricidad es la flexibilidad, algo de lo que ahora mismo aún anda escaso el sistema. El almacenamiento de la energía y el consumo flexible siguen recibiendo muy poco apoyo: en muchos países faltan unas condiciones marco claras.

Pero para todos estos retos ya hay en el mercado soluciones adecuadas. La hibridación de las instalaciones FV con acumuladores de baterías y/o centrales eólicas ofrece una potente respuesta a muchos de los problemas mencionados. Los acumuladores de baterías, en sus más diversas aplicaciones, también sin fotovoltaica, se revelan aquí como la navaja suiza de la transición energética. Las instalaciones de generación combinadas abren una serie de nuevos modelos comerciales que podrían mejorar los argumentos comerciales a favor de los proyectos FV. La comercialización y venta de flexibilidad proporciona la tan necesaria disponibilidad de flexibilidad en el sistema.

Algunas de estas soluciones podrán verse en junio de 2026 en la mayor alianza de ferias del sector energético de Europa: The smarter E Europe.

■ Acoplamiento intersectorial y electrificación

Para que la fotovoltaica, como fuente de generación de energía económica, pueda suministrar energía barata a la mayor cantidad posible de sectores de la economía y la sociedad, es imprescindible un avance de la electrificación y del acoplamiento intersectorial que combine los sectores de electricidad, calefacción y transporte. Según Ember,

el porcentaje de electricidad en el consumo final de energía en China ascendía ya en 2023 al 32%, con un aumento del 1% anual. Importantes mercados globales, como India y la UE, han presentado los objetivos estatales de electrificación (India: 40% para 2047, UE: 32% para 2030). En la exposición Renewables 24/7 de The smarter E Europe se puede ver cómo puede funcionar un suministro completo 24/7 a base de renovables.

■ La revolución de la transición energética: las baterías

El crecimiento de las energías renovables fluctuantes está convirtiendo a los acumuladores de baterías en un factor cada vez más importante en la transición energética. Aplazan selectivamente la energía a horas en las que hay menor oferta de electricidad, ayudan a estabilizar la red y reducen el curtailment allí donde la generación y la capacidad de la red no están armonizadas. Echando una mirada a Europa se puede ver lo rápido que se mueve el mercado. Según SolarPower Europe, en 2025 la UE instaló 27,1 GWh adicionales en baterías (un 45% más que en 2024). Lo que llama la atención es el cambio de estructura: en 2025, el 55% de la capacidad nueva correspondía ya a grandes acumuladores. Así pues, se están convirtiendo en un pilar fundamental para la flexibilidad del sistema. Para la electricidad de los acumuladores cada vez será más relevante la combinación de diferentes flujos

de ingresos mediante su comercialización en diferentes mercados, como el arbitraje diario/intradiario y los mercados de capacidad o de servicios de gestión de red. De esta forma, las centrales con baterías tenderán cada vez más a ser carteras gestionadas profesionalmente, en vez de proyectos individuales con un solo caso de uso.

■ Plantas fotovoltaicas híbridas: nuevos modelos de financiación

Las plantas fotovoltaicas híbridas se están convirtiendo en el nuevo estándar del sector: cuando la tecnología FV y las baterías comparten un mismo punto de conexión a la red aprovechan por partida doble la infraestructura, facilitan la planificación de la inyección a la red y permiten “enriquecer” en el tiempo la electricidad solar al desplazarla del pico del mediodía, cuando los precios son bajos, al horario de demanda nocturna, bastante más rentable. De esta forma, las plantas híbridas hacen posibles nuevos modelos de financiación para la fotovoltaica, que estaba pasando apuros por la caída del valor de mercado de la electricidad solar. Aparte de los modelos multiuso, también tendrán cada vez más importancia los contratos de compraventa de electricidad (PPA) híbridos.

El siguiente paso se produce en el ámbito del software: las estrategias de despacho eléctrico basadas en IA, los gemelos digitales y el cambio de modo automatizado gracias a sofisticados sistemas de gestión de la energía convierten a las baterías en “activos capaces de aprender” que optimizan al mismo tiempo la rentabilidad y el aprovechamiento del sistema, creando así justo la bancabilidad necesaria para seguir acelerando la puesta en



marcha en Europa de proyectos de plantas híbridas.

■ El dream team: baterías e inversores formadores de red

La red eléctrica necesita inercia y estabilidad en la frecuencia y tensión. Los inversores formadores de red combinados con baterías pueden proporcionar estos servicios de gestión de red en forma de inercia sintética, un elemento insustituible en un sistema alimentado con energía renovable 24/7. Los inversores formadores de red se están convirtiendo en el estándar del sector para ayudar al cambio en el sistema. Y es que distintos países, sobre todo Gran Bretaña, están planificando o llevando a cabo subastas para comprar selectivamente estabilidad a centrales eléctricas con tecnología para la formación de red. Normalmente, se trata de centrales con baterías, pero también las plantas fotovoltaicas con inversores formadores de red pueden proporcionar energía reactiva sin baterías. La tecnología de formación de red aporta estabilidad a la red eléctrica y al mismo tiempo abre nuevos modelos de ingresos para la fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento de energía en baterías (BESS).

■ El auge de la carga bidireccional

En la UE hay un enorme potencial de baterías móviles en forma de coches eléctricos que pueden contribuir a estabilizar la red y almacenar y proporcionar electricidad en función de las necesidades. Según el consorcio energético E.on, con un solo vehículo eléctrico apropiado, la carga bidireccional podría abastecer de electricidad en horario vespertino y nocturno hasta a once hogares alemanes. Tanto está creciendo la importancia de la carga bidireccional en Europa que la industria, los ayuntamientos e incluso el sector político están poniendo en marcha iniciativas al respecto. En Alemania, por ejemplo, se ha decidido suprimir los peajes de acceso duplicados, que suponen un gran obstáculo para la carga bidireccional. Además, con la norma ISO 15118-20, se introduce a nivel europeo un estándar internacional para la comunicación de los vehículos eléctricos con las columnas de carga sin aplicaciones, tarjetas ni entrada de datos manual. En la ciudad de Utrecht (Países Bajos) se introdujo en 2025 un sistema de carsharing Vehicle-to-Grid (V2G) que estabiliza la red eléctrica local y a la vez ofrece a los vecinos soluciones de movilidad asequibles y sostenibles. Importantes actores del sector de la movilidad, como BNW y Elli, se han lanzado al segmento comercial de la carga bidireccional y se cuentan entre los expositores de The smarter E Europe. A partir de este mes de

marzo de 2026, BMW y E.ON quieren lanzar en Alemania la primera oferta comercial V2G para clientes particulares. Elli, filial de Volkswagen, ya opera 900.000 puntos de carga en Europa y desde hace poco ofrece a los clientes una extensa gama de servicios, como tarjetas de repostaje, wallboxes, gestión de flotas y mantenimiento, y compra-venta de energía.

■ Flexibilidad: el infravalorado potenciador de la red

En el sistema eléctrico, flexibilidad significa controlar el consumo y la generación descentralizada para que se adapten a la oferta, a los precios y a los estados de la red y, así, conseguir que un sistema dominado por la eólica y la fotovoltaica se mantenga estable y asequible. Los cálculos de la UE parten de que la demanda de flexibilidad crecerá un 133% para el año 2030. En la práctica, la flexibilidad raramente la comercializan directamente en el mercado “empresas aisladas”: agregadores, proveedores de servicios de energía y plataformas de flexibilidad concentran muchos activos controlables (cargas, baterías, puntos de recarga, generación) para crear centrales eléctricas virtuales y se encargan de las previsiones, el despacho, la medición/verificación y el acceso al mercado.



De esta forma surge un nuevo ecosistema de servicios de red, desde Energy-as-a-Service u ofertas de marca blanca para empresas municipales y proveedores hasta plataformas de software que operan de forma automática las instalaciones siguiendo las señales de los precios y la red. El beneficio para las empresas es doble: por un lado, menos gastos de energía y picos de carga gracias a la optimización de los horarios y, por otro, ingresos adicionales por la comercialización, a menudo con tarifas dinámicas, la optimización del mercado spot o los productos de servicios de gestión

de red. Para las redes, la flexibilidad se convierte así en un recurso sistémico: desplaza la demanda a horas de alta generación de energía renovable, amortigua los picos, reduce los cuellos de botella y el curtailment.

■ Exposición Renewables 24/7

Todas las soluciones aquí presentadas se reúnen en la exposición Renewables 24/7, uno de los platos fuertes de la alianza de ferias The smarter E Europe 2026. En ella se muestra, de forma detallada, cómo es un sistema energético basado en renovables preparado

**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

 ATECA

 ArcBox™

 BYD

 EXIDE
TECHNOLOGIES

 BULTMEIER

ESDEC

 SUNFER

 panelclaw™

 Sölver

Tigo

 VMC
vector motor control

STÄUBLI

 HT
INSTRUMENTS

**Especialistas
en fotovoltaica**

www.saltoki.com
atencionalcliente@saltoki.com
Teléfono: 900 11 55 11



Localiza con este QR tu
centro Saltoki más cercano

SALTOKI
E-solar



para el futuro: flexible, controlado, económicamente viable, tecnológicamente robusto y socialmente factible.

Un elemento central de la exposición son los cuatro universos temáticos que representan la industria, el comercio, la vivienda y la movilidad. Cada uno de ellos muestra con escenarios muy cercanos a la realidad cómo interactúan las tecnologías de generación, las baterías, la gestión de carga, las soluciones de red digitales y los sistemas de control inteligentes para proporcionar en todo momento un suministro de energía fiable. También se explicarán los principales retos (como la volatilidad, el exceso de producción y los periodos de “calma chicha” durante los que no hace sol ni viento) y las soluciones con las que empresas, proveedores de energía y consumidores los afrontan.

Un tema fundamental de la exposi-

ción se centra en la perspectiva económica: muestra cómo la flexibilización, las baterías y el acoplamiento intersectorial reducen los gastos, hacen posible un suministro seguro y protegen la competitividad. Las mejores prácticas internacionales demuestran cómo estas tecnologías ya se están aplicando con éxito.

La exposición se complementa con exhibición de productos, demostraciones en vivo y aportaciones de expertos que explican los aspectos técnicos, regulatorios y de mercado.

■ The smarter E Europe 2026: un evento superlativo en el sector

Nuestro sistema energético cambia a pasos agigantados, y, con él, los productos, aplicaciones y modelos comerciales. Para seguir el ritmo de estos avances, el sector necesita intercambios, diálogo, colaboración y

transferencia de conocimientos. Y, para ello, The smarter E Europe se mantiene como el evento de lo superlativo en la agenda de cualquier experto en energía: distribuidos en un total de 19 pabellones y una explanada al aire libre, alrededor de 2.800 expositores esperan en Munich (Alemania) la asistencia de más de 100.000 visitantes en la mayor alianza de ferias del sector energético de Europa y sus ferias especializadas Intersolar Europe, ees Europe, Power2Drive Europe y EM-Power Europe. La alianza de ferias se celebra entre el 23 y el 25 de junio de 2026 en la Messe München, este año con un nuevo horario: de martes a jueves.

En una superficie de exposición de 200.000 metros cuadrados se presentarán las últimas innovaciones y aplicaciones en el campo de energía fotovoltaica, baterías, electromovilidad e infraestructura de carga, gestión de la energía y soluciones interconectadas. Además, los siete foros de la feria ofrecen un programa de conferencias a medida sobre temas relevantes como el de los grandes acumuladores, plantas fotovoltaicas híbridas, carga bidireccional y tecnología de formación de red.

Conocimientos expertos de máxima actualidad y contactos muy fructíferos es lo que ofrecen las cuatro conferencias de The smarter E Europe que se celebran simultáneamente los días 22 y 23 de junio en el ICM de la Messe München. Con una misma entrada se puede asistir a las cuatro conferencias, Y el 22 de junio, tras la conferencia, la barbacoa Midsummer BBQ dará la oportunidad de socializar en un ambiente distendido.

■ Premios The smarter E AWARD

Para un suministro de energía viable para el futuro se requieren productos, servicios y modelos comerciales innovadores. Los premios The smarter E AWARD reconocen cada año a los mejores de cada una de las categorías (Photovoltaics, Energy Storage, E-Mobility, Smart Integrated Energy y Outstanding Projects). Pueden participar los expositores de todas las ferias de la alianza de The smarter E. La ceremonia de entrega de premios a los galardonados e innovadores del año 2026 tendrá lugar el 22 de junio en la sala 1 del centro de congresos ICM de la Messe München.

Más información:

→ www.thesmartere.de



TBB POWER
EASY POWER, EASY LIFE



Riio Sun II
Nuevo Inversor
multifunción
todo en uno.

Soluciones completas

Escenarios de aplicación:



Sistema Backup con ESS
2kVA-72kVA



Sistemas aislados con ESS
2kW-135kW



Híbrido residencial ESS
6kW-45kW



Comercial e industrial
33kW-330kW



Mini Redes
33kW-330kW

Distribuidor
exclusivo en España

Bornay

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

Elegir **luz verde** es formar parte del cambio.



En Contigo Energía no seguimos modas: **las iniciamos**. Por eso, fuimos la primera comercializadora de energía **100% renovable de España**.

Hoy, dos décadas después, seguimos caminando junto a miles de personas y empresas que creen, como nosotros, **que cuidar del planeta no es una moda, es un compromiso**.

**La energía del presente
empieza Contigo.**

