

ENERGÍAS RENOVABLES

220
Abril 2023

www.energias-renovables.com

@ERenovables

Especial Almacenamiento

Las baterías serán tan importantes como los paneles solares

España, potencia exportadora de electricidad renovable



Los eléctricos rompen la barrera de los 100.000



The smarter E Europe: la mayor plataforma de la economía energética de Europa





SEGURO E INTELIGENTE

SISTEMA DE GESTIÓN DE ENERGÍA RESIDENCIAL

ELS-5K : SISTEMA DE CONVERSIÓN DE POTENCIA

- ✓ Conecte hasta **4 unidades de batería** en Paralelo hasta 20 KWH+
- ✓ Se conecta a la entrada de batería de bajo **voltaje de 48V**
- ✓ **3 modos de control de energía**
Respaldo, Autoconsumo y modo horas Valle / horas Pico
- ✓ Integrado con el **sistema de monitoreo APsystems**

POTENCIA NOMINAL

5000 VA

EFICIENCIA HASTA

96.5%



EMEA.APSYSTEMS.COM



220



Número 220
Abril 2023

■ PANORAMA

La actualidad en breves	6
Opinión: Sergio de Otto (8) / Ernesto Macías (10)	
España, potencia exportadora de electricidad renovable	22
Entrevista a Daniel Pérez , director general de L'Energètica, la nueva empresa pública de energía de Cataluña	26
The smarter E Europe: la mayor plataforma de la economía energética de Europa	28

■ ALMACENAMIENTO

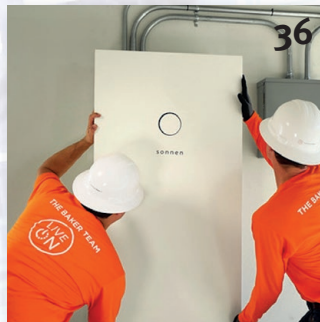
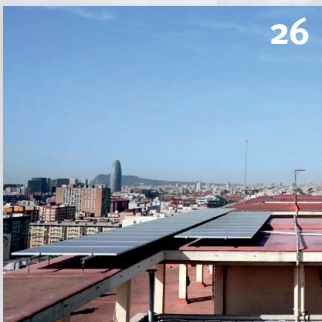
Sin balón no hay partido	34
Almacenamiento detrás del contador: Las baterías serán tan importantes como los propios paneles solares	36
Almacenamiento en baterías: En trayectoria imparable, pero con retos importantes a superar <i>(+Entrevista a Luis Marquina, presidente de Aepibal)</i>	42
A dos años del colapso	46
Entrevista a Franc Comino , CEO de sonnen Ibérica	50
Evolucionando al ritmo de las baterías	54
Entrevista a David Trebolle , secretario general de Protermosolar	56

■ MOVILIDAD

Los eléctricos rompen la barrera de los 100.000 <i>(+Entrevista a Arturo Pérez de Lucía, director general de Aedive)</i>	60
--	----

Se anuncian en este número

APSYSTEMS	2	SOLAR TODAY.....	25
BORNAY.....	4	SOLARWATT	9
CONTIGO ENERGÍA.....	64	SONNEN.....	41
EIDF	31	SUMINISTROS ORDUÑA.....	7
INTERSOLAR	17	SUN BALLAST.....	32 y 33
K.EY	59	SUNGROW.....	15
KOSTAL	53	TAB BATTERIES	49
LONGI	13	TRINA SOLAR	21
RISEN	39	VICTRON	63
SALTOKI.....	19	WATTKRAFT	11



ENERGÍA CON CONCIENCIA

PARTE DE LA EXPERIENCIA BORNAY CONSISTE
EN CREAR UN MUNDO MÁS SOSTENIBLE.
EN ESTE SENTIDO NUESTROS PRODUCTOS
AYUDAN A CONSERVAR MARAVILLAS COMO
LA QUE AQUÍ TE MOSTRAMOS.

Bornay aprovecha los recursos que te ofrece la naturaleza para dar energía a tu hogar de manera sostenible.

El sol y el viento se convierten en tus mejores aliados, aportándote independencia energética y cuidando el planeta que heredarán los tuyos.

Súmate a la Experiencia Bornay.

DESDE 1970
APORTANDO SOLUCIONES
AL MUNDO DE LAS
ENERGÍAS RENOVABLES

Bornay 

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



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 Sánchez

celia@energias-renovables.com

DISEÑO Y MAQUETACIÓN

Fernando de Miguel

trazas@telefonica.net

COLABORADORES

Paloma Asensio, Alba Luke, Anthony Luke,

Javier Rico, Hannah Zsoloz

CONSEJO ASESOR

Mar Asunción

Responsable de Cambio Climático de WWF/España

Pablo Ayesa

Director general del Centro Nacional de Energías Renovables (Cener)

Mercedes Ballesteros

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

Rafael Benjumea

Presidente de la Unión Española Fotovoltaica (UNEFP)

Javier Díaz

Presidente de la Asociación Española de Valorización Energética de la Biomasa (Avebiom)

Oleguer Fuertes,

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

Javier García Breva

Experto en Políticas Energéticas y presidente de NzE

José Luis García Ortega

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

Santiago Gómez Ramos

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

Antoni Martínez

Senior Advisor de InnoEnergy

Miguel Ángel Martínez-Aroca

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

Carlos Martínez Camarero

Secretaría de Sostenibilidad Medioambiental de CCOO

Emilio Miguel Mitre

Director red Ambientectura

Joaquín Nieto

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

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

REDACCIÓN

Paseo de Rías Altas, 30-1 Dcha.

28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)

Tel: +34 91 663 76 04

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

+34 91 663 76 04

publicidad@energias-renovables.com

advertising@energias-renovables.com

Imprime: Aries

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



EDITA: HAYA COMUNICACIÓN



NOSOTROS USAMOS



kilovatios verdes limpios

Triodos Bank

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

Nunca *hacesol* a gusto de todos

Al autoconsumidor le va muy bien. “Desde que puse las placas me están viniendo unas facturas que no me las creo. Barato, barato. O rico, rico, como diría Arguiñano”. Y a la ingeniería y al instalador también les va bien. Les va bien (o muy bien, “que no doy abasto”) montando autoconsumos: instalaciones solares fotovoltaicas para autoconsumo doméstico, comercial, industrial, aislados, naves ganaderas, bombeo, comunidades energéticas...

Sí, hay trabajo, hay negocio, hay dinero. Y hay presente y pinta bonito el futuro inmediato. Incluso en tiempos como estos, tiempos de Putin, sequías, incertidumbres y... policrisis, que al final van sumándose unas a otras (la pandemia, la guerra, el cambio climático, la inflación...) y ahora se dice policrisis. Pues bien, a pesar de todo, al autoconsumidor, al instalador y a la ingeniería les va bien. En general.

Pero nunca *hacesol* a gusto de todos.

Los inversores por ejemplo están preocupados. Porque la fotovoltaica está hundiendo los precios, sobre todo en las horas centrales del día. De muchos días. Demasiados días. Porque resulta que está entrando en el mercado mucha oferta a la vez, mucha electricidad solar al mismo tiempo, y claro: bajan los precios. Porque ya se sabe que cuando la oferta es mucha-mucha (y no tanta la demanda) el precio tiende a la baja.

Y eso está pasando. Ya. Singularmente en días festivos, cuando (1) cierran muchas fábricas, (2) baja mucho-mucho la demanda y (3) brilla el Sol en todas partes. ¿Un ejemplo? El sábado, 25 de marzo. Ese día, en el mercado mayorista, entre las tres y las cinco de la tarde, el megavatio hora se pagó a... cero euros. ¿Otro? Domingo, 26: Sol a todo país (España de sol y placa) y otras siete horas a cero. Siete, entre las 11.00 y las 19.00.

El usuario final, encantado. Encantado el autoconsumidor y encantado el que no lo es. “Barato, barato. Rico, rico, como diría Arguiñano”.

El inversor, espantado. Porque la solar “deprime” el precio de la electricidad y el retorno, la rentabilidad de la inversión, deja de ser.

La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia publicó un informe en diciembre (que ha pasado muy inadvertido, por cierto) en el que estima que la energía autoconsumida en 2022 ha rondado en España los 2.900 gigavatios hora, que alcanzará los 6.100 en 2023 y que superará los 10.600 en 2024.

O sea, que la energía autoconsumida (esa que sale de mi placa y uso en mi cocina, esa que nunca llegará a la red ni pisará el mercado) se va a triplicar en solo dos años. Más aún: el informe en cuestión (CNMC RAP/DE/009/22) estima que el autoconsumo representará el 6,5% del total de la demanda nacional en consumo en 2025.

Pregunta: ¿reducir la demanda es bueno o malo? Otra pregunta: ¿deprimirá esa reducción de la demanda los precios aún más? Y otra: ¿eso es bueno o malo?

Dicen muchas voces del sector que la transición energética podría entrar en barrena si los inversores se retocan y no invierten en eólica y solar por aquello de que no le ven rentabilidad al asunto. ¿Solución? Almacenamiento. Almacena la electricidad solar cuando te la paguen a cero y viértela cuando la retribución sea razonable.

¿Problema? Los inversores dicen que montar sistemas de almacenamiento (baterías, bombeo, termosolar) es muy caro, y que la amortización es a muy largo plazo y que la rentabilidad hay que buscarla casi en el más allá. Así que piden ayudas, como las que recibieron las renovables al principio, para que el almacenamiento despegue y la transición siga su curso.

Hay actores del sector que plantean que las ayudas permitan a los inversores en almacenamiento alcanzar una rentabilidad de al menos el 7,4%, como la que se le puso a las renovables. Y cuando lo hemos escuchado, el que estaba a mi lado me ha preguntado: “¿y si le fijamos directamente esa rentabilidad del 7,4% al almacenamiento y a toda la nueva potencia? Así nos ahorramos las ayudas, los inversores tienen certidumbre y la transición y tal y tal”. Uy.



A Barrero F.

Antonio Barrero F.

■ Así es la reforma del mercado de la electricidad que propone Bruselas

La Comisión Europea ha puesto en marzo por fin sobre la mesa su propuesta de reforma del mercado europeo de la electricidad, una propuesta con la que quiere impulsar los contratos de compraventa de electricidad de largo plazo (porque sostiene que así el cliente puede evitar más fácilmente la volatilidad característica del mercado) y que incluye algunas medidas que podrían ser calificadas como disruptivas. ¿Por ejemplo? Permitir que los autoconsumidores puedan vender sus excedentes a otros consumidores.

El Ejecutivo comunitario (la Comisión Europea) persigue varios objetivos con su reforma del mercado de la electricidad. A saber: (1) acelerar el despliegue de las energías renovables “y la eliminación progresiva del gas”; (2) hacer que las facturas de los consumidores dependan menos de la volatilidad de los precios de los combustibles fósiles; (3) proteger mejor a los consumidores frente a futuras subidas drásticas de los precios “y posibles manipulaciones de mercado”; y (4) lograr que la industria de la UE sea limpia “y más competitiva”. Con esos fines en el horizonte, Bruselas ha planteado en su propuesta (entre otras muchas cosas) dinamizar el autoconsumo, impulsar los contratos de compraventa de electricidad de largo plazo y obligar a los gestores de redes (“tanto de transporte como de distribución”) a que publiquen y actualicen “información sobre la capacidad de red disponible en sus zonas de operación”. Aviso pues a los transportistas, como Red Eléctrica de España, y a las distribuidoras, como Iberdrola, Endesa o Naturgy, a las que pide más transparencia y más agilidad en las tramitaciones.

Lo hace de manera muy explícita. La propuesta de la Comisión habla en varias ocasiones de “obligaciones de transparencia para los gestores de redes”, y critica sin tapujos “los largos plazos de respuesta a las solicitudes de conexión a la red”. Los gestores de redes de transporte y distribución –dice literalmente la Comisión– deben facilitar a los usuarios de la red “información clara y transparente sobre el estado y el tratamiento de sus solicitudes de conexión (...) y deben esforzarse por facilitar esta información en un plazo de tres meses a partir de la presentación de la solicitud”. Eso, en cuanto a los transportistas y las distribuidoras.

La propuesta de reforma plantea por otro lado medidas que pretenden incentivar los contratos de largo plazo. Lo hace con el propósito de que los consumidores se protejan de la extraordinaria volatilidad de los mercados diarios y porque “en la actualidad están disponibles generalmente solo para grandes consumidores de energía en muy pocos Estados miembros”. La Comisión habla concretamente de Contratos de Compraventa de Energía (CCE), que define como “contratos privados a largo plazo entre un productor de energía, generalmente renovable o hipocarbónicas, y un consumidor” (lo que en el mundo anglosajón se conoce por PPA, *power purchase agreement*). Eso sí, “los Estados miembros –especifica literalmente la Comisión– no deben prestar ayudas a los CCEs que compren generación a partir de combustibles fósiles”.

PPAs

En el último año –reconoce la Comisión–, muchas empresas se han visto gravemente afectadas por la excesiva volatilidad de los precios de la energía. Pues bien, para mejorar la competitividad de la industria de la UE y reducir su exposición a la volatilidad de los precios, la Comisión propone facilitar el despliegue de contratos a largo plazo más estables, “como los contratos de compraventa de energía (CCE), a través de los cuales las empresas establecen sus propios suministros directos de energía y, de este modo, pueden beneficiarse de precios más estables de la producción de energía renovable y no fósil”.

Un obstáculo al crecimiento de este mercado –reconoce la Comisión– es el riesgo crediticio de que los consumidores no siempre puedan comprar la electricidad durante todo el período. Para hacer frente a esta situación –plantea la propuesta–, los Estados miembros “deben garantizar que las empresas que se enfrentan a barreras de entrada al mercado de los CCE y que no se encuentran en dificultades financieras tengan acceso a instrumentos para reducir los riesgos financieros asociados al impago del comprador en el marco de los CCE, tales como los sistemas de garantía a precios de mercado”.

Con el fin de proporcionar “a los productores de energía” unos ingresos estables y proteger a la industria de la volatilidad de los precios, todo el apoyo público a nuevas inversiones en generación inframarginal y sostenida de electricidad renovable y no fósil tendrá que adoptar la forma de contratos bi-

direccionales por diferencias, “mientras que los Estados miembros estarán obligados a canalizar los ingresos excedentarios hacia los consumidores”.

La Comisión define así el contrato bidireccional por diferencia: “contrato firmado entre un operador de instalaciones de producción de electricidad y una contraparte, normalmente una entidad pública, que prevé tanto una protección de la remuneración mínima como un límite a la remuneración excesiva; el contrato tiene por objeto preservar los incentivos para que la instalación de producción opere y participe de manera eficiente en los mercados de la electricidad”.

La Comisión también apuesta en su reforma por reducir el riesgo de fracaso de los proveedores. La propuesta exige a los proveedores que gestionen sus riesgos de precios al menos en la medida de los volúmenes objeto de contratos fijos, con el fin de estar menos expuestos a las subidas drásticas de precios y a la volatilidad del mercado. Por otra parte, se obliga a los Estados miembros a establecer proveedores de último recurso para que ningún consumidor se quede sin electricidad.

La Comisión reconoce en todo caso que “los proveedores han reducido sus ofertas, los contratos de precio fijo son escasos y ha disminuido la variedad de las ofertas”.

FLEXIBILIDAD

La Comisión considera en su propuesta que “el despliegue acelerado de las energías renovables requiere una creciente disponibilidad de soluciones de flexibilidad para garantizar su integración en la red” y en ese sentido considera que las autoridades reguladoras “deben evaluar periódicamente” esa necesidad de flexibilidad (necesidad que pueden satisfacer los interconectores, la respuesta de la demanda, el almacenamiento de energía o los combustibles renovables). Los Estados miembros –dice la Comisión– deben definir un objetivo nacional de flexibilidad no fósil” y, para alcanzar ese objetivo –añade– “pueden configurar o reconfigurar los mecanismos de capacidad con el fin de crear un mecanismo de capacidad ecológico y flexible (...) mediante la introducción de criterios o características adicionales en el diseño”. Además, también pueden “aplicar regímenes de ayudas a la flexibilidad consistentes en pagos por la capacidad disponible de flexibilidad no fósil”.

El Ejecutivo comunitario considera que la construcción de un sistema energético basado en las energías renovables es “crucial” no solo

para reducir las facturas de los consumidores, “sino también para garantizar a la UE un suministro energético sostenible e independiente, en consonancia con el Pacto Verde Europeo y el plan REPowerEU”.

Precisamente en ese sentido se manifestaba, durante la presentación de la propuesta, el vicepresidente ejecutivo responsable del Pacto Verde Europeo, Frans Timmermans. “Las energías renovables –ha dicho– son nuestro pasaporte para la soberanía energética y el fin de nuestra dependencia de los combustibles fósiles. Tenemos que actualizar nuestra configuración del mercado para garantizar que esta transición se produzca lo antes posible y que los consumidores puedan beneficiarse de los menores costes de las energías renovables”.

RENOVABLES POR TRES

“Para alcanzar nuestros objetivos en materia de energía y clima –matizan en todo caso desde la Comisión–, el despliegue de las energías renovables tendrá que triplicarse para finales de esta década”.

La Comisión Europea asegura por otra parte que la reforma que plantea refuerza así mismo, “significativamente”, la protección de los consumidores vulnerables. “En el marco de la reforma propuesta, los Estados miembros protegerán de la desconexión a los consumidores vulnerables con pagos atrasados”. Además, “en caso de crisis”, el Ejecutivo comunitario permitirá a los Estados miembros hacer extensivos “los precios al por menor regulados” a los hogares y las pymes (daría por sentado así que el precio regulado es menor que el que pueda ofertar el mercado libre).

Con arreglo a la propuesta, también se están renovando las normas sobre el intercambio de energías renovables. Los consumidores podrán vender el exceso de electricidad solar de sus tejados a sus vecinos, y no solo a su proveedor. Por ejemplo, los arrendatarios podrán compartir el excedente de energía solar de su tejado con un vecino.

«Los clientes activos que posean, arrienden o alquilen una instalación de almacenamiento o generación de energía deben tener derecho a compartir el exceso de producción y empoderar a otros consumidores para que se conviertan en clientes activos, o a compartir la energía renovable generada o almacenada en instalaciones que posean, arrienden o alquilen colectivamente, ya sea directamente o a través de un facilitador externo»

La reforma también permite a los gestores de redes obtener una reducción de la demanda en horas punta. Junto con esta propuesta, la Comisión también ha formulado este martes recomendaciones a los Estados miembros sobre el avance de la innovación, las tecnologías y las capacidades en materia de almacenamiento.

Por último, para garantizar unos mercados competitivos y una fijación de precios transparente, la Agencia de Cooperación de los Reguladores de la Energía (ACER) y los reguladores nacionales tendrán “una mayor capacidad para supervisar la integridad y la transparencia del mercado de la energía”.

En particular, la actualización del Reglamento sobre la integridad y la transparencia del mercado mayorista de la energía (RE-



El discurso de la Comisión

«Los precios elevados y volátiles, como los observados en 2022 provocados por la guerra energética de Rusia contra la UE, han supuesto una carga excesiva para los consumidores. Esta propuesta permitirá a los consumidores y a los proveedores beneficiarse de una mayor estabilidad de precios basada en tecnologías de energías renovables y no fósiles. Fundamentalmente, ofrecerá a los consumidores una amplia gama de contratos y una información más clara antes de firmarlos, para que tengan la opción de fijar precios seguros y a largo plazo, y eviten así los riesgos excesivos y la volatilidad. Al mismo tiempo, podrán seguir optando a contratos con fijación dinámica de precios para aprovechar la variabilidad de los precios y utilizar la electricidad cuando esta sea más barata (por ejemplo, para cargar coches eléctricos o utilizar bombas de calor)»

MIT) garantizará, según la Comisión, “una mejor calidad de los datos y reforzará el papel de la ACER en las investigaciones de posibles casos de abuso de mercado de carácter transfronterizo”.

La reforma propuesta tendrá que ser debatida y aprobada por el Parlamento Europeo y el Consejo antes de su entrada en vigor. ■

ORDUÑA

GOODWE

Distribuidor en España y Portugal

Nuevo inversor híbrido Serie ET (15-30 kW)



Los inversores **ET** de **GoodWe** satisfacen de manera eficiente las diferentes necesidades energéticas, facilitando aplicaciones de respaldo de energía (back up), reducción de picos de potencia y la gestión de carga para una autonomía optimizada y un coste de energía reducido.

La serie **ET** se puede combinar con diversas marcas y capacidades de batería, incluida **GoodWe Lynx Home F**.



Nivelación de cargas punta



Conmutación del SAI <10ms



Potente sobrecarga en el modo de resguardo

Más información sobre el nuevo inversor híbrido ET



www.suministrosorduna.com
Distribuidor en España y Portugal



Suministros Orduña S.L.
P.I. La Atalaya. C/ Guillermo Marconi, Nº 19-23
45500, Torrijos (Toledo)
Tel: 925 105 155 / Email: info@suministrosorduna.com



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

¡¡¡Estamos tontos!!!

El titular iba ser una interrogación, pero... no, creo de verdad que hemos perdido el Norte. Y el Norte está bastante bien definido. Hace unos días se hacía público el sexto informe del IPCC (Panel Intergubernamental Cambio Climático) a modo de resumen de la investigación realizada por cientos de científicos de todo el mundo durante los últimos 8 años. Recuerdo la conclusión: se nos acaba el tiempo. Lo sabemos desde hace mucho, sí, pero el tono del informe, así como el de las palabras del secretario general de Naciones Unidas, Antonio Guterres, es cada vez más rotundo. “Se cierran las ventanas de oportunidad para lograr un futuro viable y sostenible para todos”.

Ante este panorama la primera receta de la comunidad científica es muy clara: energías renovables. No es lo único que tenemos que hacer, está claro, pero es lo primero, lo más urgente, lo imprescindible.

Pues bien, desde hace dos años a la tradicional oposición al desarrollo renovable de los sectores más reaccionarios, a los planteamientos negacionistas, al boicot de las grandes corporaciones energéticas que van a pelear duro para que sigamos quemando petróleo y gas mientras disfrazan sus intenciones con una pequeña guinda renovable en sus negocios fundamentalmente fósiles, a todos ellos se añaden desde hace un par de años nuevos palos en la rueda desde planteamientos progresistas y conservacionistas.

Ese movimiento, que se concretó en un eficaz eslogan de pancarta sobre el que está todo dicho y escrito, tuvo su apogeo en la ceremonia de los premios Goya del cine español cuando el director de la película laureada lo empleaba en su discurso de agradecimiento. Pero no es eso lo más significativo. Lo que me lleva a afirmar lo que dice el título de esta columna es la cantidad de literatura que se ha publicado en los últimos meses desde ámbitos en los que hasta ayer se apoyaban las renovables que, partiendo de aceptar tímidamente la primera parte del lema (“Renovables sí”), cargan ahora las tintas en la segunda parte (“pero así no”), que dejan como conclusión en demasiados casos una demonización, sí una descalificación absoluta del negocio de instalar parques eólicos y plantas fotovoltaicas.

He denunciado en esta columna, y allí donde me han invitado a hablar, la proliferación de mega proyectos (la proliferación digo, porque algunos harán falta) y lo inapropiado de las promociones planteadas a espaldas de la población local, he reclamado compensaciones relevantes para los municipios y sus habitantes y respeto a la biodiversidad, he criticado la ausencia de políticas más contundentes en favor de la generación distribuida. Hasta aquí estamos de acuerdo. La implantación de las renovables se puede y, por tanto, se debe hacer mejor. Pero también he sido testigo de cómo este paraguas del “así no” ha servido para paralizar proyectos bien planteados, he comprobado cómo este “estado de ánimo” ha amparado decisiones arbitrarias de servicios medioambientales autonómicos que consideran que “la posibilidad (no demostrada) de la muerte de una sola ave justifica el rechazo del proyecto” y que ha creado muchas dudas sobre el reto de descarbonizar nuestra economía en capas de la sociedad que deberían ser la vanguardia en esta tarea. Lamentablemente, esta cruzada purista anti-renovable tiene extraños compañeros de viaje como lo son esos cientos de tuiters anónimos que días atrás culpaban a la eólica de estar detrás de la oleada de incendios intencionados en Asturias.

Afortunadamente en este debate hay voces y aportaciones constructivas para definir el necesario “así sí”. A una primera aportación de la Fundación Renovables en julio de 2021 con un documento (“Renovables, ordenación del territorio y biodiversidad”) que sentaba las bases para conjugar el desarrollo de las renovables con el máximo respeto al territorio se han unido otros estudios como el de Pedro Fresco (“Conflictos sociales por el desarrollo de energías renovables en el territorio. Causas y propuestas de mejora”) o la más reciente iniciativa de Ecodes para mostrar los casos de éxito en la implantación de proyectos eólicos y fotovoltaicos. Son planteamientos proactivos para avanzar en la imprescindible transición energética y no recrearse en la descalificación desde el púlpito que se ha puesto tan de moda, para satisfacción de gasistas y petroleros. Dejemos las poses y avancemos. ¿O es que estamos tontos?

La implantación de las renovables se puede y, por tanto, se debe hacer mejor

Uranio ruso en las centrales nucleares españolas

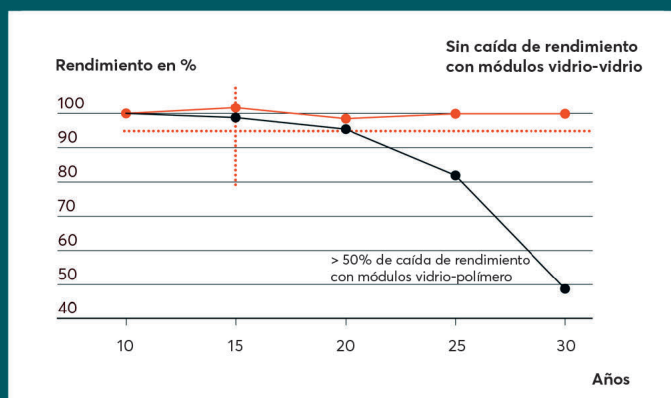
¿Cuánto uranio ruso sigue llegando a las centrales nucleares españolas: el 38,7%? Esa es una de las cuestiones que el diputado Juanxo López de Uralde, coordinador del partido ecologista Alianza Verde, incluye en una batería de preguntas que ha registrado en el Congreso. López de Uralde, que está integrado en el Grupo Parlamentario Confederal de Unidas Podemos – En Comú Podem – Galicia en Común, denuncia que la Unión Europea, que ha impuesto un embargo al petróleo y al gas rusos, no lo ha hecho sin embargo con el uranio y pregunta “¿por qué?”. El diputado ecologista señala además específicamente a las centrales nucleares españolas (cuyos propietarios son Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP), porque, según los datos de Enusa –explica Uralde–, España importa casi un 40% de uranio de Rusia (el 38,7%, concretamente).

Enusa es la empresa pública que se encarga del suministro de uranio enriquecido a las empresas eléctricas propietarias de las centrales nucleares españolas (gestiona la compra de uranio, los servicios de conversión y de enriquecimiento y la logística de los movimientos de uranio desde su lugar de origen hasta la entrega del uranio enriquecido). Iberdrola, Endesa, Naturgy y EDP son las empresas propietarias de los siete reactores nucleares (7.117 megavatios de potencia en total) que operan a día de hoy en España. “Según hemos tenido conocimiento –indica Uralde en el texto registrado–, la importación de uranio desde Rusia continúa sin ningún tipo de impedimento a pesar del embargo impuesto a importaciones de productos rusos. No existe otra justificación para continuar con estas importaciones que los intereses de la industria nuclear europea”.

Más información

→ alianzaverde.es

MAYOR RENDIMIENTO GARANTIZADO DURANTE 30 AÑOS



Los nuevos módulos Solarwatt bifaciales y doble vidrio general hasta un 30% más que los módulos convencionales (vidrio-polímero) más comunes en el mercado.

**La inversión más rentable
con RIESGO CERO.**

Además, Solarwatt incluye un seguro a todo riesgo gratuito que cubre toda la instalación los cinco primeros años.

c/ Real, 12-B. Villanueva de la Cañada | Tfno. 917 236 854
www.solarwatt.es | info.spain@solarwatt.com



Ernesto Macías
Expresidente de la Alliance for Rural Electrification y miembro del Comité Directivo de REN 21
 → ernesto.macias@solarwatt.com

La gran barrera para la recuperación de la industria fotovoltaica. ¿Serán imaginaciones mías?

El pasado mes de noviembre comentaba algunos temas relacionados con iniciativas para recuperar toda la cadena de valor en la industria fotovoltaica en Europa. Algo más que necesario, imprescindible, dado el complejo entorno político internacional.

Escribo estas líneas cuando se acaba de publicar (literalmente) que “La Unión Europea ha elevado los objetivos de consumo de energía renovable más ambiciosos para los próximos años. En 2030, el 42,5% de la energía total tendrá que proceder de este tipo de fuentes de generación e, incluso, se contempla la posibilidad de subir el listón

al 45%, según el acuerdo al que llegaron en la madrugada del 29 al 30 de marzo el Consejo de la UE y el Parlamento Europeo”.

Y en España, tal como indica el Plan Más Seguridad Energética, la autonomía estratégica requerirá del fortalecimiento de las capacidades de la industria nacional a lo largo de toda su cadena de valor en las diferentes tecnologías vinculadas con las energías limpias y con la descarbonización de la economía, para asegurar que las restricciones globales no pongan en riesgo la profundización de la transición energética. Por ello, el Plan indica que se dotará una partida adicional de más de 1.000 millones de euros para el refuerzo de la cadena de valor en la transición energética, alineada con el Perte ERHA.

Por su parte, recientemente la Comisión Europea ha publicado su propuesta de un “Plan Industrial del Pacto Verde”, que tiene entre sus principales objetivos “aumentar la capacidad de fabricación de la UE en relación con las tecnologías y productos con cero emisiones netas necesarios para cumplir los ambiciosos objetivos climáticos de Europa”. En el marco de este Plan, la Comisión ha analizado las vulnerabilidades y dependencias en la cadena de valor europea.

Hace cosa de 20 años, cuando en nuestro país fabricábamos células, pero no polisilicio ni silicio cristalino, se pusieron en marcha, entre otros proyectos, una fábrica de polisilicio, promovida por Isofoton, en Algeciras, que no llegó a nacer, y una de silicio en Puertollano, promovida por Pillar, fabricante ucraniano y proveedor de la mencionada empresa malagueña, que llegó a ponerse en marcha y que tuvo que cerrar con gran dolor y despidiendo a unos mil empleados.

La razón era muy sencilla: los números no salían para competir con la súper dopada y subvencionada industria china. Me consta que el gobierno chino ha estado siempre muy implicado en el desarrollo de esta industria, hasta asegurarse casi una situación de monopolio internacional. Dependemos casi totalmente de ellos para fabricar los miles de gigavatios con los que pretendemos asegurar nuestra dependencia.

El año pasado nos hemos movido mucho en Europa en este tema, pero ¡oh, sorpresa! Hace un año, por poner una cifra, los paneles estaban a 30 céntimos de euro el vatio pico. En pocos meses han bajado un 30%, crisis de transporte aparte. Y esto ha pasado con las materias primas subiendo, los precios de la energía subiendo, salarios, inflación, tipos de interés, etc. ¿No es un poco extraño?

Lamento parecer un “terraplanista”, pero para mí que esto no es casualidad. Por mucho que haya mejorado la ratio gramos de Si/Wp, los números no salen.

Supongo que hay mucha gente feliz por esta espectacular bajada, pero esto va a poner muy difícil las mencionadas iniciativas porque os aseguro que en Europa es imposible fabricar en condiciones capaces de competir con estos precios si no es perdiendo dinero, mucho dinero. ¿Soluciones? Pues hay que ir pensando. A Iberdrola y Enel les ha gustado mucho la nueva Ley IRA de EEUU. A las instituciones europeas no les ha gustado. Mientras tanto seguiremos perdiendo el paso. No sólo con la fotovoltaica. Y esto no son imaginaciones.

La autonomía estratégica requerirá del fortalecimiento de las capacidades de la industria nacional a lo largo de toda su cadena de valor en las diferentes tecnologías vinculadas con las energías limpias

La solar se pone en 20 gigas

El operador del sistema eléctrico nacional, Red Eléctrica de España, ha anunciado a mediados de marzo que España supera ya los 20.000 megavatios (20 gigavatios) de potencia solar fotovoltaica instalada (ahora mismo estamos, concretamente, en los 20.013 MW). Así, la FV del mix eléctrico nacional se consolida como tercera tecnología de generación, solo por detrás de la eólica (que acaba de superar el listón de los 30.000) y el ciclo combinado (centrales que queman gas natural para generar electricidad: 26.250). El año pasado la fotovoltaica adelantó a la hidráulica (cerró el curso con 19.785 MW frente a los 17.094 hidroeléctricos) y, si las previsiones se cumplen, en unos meses la podría desbancar al gas del segundo puesto del podio.

El año pasado (año 2022) el parque FV nacional pasó de los 15.287 megas de potencia a 1 de enero a los 19.785 MW a 31 de diciembre (datos todos de REE). Según las estimaciones de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) y la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), el año pasado, además, el sector instaló en autoconsumos (placas solares sobre los tejados cuya producción autoconsumen sus propietarios) alrededor de 2.500 MW. España nunca antes instaló tanta potencia solar fotovoltaica en un año como lo ha hecho en 2022.

Además, la patronal europea del sector, SolarPower Europe, publicó hace apenas unas semanas un informe en el que estima cuánta potencia solar fotovoltaica podría haber en 2026 en diez países Top de la UE27. Pues bien, en el caso español, en el más modesto de los escenarios previstos por SolarPower Europe, España alcanzaría en el año 2026 los 39.200 MW, mientras que en el escenario de alta penetración, el guarismo se dispara hasta unos extraordinarios 63,9 gigas.

Más información

→ solarpower.org

Un marzo ventoso dinamita todos los registros eólicos

Los más de 22.000 aerogeneradores que operan a día de hoy en España generaron el pasado 9 de marzo el 50,6% de la electricidad peninsular, llegando a superar la producción de 21.000 megavatios hora en tramos horarios de la tarde, récord absoluto de generación eléctrica, según datos de Red Eléctrica de España, operador del sistema eléctrico nacional. A lo largo del día, la eólica generó en la península un total de 409 gigavatios hora (GWh), más del 50% de la electricidad generada. Nunca antes el viento inyectó en un día tanta energía en el sistema eléctrico nacional.

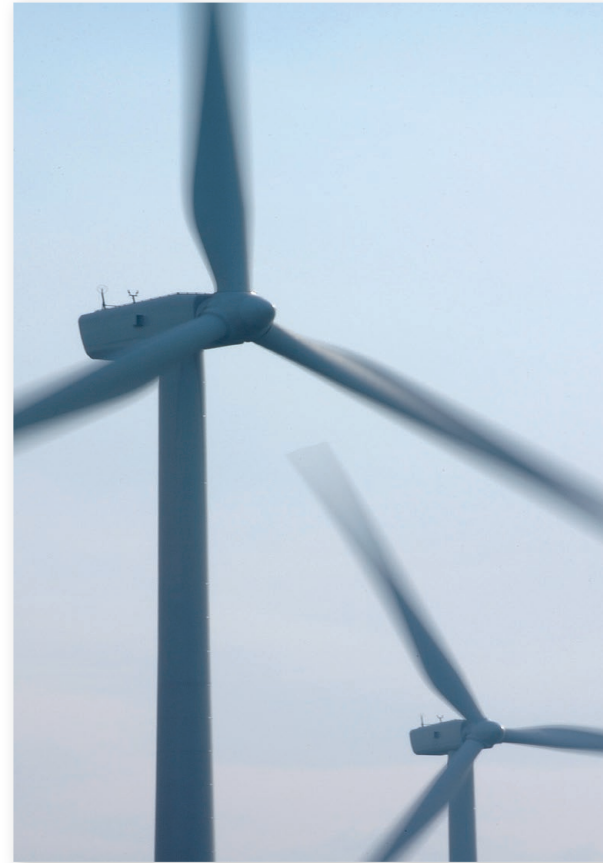
Más aún: según los datos facilitados por REE, la eólica ha establecido un nuevo máximo histórico "de cualquier tecnología" cuando, el jueves, 9 de marzo, a las 20.35 horas, esos 22.000 aerogeneradores produjeron 20.897 megavatios de potencia instantánea. En ese momento, cerca del 60% de la electricidad que se estaba produciendo a nivel peninsular la trajo el viento. Unos minutos después, esta tecnología coronaría otro hito

histórico: el de la hora con mayor producción de electricidad con viento en el sistema peninsular: 21 a 22 horas, 20.437 megavatios hora.

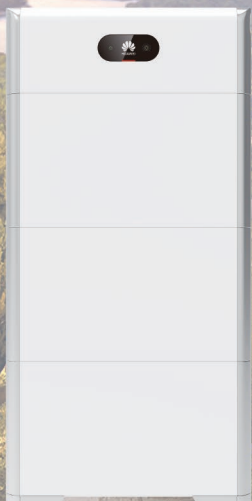
España es la quinta potencia eólica del mundo, con 30.108 megavatios de capacidad, según dato de 31 de marzo de Red Eléctrica de España (el sector añadió el año pasado al parque eólico nacional 1.670 megavatios de nueva potencia eólica). Ahora mismo solo cuatro naciones en todo el mundo tienen más megavatios eólicos. Se trata de la locomotora económica de la Unión Europea (Alemania, 67.000) y tres naciones-continente, China (406.000 MW), Estados Unidos (146.000) e India (41.000). Los datos son en este caso de WWEA, World Wind Energy Association. A nivel nacional (península más archipiélagos), la eólica produjo ayer 413 gigavatios hora.

Más información

→ ree.es



ENERGÍA INTELIGENTE PARA UNA VIDA MEJOR



Huawei Residential Smart PV Solution



■ Solar y eólica se apuntan el 90% de la nueva potencia renovable en 2022

La Agencia Internacional de Energías Renovables (International Renewable Energy Agency, Irena) acaba de publicar el informe Estadísticas de capacidad renovable 2023, que recoge la clave arriba señalada –solar y eólica se apuntan el 90% de la nueva capacidad renovable instalada en 2022– y confirma dos tendencias: la inmunidad de las renovables a la polícrisis y la tendencia a la baja de la generación de electricidad con combustibles fósiles, léase con carbón, derivados del petróleo y gas natural.

La energía renovable sigue registrando niveles top de crecimiento, lo que está empujando a la baja la generación de electricidad basada en combustibles fósiles en prácticamente todo el mundo. La solar fotovoltaica se ha apuntado en este curso pasado un incremento de más de veinte puntos (+22%) respecto a la potencia que instaló un año antes (en 2021). Mientras que la eólica se ha mostrado igualmente saludable y ha crecido (la potencia instalada en 2022 en todo el mundo) también con mucho vigor: +9%. Así, a finales de 2022, y según los datos recogidos en las Estadísticas Irena de capacidad renovable 2023, “la capacidad mundial de generación renovable ascendía a 3.372 gigavatios, lo que supone –concretan desde Irena– un crecimiento récord de 295 gigavatios”, o sea:

+9,6%. La formidable pujanza de las energías renovables en todo el mundo la explica Irena con una última clave: “un impresionante 83% del total de la capacidad eléctrica añadida el año pasado se obtuvo de energías renovables”. O sea, que carbón, derivados del petróleo, gas natural y nuclear juntas solo se han apuntado el 17% de la nueva potencia instalada en todo el mundo.

Durante la presentación del informe, el director general de Irena, Francesco La Camera, ha sido muy explícito a la hora de señalar los motivos de ese éxito, y de “la resiliencia de la energía renovable en una época de persistente crisis energética”. Según La Camera, “la sólida justificación económica de las renovables, junto con la adopción de políticas facilitadoras” son las razones que han mantenido “la tendencia al alza de su participación en la matriz energética mundial año tras año”. Eso sí, el director general de la Agencia Internacional de las Energías Renovables no ha querido dejarse llevar por el triunfalismo. Antes al contrario: “la capacidad eléctrica renovable –ha dicho– debe aumentar anualmente al triple del ritmo actual para 2030 si queremos mantenernos en el camino de limitar el calentamiento global a 1,5°C”.

Los datos de Irena revelan que casi la mitad del total de la capacidad nueva en 2022 la ha instalado Asia, cuyo parque de generación renovable a día de hoy mide un total de 1.630

gigavatios de potencia. La mayor aportación 2022 se registró en China, que añadió 141 GW a la capacidad nueva del continente. En Europa y Norteamérica, por su parte, las renovables crecieron 57,3 y 29,1 gigavatios respectivamente.

África continúa al ralentí, expansión constante (incremento de 2,7 GW), pero apenas ligeramente superior a la registrada el año anterior. Oceanía mantiene una buena velocidad de cruce, velocidad de transición: crecimiento de dos dígitos, con una expansión de 5,2 gigavatios. Mientras que Suramérica continúa con su tendencia al alza, con una expansión de 18,2 gigas.

Medio Oriente por su parte ha registrado el mayor incremento en renovables del que se tiene registro, con 3,2 GW de capacidad nueva encargada en 2022, lo que refleja un incremento del 12,8%.

POR TECNOLOGÍAS

La energía solar y la eólica continuaron dominando la nueva capacidad de generación y contribuyeron conjuntamente al 90 % de la parte correspondiente al total de la capacidad renovable nueva en 2022. La capacidad solar se situó a la cabeza con un incremento del 22 %, seguida de la energía eólica, cuya capacidad de generación se incrementó en más del 9 %. La energía hidroeléctrica registró 1.250 GW.

- Hidroeléctrica: La capacidad hidroeléctrica renovable aumentó en 21 GW (+2 %), una expansión consistente con los últimos años.

- Eólica: Con un incremento de 75 GW (+9 %) en 2022, el crecimiento de la energía eólica siguió desacelerándose en comparación con los dos últimos años.

- Solar: La solar fotovoltaica (FV), con un incremento de 191 GW, representó casi la totalidad del incremento de la electricidad solar en 2022.

- Bioenergía: La expansión se desaceleró ligeramente en 2022 (+7,6 GW en comparación con +8,1 GW en 2021).

- Geotérmica: La energía geotérmica aumentó en una cifra muy modesta de 181 MW.

- Electricidad fuera de la red: La capacidad creció en 1.237 MW en 2022 (+11 %) para alcanzar los 12,4 GW

Más información

→ irena.org




Hi-MO 6 Explorer


Una opción clásica, pero con cambios revolucionarios


La exclusiva estructura de células HPBC de alta eficiencia establece un nuevo estándar para la tecnología fotovoltaica



 Células de alta eficiencia

 Diseño estético

 Rendimiento excepcional

 La mayor fiabilidad del mercado

Diseño: negro obsidiana (lámina trasera en negro), estrellas (lámina trasera en blanco)

Modelo: 54 células, 60 células, 66 células, 72 células

■ El autoconsumo termosolar puede arrebatarle al gas hasta el 90% del mercado industrial

Hasta el 74% de la energía que demandan los procesos industriales es en forma de calor. Y el 90% del calor que utiliza la industria en todos sus procesos proviene de los combustibles fósiles: gas natural, derivados del petróleo y carbón. Así, el primer emisor de gases de efecto invernadero (o sea, el principal responsable del cambio climático) es el sector industrial, que pierde cada día músculo –auténtica sangría– por el sumidero de una factura energética cuyo precio no cesa de crecer (el precio del gas en los mercados internacionales, por ejemplo, se ha incrementado en un 136% en 2022). Pues bien, frente a ese descabro, la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar propone el “autoconsumo termosolar”, que puede desplazar –asegura– “hasta el 90% de los combustibles fósiles que requieren los procesos industriales”.

La tecnología termosolar concentra el calor del Sol y, a partir de esa concentración, genera (1) electricidad que vierte a la red o (2) calor que es usado en procesos industriales de todo tipo: en el sector alimentario, el papelerero, el textil, el químico... Sí, calor solar (tecnología termosolar) que se postula como sustituta del gas natural (o del diésel) con el que hoy las empresas de esos sectores hacen funcionar sus procesos de fabricación. Las dimensiones del mercado industrial potencial de la termosolar son sin parangón. Según Protermosolar, que es la patronal española del sector, actualmente, el 74% de la energía demandada por parte

de la industria mundial es en forma de calor, y el 90% de ese calor proviene de la quema de combustibles fósiles, como el carbón, el gas natural o los derivados del petróleo, “lo que dificulta el proceso de descarbonización del sector industrial, que actualmente es el primer sector del mundo y segundo en España en emisiones de gases de efecto invernadero”.

Pues bien, en ese contexto, los sistemas de concentración solar térmica (la termosolar) representan, según la Asociación Española para la Promoción de la Industria Termosolar, “una alternativa renovable al consumo de combustibles fósiles para la generación de calor a media y alta temperatura en procesos industriales (a partir de cien grados Celsius, 100°C), procesos que suponen el 70% de la demanda del total de la industria” (el otro 20%, hasta el 90%, podría satisfacerlo –ya está empezando a ocurrir– la solar térmica de baja temperatura, que produce calor para procesos industriales que precisan temperaturas menores de 100°C).

El caso es que más allá de esas temperaturas (allende los 100°C) están los colectores solares de concentración (la tecnología termosolar), que permiten alcanzar temperaturas muy elevadas y son capaces de suministrar calor de origen renovable a industrias como las de la alimentación y las bebidas, la química, la farmacéutica, el papel, el textil, lavanderías, industrias ganaderas, del corcho, y a procesos tales como el blanqueamiento, la ebullición, el limpiado, la destilación, el secado, la producción de agua caliente, la pasteurización, la esterilización, el lavado, etcétera, etcétera, etc.

Pero los colectores solares de concentración (la concentración termosolar) no solo son

capaces de suministrar ese calor renovable que necesitan las industrias. Es que además pueden hacerlo a precio más competitivo, a precios por debajo de los que ahora está pagando la industria por ese calor a los señores del gas (Iberdrola, Naturgy y compañía).

“La tecnología termosolar para este tipo de procesos –apuntan desde Protermosolar– destaca por su competitividad en costes, de veinte a cincuenta euros por megavatio hora (20–50 €/MWh), lo que la sitúa por debajo del coste del gas (actualmente por encima de los 45 €/MWh)”.

O sea, que la industria estaría ante una solución (la termosolar para generación de calor) más barata y más limpia que la que ahora mismo le está ofertando el gas.

El mercado además es enorme. Protermosolar habla de “un gran mercado de calor de proceso industrial en el rango de 100°C a 400°C en la Unión Europea”, y ahí la termosolar se postula hoy como oferta sin competencia, como se dijo más arriba: 20–50 €/MWh versus 45 hoy.

Y con una ventaja añadida, además: la termosolar (el Sol) no está sujeta a los dictados del mercado (volátil donde los haya) de los combustibles fósiles, ni a los caprichos de los autócratas y la geopolítica, ni a problemas de logística (el Sol no hay que traerlo por un tubo-gasoducto ni desde ningún Golfo Pérsico).

El mercado además es enorme. Protermosolar estima que el mercado potencial teórico del sector industrial en potencia instalada térmica en Europa rondaría los 150.000 megavatios térmicos.

Y en España –concretan más desde Protermosolar–, el potencial teórico de aplicación tecno-económica de la energía solar térmica para procesos industriales de media temperatura es de 36.800 megavatios, y de 16.600 megavatios térmicos adicionales, incluyendo las aplicaciones de refrigeración.

Además, la tecnología de concentración solar para producción de calor (la termosolar) prácticamente no requiere de metales críticos, recalcan desde Protermosolar, “siendo factible la producción y suministro de materiales en su totalidad en Europa, con la gran relevancia e implicación que tiene para Europa la independencia y autonomía tecnológica en la seguridad de suministro”.

Más información

→ protermosolar.com



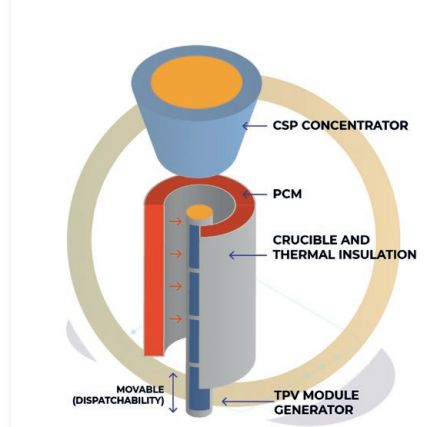
■ Superar los 1.200° centígrados de temperatura

Es el objetivo del nuevo proyecto europeo SunSon (Hijo del Sol), que coordina la Universidad Politécnica de Madrid (UPM). Alcanzar ese hito supondría más que duplicar la temperatura de funcionamiento de las centrales termosolares existentes en la actualidad. El proyecto, financiado por la Agencia Europea de Infraestructura Climática y Medio Ambiente (Cinea), será desarrollado por un consorcio multidisciplinar que lidera la Universidad Politécnica de Madrid (UPM) y que está formado por 6 entidades europeas: la susodicha UPM, las pymes Ionvac Process y Holoss, el centro tecnológico Idener, el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (Ministerio de Ciencia y Tecnología) y la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología (Norges teknisk-naturvitenskapelige universitet, NTNU).

Según el coordinador del proyecto Alejandro Datas, que es profesor e investigador del Instituto de Energía Solar de la UPM, "SunSon tratará de resolver uno de los mayores desafíos energéticos a los que nos enfren-

tamos este siglo: el suministro ininterrumpido de energía renovable. De tener éxito, la tecnología desarrollada en SunSon pretende promover una nueva generación de sistemas termosolares más compactos y eficientes que puedan producir energía siempre que se necesite, independientemente de si hace sol o no".

El objetivo de SunSon –explican desde la universidad madrileña– es "demostrar la viabilidad y el potencial de una solución que integra conversión y almacenamiento energético en un único dispositivo altamente modular y compacto (SunSon-Box)". La tecnología termosolar aprovecha la energía solar para producir calor, almacenarlo y generar electricidad bajo demanda, lo cual aumenta su flexibilidad de integración energética. El calor además –añaden desde la UPM– puede ser usado en procesos industrial, para la producción de agua caliente sanitaria o calefacción. "Por eso, su aplicación es muy prometedora en los sectores energético, industrial, de edificación, e incluso para la futura generación de hidrógeno".



Para poder facilitar su "diseño, viabilidad y replicabilidad", el proyecto también desarrollará una herramienta informática (SunSon-Tool) que integra algoritmos de inteligencia artificial. En los próximos casi 4 años de proyecto, el equipo de SunSon pretende desarrollar un prototipo 10 veces más compacto que los sistemas termosolares convencionales gracias a la incorporación de materiales de cambio de fase que almacenan energía en forma de calor a temperaturas superiores a los 1.200°C. A estas temperaturas, el calor se vuelve incandescente. Por eso, el sistema incorpora convertidores termofotovoltaicos que transforman directamente la incandescencia en electricidad. La tecnología se validará en la Plataforma Solar de Almería (PSA-Ciemat), centro líder en investigación en tecnología termosolar, lo que facilitará la futura etapa de desarrollo y comercialización.

Más información

upm.es

SOLUCIONES HÍBRIDAS

RESIDENCIALES

Ahora con EV Charger.

Descubre todo sobre las soluciones híbridas monofásicas y trifásicas en nuestro Power Tour.

Sungrow Power Tour

Del 20 de marzo al 5 de mayo.

Te estamos esperando.

¡Regístrate Aquí!



SUNGROW
Clean power for all

spa.sungrowpower.com

El máster de las energías marinas de la UPV, premio WMW 2023

La gran semana del mar de Bilbao, World Maritime Week (WMW), en la que han convergido estos días hasta cuatro foros centrados en la economía

renovables en el medio Marino (REM PLUS) de la UPV/EHU, el premio World Maritime Week (WMW), categoría de energías marinas. El premio lo concede la Ocean Energy Conference, organizadora de uno de los cuatro congresos que han coincidido esta semana en Bilbao, concretamente del Ocean Energy Conference, congreso de energías renovables marinas: olas, mareas y corrientes. El premio reconoce la trayectoria de este máster, cuyos orígenes se remontan a principios de la década pa-



azul (industria naval, pesca, puertos y energías marinas), ha sido clausurada este 23 de marzo, tras tres días intensos de sinergias y encuentros –de ideas y comerciales– protagonizados por los casi 1.900 profesionales que han arribado a la capital vasca. Esta cuarta Semana Marítima Mundial ha cerrado además edición con la entrega de los primeros premios WMW, uno de los cuales, el correspondiente a la categoría de energías marinas, se lo ha llevado el Máster Erasmus Mundus REM PLUS, de la Universidad del País Vasco.

El doctor ingeniero industrial Jesús María Blanco Ilzarbe, profesor titular de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería de la Universidad del País Vasco, recibió ayer, en representación del Máster de Energías Re-

novables en el medio Marino (REM PLUS) de la UPV/EHU, el premio World Maritime Week (WMW), categoría de energías marinas. El premio lo concede la Ocean Energy Conference, organizadora de uno de los cuatro congresos que han coincidido esta semana en Bilbao, concretamente del Ocean Energy Conference, congreso de energías renovables marinas: olas, mareas y corrientes. El premio reconoce la trayectoria de este máster, cuyos orígenes se remontan a principios de la década pa-

sada, cuando el profesor Blanco Ilzarbe (a la derecha, en la foto) comenzó a perfilar lo que finalmente sería el máster REM PLUS: Master in Renewable Energy in the Marine Environment, oferta formativa que ofrece la Universidad del País Vasco (UPV/EHU), en colaboración con University College Cork (Irlanda), la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología (Noruega) y la Escuela Central de Nantes (Francia), y que ya es uno de los referentes europeos en materia de formación sobre las energías marinas.

El nivel de máxima excelencia por cuarto año consecutivo (según el informe final de Eacea, REM ha obtenido una nota de 90 sobre 100).

El Máster en Energías Renovables en el Medio Marino (REM PLUS) es un postgrado que cuenta con el sello de calidad del programa conjunto Erasmus Mundus y es ofertado conjuntamente por cuatro universidades europeas: la UPV/EHU (como coordinadora), la Universidad de College Cork (Irlanda), la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología (Noruega) y la Escuela Central de Nantes (Francia).

REM PLUS es continuación del máster REM, ofertado por la UPV/EHU (asimismo como coordinadora), la Universidad de Strathclyde (Escocia), la Universidad Noruega de Ciencia y Tecnología (Noruega) y la Escuela Central de Nantes (Francia), desde el año 2018.

Coordinado por el profesor Jesús María Blanco, de la Escuela de Ingeniería de Bilbao, este máster comenzó su andadura como título propio de la UPV/EHU en 2017, y obtuvo la calificación de Erasmus Mundus al primer intento (pasa por ser el origen del actual REM PLUS).

Impulsado por la Comisión Europea, el programa Erasmus Mundus es un programa de la Agencia Ejecutiva en el ámbito Educativo, Audiovisual y Cultural que tiene como objetivo potenciar la calidad de la educación superior en Europa. Entre sus principales acciones figura ofrecer apoyo a programas conjuntos de máster y doctorado seleccionados por su relevancia y calidad académica excepcional.

Más información

→ master-remplus.eu

Cataluña quiere construir 90 plantas de biogás antes de 2030

La Generalitat de Cataluña acaba de presentar el Pla de Biogàs de Catalunya 2023–2030, cuyo objetivo es valorizar las deyecciones ganaderas y los residuos orgánicos para obtener biogás y aprovecharlo para la generación de calor, electricidad o biometano, y producir biofer-

tilizantes. La meta que se ha fijado el Govern de Catalunya en su Pla de Biogàs es llegar a generar algo más de un teravatio hora al año de energía a partir de 2030 (1,1 TWh/año), para lo que se estima que será necesario impulsar la creación de 90 plantas de generación y de aprovechamiento de biogás.

La Generalitat estima que el potencial de generación de biogás en Cataluña ronda los 3,3 TWh anuales (el equivalente al 13% del consumo de gas natural a día de hoy), que sumaría el aprovechamiento de las deyecciones ganaderas, de la fracción orgánica de los residuos municipales, de los fangos de estaciones depuradoras de aguas residuales y de residuos agroindustriales. En

Cataluña, la producción de biogás supone actualmente 0,6 TWh anuales.

El Govern ha anunciado que va a destinar este año 25 millones de euros a dos líneas de ayuda enmarcadas en este Plan. Una será orientada a promover nuevas instalaciones de biogás en explotaciones ganaderas, instalaciones de tratamiento de digestatos producidos en las explotaciones y a realizar la cubrición de balsas con aprovechamiento del biogás generado (digestores rurales). Las ayudas aquí contempladas cubren hasta el 80% de la inversión. La otra línea tendrá como finalidad facilitar la transformación de este biogás en biometano, la transformación de las plantas existentes, así como la conexión de las plantas que generen biometano a la red de distribución de gas, para que puedan evacuarlo y comercializarlo. ■



■ Bruselas aumenta diez puntos el objetivo renovable para 2030

El Consejo y el Parlamento Europeo han llegado este pasado 30 de marzo a un acuerdo político provisional sobre la nueva directiva de energías renovables que pasa por aumentar en diez puntos la cuota de energías limpias en el consumo total de energía de la Unión Europea, pasando así del 32% al 42,5% para 2030, con un complemento indicativo adicional del 2,5% que permitirá alcanzar el 45%, la cifra que defienden países como España. Se trata de un acuerdo provisional que aún deberá ser refrendado por ambas instituciones. El objetivo común, al que deberá contribuir cada Estado miembro, es acelerar la integración de las renovables en sectores donde la incorporación de estas ha sido más lenta, tales como el transporte y la industria más pesados, los edificios y la calefacción y refrigeración urbanas. Finalizan así las negociaciones abiertas tras las reclamaciones de Francia, que solicitaba un tratamiento "diferenciado" entre energía nuclear y combustibles fósiles en la directiva, reclamaciones que han dificultado el acuerdo entre los 27, que finalmente se ha desbloqueado a partir de un compromiso presentado por la presidencia sueca del Consejo.

El acuerdo provisional establece que la industria incremente su uso de energías renovables anualmente en un 1,6%, con un objetivo de que el 42% del hidrógeno utilizado en la industria provenga de combustibles renovables para 2030 y el 60% para 2035. "Ha costado mucho", ha reconocido la ministra para la Transición Ecológica, Teresa Ribera, que ha felicitado a los negociadores por el acuerdo alcanzado en un mensaje difundido a través de su perfil en Twitter. Para atender las peticiones de Francia de reconocer la energía nuclear para alcanzar la neutralidad climática en 2050, el acuerdo introduce la posibilidad de que los Estados miembro descuenten la contribución del hidrógeno renovable en el uso industrial en un 20% si se cumple la contribución nacional esperada al objetivo vinculante de la UE y si la cuota de hidrógeno procedente de combustibles fósiles consumido en el país no supera el 23% en 2030 y el 20% en 2035.

TRANSPORTE

En lo que respecta al transporte, se da la posibilidad a los estados miembros de elegir entre una reducción del 14,5% de los gases de efecto invernadero en el transporte a partir del uso de energías renovables para 2030 o al menos un 29% de participación de energías renovables en el consumo final de energía en el sector del transporte para 2030. Además, se establece un subobjetivo combinado vinculante del 5,5% para biocombustibles avanzados y combustibles como hidrógeno renovable o sintéticos en la cuota de energías renovables del sector del transporte. El acuerdo provisional establece también un objetivo indicativo de al menos un 49% de cuota de energías renovables en los edificios en 2030, y prevé un aumento gradual de los objetivos renovables para calefacción y refrigeración, con un incremento vinculante del 0,8% anual a nivel nacional hasta 2026 y del 1,1% de 2026 a 2030.

Por último, el texto refuerza los criterios de sostenibilidad para el uso de biomasa para energía, con el fin de reducir el riesgo de producción de bioenergía no sostenible e incluye procedimientos de autorización acelerados para proyectos de energía renovable.

El acuerdo deberá ser aprobado por el Parlamento Europeo. A continuación, la Directiva deberá ser adoptada formalmente por el Parlamento, seguido del Consejo, antes de ser publicada en el Diario Oficial de la UE y entrar en vigor. ■



JUN
14-16
2023

MESSE MÜNCHEN,
ALEMANIA

La feria de la
industria solar
líder en el mundo

- **Connecting solar business:** mercados internacionales, nuevos modelos de negocio, últimas tecnologías y tendencias
- **Vivir las innovaciones en primera persona:** células solares, módulos, inversores, sistemas de montaje y mucho más
- **Siempre un paso por delante:** conocimientos especializados exclusivos a través de conferencias, foros y eventos de networking
- **Punto de encuentro del sector:** coincida con más de 85.000 expertos en energía y 1.600 expositores en las cuatro ferias especializadas simultáneas

■ La eólica flotante hace historia en aguas canarias

La ingeniería catalana X1 Wind ha hecho público este mes de marzo que su prototipo eólico flotante X30, instalado en aguas canarias, ha producido en el mar y exportado a tierra firme con éxito su primer kilovatio hora (kWh). La "primera energía" (hito de la fase de puesta en marcha de las instalaciones de generación de electricidad) fue inyectada en la red inteligente de la Plataforma Oceánica de Canarias (PloCan) a través de un cable submarino de 1,4 kilómetros que conecta el prototipo X30 (que está ubicado en mar abierto, en aguas de la zona de ensayo de prototipos de la PloCan) a un transformador de veinte kilovoltios. La plataforma, sobre la que se erige un aerogenerador Vestas, es la primera del mundo en emplear una solución de fondeo TLP.

“**L**a única plataforma eólica flotante en el mundo actualmente instalada con un sistema de amarre TLP y la primera plataforma eólica flotante española en exportar la electricidad producida a través de un cable submarino”. En esos términos anunciaba el pasado 7 de marzo su “hito” la ingeniería catalana X1 Wind. Esta es “la primera vez –explicaba la empresa en un comunicado– que una plataforma eólica flo-

tante de España exporta electricidad a través de un cable submarino”. La plataforma X30 está equipada con una turbina Vestas V29 especialmente adaptada (225 kilovatios) y un convertidor de potencia ABB. Otra característica clave del diseño (desarrollado a través del proyecto PivotBuoy, que ha sido respaldado por la UE) es la combinación de las ventajas de los sistemas de amarre SPM (*single point mooring*) y TLP (*Tensioned Legs Platform*). El diseño SPM patentado por X1 Wind permite que el flotador realice un efecto “veleta” de forma pasiva y maximice el rendimiento energético, con un anillo rozante –explican desde la empresa– que garantiza la transferencia de electricidad sin que se retuerza el cable. El sistema de anclaje TLP (la plataforma queda fondeada mediante cables de acero tensionados o tendones) reduce también la huella en el fondo marino “de forma drástica –explican desde X1 Wind–, comparado con los diseños tradicionales que utilizan un anclaje tipo catenaria, minimizando el impacto ambiental y maximizando la compatibilidad con otros usos del espacio marino, además de permitir llegar a aguas más profundas”. El proyecto entra así ahora en la última fase de un riguroso programa de pruebas y verificación que comenzó con la instalación de la plataforma en otoño del 2022: la preparación para la industrialización y certificación de la tecnología y despliegue de proyectos a escala comercial actualmente en desarrollo.

Según el cofundador de X1 Wind, y director del área de Tecnología, Carlos Casanovas, X1 Wind está lista ahora para acelerar el desarrollo y certificación de su tecnología con el fin de “suministrar plataformas de 15 MW y más para los proyectos eólicos flotantes actualmente en desarrollo en España y otros países”.

Según X1 Wind, el “hito” alcanzado este mes de marzo se debe en gran parte a la estrecha colaboración con proveedores de referencia a nivel internacional y a los socios del proyecto PivotBuoy, “que han tenido un papel fundamental en el éxito de este proyecto y a los que X1 Wind agradece su apoyo”.

PivotBuoy

Con el apoyo de cuatro millones de euros del Programa Horizonte 2020 de la Comisión Europea, y con un consorcio coordinado por X1 Wind que incluye a las empresas EDP NEW, DNV, IntecSea, ESM y Degima (y a los centros de investigación de categoría mundial WavEC, DTU y PloCan), PivotBuoy se ha fijado como objetivo “reducir sustancialmente el actual coste nivelado de la electricidad de la eólica flotante”. Entre las principales ventajas del sistema PivotBuoy, sus desarrolladores destacan “la reducción del peso del flotador, procesos de instalación más rápidos y baratos y la capacidad de llegar a aguas más profundas con una huella mínima en el lecho marino gracias al sistema de amarre TLP”.

X1 Wind es un desarrollador de tecnología eólica flotante. Con sede en Barcelona, la misión que se ha marcado la empresa es “ofrecer soluciones altamente escalables que proporcionen energía limpia y asequible, y contribuyan a reducir las emisiones de carbono a nivel global”. El concepto de la tecnología de energía eólica flotante de la empresa fue concebido inicialmente por su fundador en el Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT).

En los últimos años, X1 Wind ha hecho progresar su tecnología, completando el diseño, el montaje y la instalación de un prototipo completo a escala parcial, además de múltiples campañas de pruebas y simulación avanzada, a la vez que iba creciendo su equipo, ahora integrado por más de 40 personas de los sectores eólico y marítimo. La Comisión Europea ha adjudicado a X1 Wind la ejecución del proyecto NextFloat, junto con Technip Energies y un consorcio de otras empresas e institutos de I+D de primera línea, para la instalación de un piloto a escala comercial de la tecnología PivotBuoy en preparación para el despliegue comercial de la tecnología.

Más información

→ x1wind.com



■ La energía solar fotovoltaica “flotante” llega al Canal de Isabel II

Canal de Isabel II, empresa pública madrileña encargada de la gestión de las aguas de la Comunidad de Madrid, ha adjudicado a la división de Construcción de Ferrovial (por 2,1 millones de euros) la puesta en marcha de una instalación solar fotovoltaica flotante de 1,7 megavatios pico en sus instalaciones de Torrelaguna (Madrid). Se trata del primero de los proyectos que emprende el Canal en el marco de su Plan Solar, iniciativa que ha lanzado para impulsar la generación y el autoconsumo de energías renovables.

La infraestructura se instalará “durante los primeros meses de 2023” sobre el depósito inferior de la Central Hidroeléctrica de Santa Lucía, situada en el término municipal de Torrelaguna, y generará –informa Ferrovial– más de 2.000 megavatios hora (MWh) de electricidad “para compensar con fuentes renovables los consumos energéticos de la actividad de suministro del Canal de Isabel II”. La plataforma fotovoltaica flotante, al estar ubicada sobre la lámina de agua, reducirá por una parte la evaporación del depósito,

y, por otra, se auto-refrigerará consiguiendo “una mayor eficiencia en sus procesos” (las placas solares pierden eficiencia conforme se eleva su temperatura; instalaciones de estas características palían esas pérdidas al aprovechar la refrigeración natural que reciben de la superficie sobre la que se encuentran).

Dentro de su actividad en materia de sostenibilidad, y en línea con su plan Horizon 24, que apuesta por la creación de negocios complementarios a su actividad, Ferrovial ha puesto en marcha, enmarcada en su división de Construcción, el área de Energy Solutions.

Esta unidad de negocio –informa la empresa– busca llevar a cabo proyectos en modalidad “llave en mano” de plantas solares y eólicas, así como intensificar actividades tradicionales dentro de Ferrovial, en el ámbito de la transmisión y distribución de la energía, o el área de servicios energéticos.

El contrato ahora publicado se suma a otros proyectos de la compañía en el sector de la generación de energía renovable, como la construcción de la planta solar fotovoltaica



El Berrocal, de cincuenta megavatios pico de potencia, proyectada en Sevilla (España), la construcción de dos proyectos de energía solar fotovoltaica de cien megavatios pico en Andalucía (España), con una inversión de 75 millones de euros, o la construcción de la planta eólica de Cabo Leones (Chile).

Recientemente, Ferrovial ha anunciado además que se ha adjudicado la construcción de una planta solar fotovoltaica de doscientos megavatios pico en Badajoz (España), que se une a otras iniciativas como la construcción de una plataforma eólica marina flotante en la costa de Vizcaya, en el País Vasco (España).

El Plan Solar de Canal de Isabel II, cofinanciado por el Fondo Europeo de Desarrollo Regional, conlleva la inversión de 20,5 millones de euros para la construcción de 12 plantas fotovoltaicas. [En la imagen, instalación solar flotante, de la española Isigenere, empresa que va a colaborar con Ferrovial en la obra de Torrelaguna].

Más información

→ ferrovial.com

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

- ALTA DISPONIBILIDAD EN STOCK
- SUMINISTRO INMEDIATO
- SOLO PRIMERAS MARCAS

JA SOLAR

risen
solar technology

SOLYCO

HUAWEI

SUNGROW

solis

GREENHEISS

Ingeteam

KOSTAL

victron energy
REAL POWER

teca
ELECTRONICS

BYD

AMPERE
ENERGY

BeePlanet
factory

EXIDE
TECHNOLOGIES

BULTMEIER

ESDEC
INNOVATIVE MONITORING SYSTEM

SUNFER

Sölver

Tigo

VMC
vector motor control

STÄUBLI

HT
INSTRUMENTS

FLUKE

saltoki.com

SALTOKI
e-solar



Contacto de todos los centros Saltoki.
Encuentra tu centro más cercano.

■ Aragón pisa a fondo en la carrera de las comunidades energéticas

Los Departamentos competentes en materia de energía, cambio climático y administración local crearán una unidad de apoyo a la gestión coordinada de las comunidades de energía (CE) aragonesas que asesorará a personas y entidades interesadas en la constitución, gestión y acceso a subvenciones. El Departamento competente en materia de energía establecerá líneas de ayudas y subvenciones específicas para las comunidades de energía aragonesas. Habrá además ayudas específicas para aquellas CE en las que haya consumidores vulnerables. Además, las comunidades de energía serán específicamente consideradas al establecer “criterios de priorización o la intensidad de otras ayudas o subvenciones públicas” en las que pudieran participar.

El Gobierno Aragón acaba de publicar en el Diario Oficial de la región el Decreto-Ley 1/2023, de 20 de marzo, de medidas urgentes para el impulso de la transición energética y el consumo de cercanía en Aragón, con el que apuesta por impulsar decididamente las comunidades energéticas. El DL 1/2023 recuerda en su introducción que Aragón genera energía en la cantidad del 186,16% de su consumo anual. “Pero es que, si centramos la atención en la relación entre energía procedente de fuentes renovables y consumo -concreta-, la relación es del 144,66% en Aragón, y tan solo del 1,81% en Madrid, el 5,66% en Baleares, el 7,19% en el País Vasco, el 10,25% en Cantabria, el 12,55% en la Comunidad Valenciana o el 15,16% en Cataluña”. Solo cuatro comunidades autónomas, Aragón, Castilla-La Mancha, Castilla y León y Galicia, generan

más energía de fuentes renovables que de no renovables “y, simultáneamente -añade el legislador-, tendrían capacidad de cubrir la totalidad de su consumo con energía procedente de fuentes renovables”. En conclusión: hay recurso. Mucho recurso renovable a explotar.

El Ejecutivo aragonés reconoce en la introducción de ese Decreto-Ley que “estas comunidades autónomas soportan impactos mucho mayores que los del resto de comunidades”. Y aprovecha el texto de la norma para reivindicar compensaciones por ese impacto: “una elemental y equilibrada lectura del principio constitucional de solidaridad debiera permitir mecanismos compensatorios de índole inversora, en redes, por ejemplo, y regulatoria, facilitando el consumo de cercanía directo, no necesariamente bajo forma de autoconsumo, a precios más competitivos”.

En este contexto, la regulación del autoconsumo y las comunidades energéticas (este DL) constituye “una palanca fundamental”, según el legislador. Y más aún, cuando el Ejecutivo central -viene a señalar el Gobierno de Aragón- parece remolonear en cuanto a la trasposición de determinadas directivas europeas que abordan específicamente el tema del autoconsumo y las comunidades energéticas: “la Comisión Europea, de hecho, ha requerido al Reino de España -dice literalmente la norma ahora aprobada por el Gobierno de Aragón- en varias ocasiones, las más recientes mediante Carta de emplazamiento de 16 de mayo de 2022, en relación con la Directiva 2019/944, y Dictamen motivado de 26 de enero de 2023, en relación con la Directiva 2018/2001, para que pro-

ceda a transponer de inmediato las citadas normas europeas”

Aragón, en el marco de sus competencias -continúa el legislador en su introducción-, puede y debe incorporar dichas Directivas europeas “a su ordenamiento privativo, máxime atendiendo al hecho de que son precisamente las innovaciones propuestas por la normativa europea las que más podrían abrir el mercado eléctrico a una sana competencia y favorecer a territorios generadores como el aragonés.

Pues bien, eso es lo que ha hecho el Gobierno de Aragón en su Decreto-Ley 1/2023, de 20 de marzo, de medidas urgentes para el impulso de la transición energética y el consumo de cercanía en Aragón, cuyo capítulo IV (Comunidades de Energía), incluye numerosas medidas de promoción de las comunidades energéticas, como (1) la creación de “una unidad de apoyo a la gestión coordinada de las comunidades de energía (CE) aragonesas que asesorará a personas y entidades interesadas en la constitución, gestión y acceso a subvenciones”; (2) el establecimiento de líneas de ayudas y subvenciones específicas para las comunidades de energía aragonesas; o (3) la creación de ayudas específicas para aquellas CE en las que haya consumidores vulnerables. Además, las comunidades de energía serán específicamente consideradas al establecer “criterios de priorización o la intensidad de otras ayudas o subvenciones públicas” en las que pudieran participar.

Más información

→ boa.aragon.es

■ 50.000 euros de ahorro cada año

El Consorcio de la Agencia Extremeña de la Energía (Agenex) ha puesto en marcha una comunidad solar (las instalaciones están distribuidas en varios edificios públicos) que va a ahorrarle a la Diputación de Badajoz más de 50.000 euros cada año. El sistema solar distribuido, que está compuesto por cubiertas y fachadas fotovoltaicas, cuenta con baterías y ya está en pleno funcionamiento.

La comunidad solar -informa Agenex- tiene concretamente 132 kilovatios pico de potencia (kWp) y 114 kilovatios hora (kWh) de almacenamiento, repartidos entre cinco edificios, todos ellos ubicados en un radio de un kilómetro.

Según detallan desde Agenex, una de las instalaciones solares, de 27 kWp, ha sido ubicada en la Residencia Universitaria Hernán Cortés. Otra, de 17,1 kWp, en el Centro de Proceso de Datos. En el edificio del Archivo Provincial ha sido habilitada otra, vertical, en una fachada ventilada que cuenta con un aislamiento térmico exterior de siete centímetros, más una cámara ventilada de otros cinco.

Estas tres instalaciones se han venido a añadir a las ya existentes en el edificio de Desarrollo Rural y en el Organismo Autónomo de Recaudación (donde ya se instaló anteriormente otro sistema solar para autoconsumo, de 43,5 kWp); y a las del Boletín

Oficial de la Provincia y del propio inmueble de Agenex, que cuenta con una planta solar de 12 kWp.

En total -informa Agenex-, nos encontramos ante “una manzana de siete inmuebles que comparten la energía producida y la almacenada”. Con una producción estimada de 114.000 kilovatios hora al año, la Agencia estima que se ahorrará “en torno al 30% en el consumo de todos los edificios”.

Más información

→ agenex.net



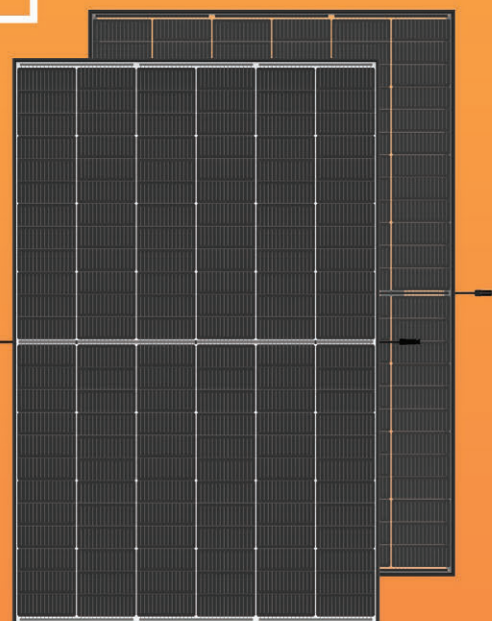
Energía solar para la siguiente generación.

Introduciendo la protección de doble vidrio y la nueva tecnología de célula de tipo N i-TOPCon, y una increíble garantía de potencia de 30 años.

El Vertex S+ es un gran paso adelante para las empresas solares.

Vertex S+

Participe en nuestro seminario web el 20 de abril a las 10.30 a.m. Para saber más: bit.ly/vertexsplus-es





España, potencia exportadora de electricidad renovable

España le ha dado la vuelta al reloj de arena: en 2021 tuvimos que importar electricidad porque no dábamos abasto; en 2022 hemos exportado. Pero es que además lo hemos hecho como nunca. Porque nunca antes enviamos tantos megavatios hora a Portugal, Marruecos y al norte de Pirineos. Sí: España ha cerrado el 22 con un saldo neto de casi 20 millones de megavatios hora exportados. Y, en buena medida, además, renovables. Lo dice REE en su Informe del Sistema Eléctrico 2022: “el cambio en el sentido del saldo hacia signo exportador, con respecto a 2021, se debe principalmente a dos causas: elevada penetración de renovables en el sistema español y elevados precios de la electricidad en Francia”.

Las renovables son baratas... y viajan.

Antonio Barrero F.

Red Eléctrica de España, que es el operador del sistema eléctrico nacional, acaba de presentar el Informe del Sistema Eléctrico 2022, un documento en el que recoge todas las magnitudes clave del *mix* eléctrico nacional. Muchos son los datos destacables. Abrimos con dos. Uno: la producción de electricidad eólica y fotovoltaica ha sido en 2022 la más elevada de todos los tiempos. Ni el viento ni el Sol produjeron nunca antes en un año en España tanta electricidad como lo han hecho este año pasado. Y dos: la demanda de energía eléctrica (lo que la ciudadanía y las empresas españolas le han pedido a la red para funcionar en 2022) ha resultado ser la

más baja de los últimos 17 años: 250.421 gigavatios hora. Hay que remontarse hasta el año 2004 (año del Covid aparte) para encontrar un guarismo menor (249.242 GWh).

Según el Informe del Sistema Eléctrico 2022 de REE, con respecto a 2021 la demanda de electricidad en España ha caído casi cuatro puntos (-3,9%), “una vez corregida la influencia de la laboralidad y de las temperaturas”.

Con todos los parámetros de medición de la demanda ha sucedido lo mismo. En 2022 la demanda máxima horaria (registrada el pasado 14 de julio, entre las 14.00 y las 15.00 horas, con 38.003 megavatios hora) también ha estado muy por debajo del máximo histórico (44.876 MWh, registrados el 17 de diciem-

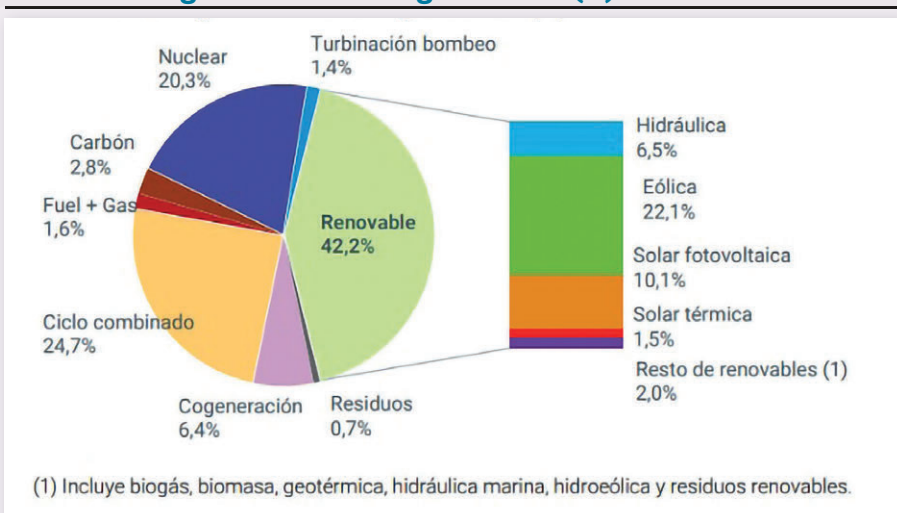
bre de 2007, entre las 19.00 y las 20.00 horas) y así mismo por debajo del máximo histórico de verano: 40.934 MWh, registrados el 19 de julio de 2010, entre las 13.00 y las 14.00 horas.

Con la demanda de “potencia máxima instantánea” ha pasado exactamente lo mismo en este año 2022. Ha estado muy por debajo de las demandas de potencia máxima instantánea registradas en los últimos diez años y, por supuesto, muy muy por debajo de la demanda de potencia máxima instantánea más elevada de la historia (45.450 megavatios), que sucedió a las 18 horas y 53 minutos del día 17 de diciembre de 2007, que ese concretamente fue el momento (el instante preciso de toda la historia de este país) en el que más electricidad demandamos a la vez la ciudadanía y el empresariado españoles, el instante en el que más aparatos enchufamos simultáneamente y más máquinas estaban pidiéndole kilovatios hora a la red. Pues bien, en 2022, la demanda de “potencia máxima instantánea” (14 de julio, a las 14.19 horas) se ha quedado en 38.284 MW, muy lejos pues de los históricos 45.450 MW registrados allá por el hoy remoto 2007. Menos demanda, en fin, en todos los sentidos....

Y más oferta

Porque en el otro lado de la balanza, en el de la oferta, 2022 ha sido el año más generoso de los últimos diez. El parque nacional de generación (integrado por centrales nucleares, de gas, de carbón, diésel, parques fotovoltaicos, termosolares, eólicos, hidráulica, etcétera, etcétera) ha producido en España en los

Estructura de generación de energía eléctrica (%)



doce meses del 22 hasta 276.315 gigavatios hora de electricidad, la mayor producción de la década 2013-2022 (+6,3% con respecto al año 21). Y ello ha sido así gracias, en buena medida, al gas. Las centrales de ciclo combinado (que queman gas para generar electricidad) han cerrado 2022 como el curso, de los últimos diez años, más fructífero: el que más electricidad han generado (+53% con respecto a su generación 2021).

El año más fructífero para el gas, precisamente cuando el precio de ese combustible fósil ha sido el más elevado de la historia. El precio medio del gas natural en el mercado ibérico del gas (MibGas) fue 98,8 euros por megavatio hora (€/MWh), guarismo que más que duplica el precio medio registrado en 2021: 47,5 €/MWh.

Así los números, y así los precios, el ciclo combinado ha aportado a la *mix* eléctrico nacional como se dijo 68.138 gigavatios hora, el 24,7% del total de la generación. Por detrás se ha situado la eólica, con 61.176 GWh, máximo histórico para esta tecnología. Nunca antes el viento generó tanta electricidad en un año en España.

Otra renovable que también ha roto su techo ha sido la fotovoltaica, que, como la eólica, también ha registrado en 2022 su máximo histórico de generación anual: 27.864 GWh, lo que supone un incremento, formidable, del 38,2% sobre su generación en 2021. El Sol ha aportado (fotovoltaica y termosolar) el 11,6% de toda la generación 2022, cuatro veces más que el carbón (2,8%).

El peor año de la termosolar

En las antípodas se han situado la termosolar y la hidráulica. La primera ha vivido el peor año de su historia. Desde 2013 no ha entrado en operación ni una sola central termosolar nueva en España, es decir, que operan hoy aquí exactamente las mismas termosolares (2.300 megavatios de potencia en total) que operaban en 2013. Pues bien, 2022 ha sido el año en el que menos electricidad ha generado el parque nacional termosolar: 4.123 gigavatios hora (-12,4% con respecto al año 21). Las consignas de parada enviadas en verano por Red Eléctrica de España a varias centrales termosolares (orden de parada por motivos técnicos, de sobrecarga en un punto dado de la red) han estado detrás de ese descalabro.

La hidráulica también ha vivido un año nefasto. Su producción ha caído, debido a una menor pluviosidad, casi cuarenta puntos con respecto a la del año anterior (-39,7%). España ha generado con sus aguas 17.863 GWh, el 6,5% del total de la producción nacional.

Como resultado de todo ello, las renovables han perdido cuatro puntos en el *mix*. Pesaron hasta un 46,7% del total de la electri-

Potencia

	Sistema peninsular		Sistema no peninsular		Nacional	
	MW	%22/21	MW	%22/21	MW	%22/21
Hidráulica	17.093	0,0	2	0,0	17.094	0,0
Hidroeléctrica	-	-	11	0,0	11	0,0
Eólica	29.417	4,9	577	2,4	29.994	4,9
Solar fotovoltaica	19.348	29,4	437	31,4	19.785	29,4
Solar térmica	2.304	0,0	-	-	2.304	0,0
Otras renovables	1.087	0,0	6	0,0	1.093	0,0
Residuos renovables	132	0,0	38	0,0	170	0,0
Renovables	69.381	9,1	1.071	12,4	70.452	9,1
Turbinación bombeo	3.331	0,0	-	-	3.331	0,0
Nuclear	7.117	0,0	-	-	7.117	0,0
Carbón	3.223	-8,5	241	-	3.464	-8,0
Fuel + Gas	8	0,0	2.400	0,0	2.408	0,0
Ciclo combinado	24.562	0,0	1.688	-	26.250	0,0
Cogeneración	5.593	-0,3	50	-	5.643	-0,3
Residuos no renovables	387	-4,8	38	0,0	426	-4,4
No Renovables	44.222	-0,8	4.418	0,0	48.639	-0,7
Total	113.602	5,0	5.489	2,2	119.091	4,9

Generación

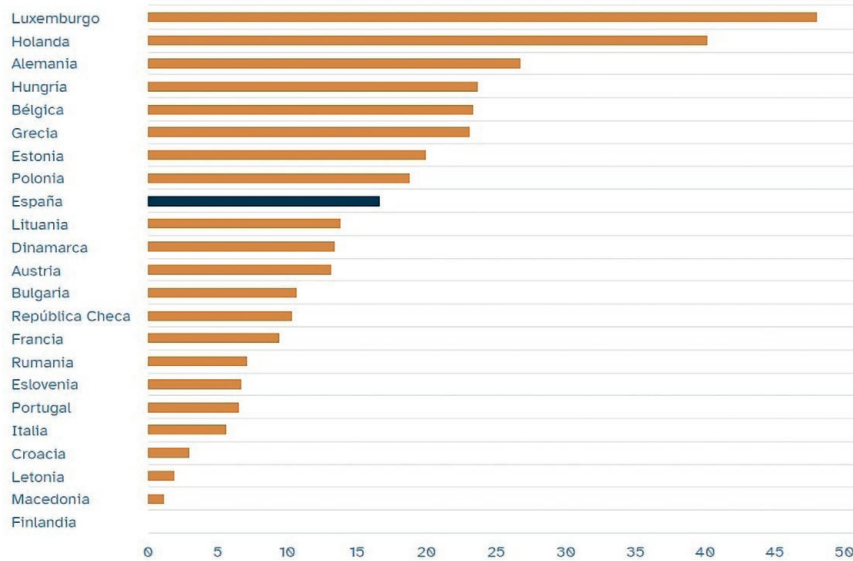
	Sistema peninsular		Sistema no peninsular		Nacional	
	GWh	%22/21	GWh	%22/21	GWh	%22/21
Hidráulica	17.860	-39,7	3	12,8	17.863	-39,7
Hidroeléctrica	-	-	23	-0,9	23	-0,9
Eólica	59.805	1,0	1.370	3,7	61.176	1,1
Solar fotovoltaica	27.283	32,9	582	28,9	27.864	32,8
Solar térmica	4.123	-12,4	-	-	4.123	-12,4
Otras renovables	4.646	-1,4	11	11,1	4.656	-1,3
Residuos renovables	739	-1,6	139	9,3	878	-0,0
Generación renovable	114.455	-4,2	2.128	10,0	116.583	-4,0
Turbinación bombeo	3.776	42,5	-	-	3.776	42,5
Nuclear	55.984	3,6	-	-	55.984	3,6
Ciclo combinado	60.562	61,1	7.576	9,6	68.138	53,1
Carbón	7.687	55,6	79	76,3	7.765	55,8
Motores diésel	-	-	2.548	1,2	2.548	1,2
Turbina de gas	-	-	657	55,2	657	55,2
Turbina de vapor	-	-	1.207	9,0	1.207	9,0
Fuel + Gas	0	-100,0	-	-	0	-100,0
Cogeneración	17.732	-31,9	26	-37,9	17.758	-31,9
Residuos no renovables	1.761	-16,6	139	9,3	1.900	-15,1
Generación no renovable	147.500	15,8	12.232	9,5	159.732	15,3
Generación total	261.955	6,1	14.360	9,5	276.315	6,3



P A N O R A M A



Potencia solar sobre potencia total en los países miembros de ENTSO-E a 31/12/2022



La Red Europea de Gestores de Redes de Transporte de Electricidad (European Network of Transmission System Operators for Electricity, ENTSO-E) es la asociación europea de los gestores de transporte de electricidad

Según REData, a 31 de marzo en España ya había más de 20.000 megavatios de potencia FV, concretamente 20.269 MW.

dad generada en 2021 (máximo histórico); y se han quedado en el 42,2% en el 22.

Menos demanda, en fin, es lo que ha habido en la España de 2022. Menos demanda y más oferta (más generación, más megavatios hora producidos). Producción que se ha ido a la exportación. España ha exportado 28.462 gigavatios hora (+71,4% con respecto a 2021) y ha importado 8.585 GWh (-47,5% respecto del registro de 2021). El saldo neto resulta así muy exportador: 19.841 GWh, el mayor saldo exportador de toda la historia.

Con Francia, el saldo neto *import-export* ha sido exportador: +9.095 GWh. Con Por-

tugal, también: +9.023. Y con Marruecos, lo mismo: +1.483 (también con Andorra). El mes en que más electricidad hemos exportado ha sido septiembre y ahí más del 40% de la producción eléctrica peninsular (el 40,18%, concretamente) ha sido renovable, mientras que el gas de los ciclos combinados firmaba, lejos de ese cuarenta, un 31,4. Ni siquiera sumando todos los combustibles fósiles (el carbón, el fuel, el gas de la cogeneración y el de los susodichos ciclos combinados) da para alcanzar ese 40.

Así, no extraña que REE señale en su Informe 2022 como primera de las causas del

cambio en el sentido del saldo hacia signo exportador la “elevada penetración de renovables en el sistema español”, un sistema que es por cierto cada vez más “ren”.

A saber

Según el Informe 2022 de Red Eléctrica de España, el parque nacional de instalaciones generadoras de electricidad ha incorporado 5.899 MW de potencia renovable en 2022, mil más que en 2020, cuando sumó 4,9 gigas, y más también que en el 21 (cuando añadió 4,6). De los 5,9 gigas añadidos, alrededor de 4,5 corresponden a la tecnología solar fotovoltaica, que ha registrado así el mayor crecimiento anual de su historia.

En el otro plato de la balanza, se ha producido la baja definitiva, en agosto pasado, de la central térmica de carbón de Puente Nuevo, de 300 MW, localizada en Espiel (Córdoba). El descenso a los infiernos del carbón es imparable: el negro fósil mineral produjo 53.780 GWh de electricidad en 2012. Diez años después su aportación ha quedado en 7.765 GWh.

A pesar de esa imparable caída del hasta hace poco tiempo mayor emisor de CO2 del sistema eléctrico nacional, 2022 ha registrado un incremento de las emisiones de CO2 equivalente asociadas a la generación eléctrica nacional, que han alcanzado en este curso los 44,4 millones de toneladas: +23,8% con respecto a 2021. ¿Responsable de ese brutal incremento de las emisiones de gases de efecto invernadero? Las centrales de ciclo combinado, que queman gas natural, y que produjeron en 2022 como se dijo más de 68.000 GWh (frente a los 44.500 GWh en 2021). El metano, principal componente del gas natural, y cuya vida es más corta que la del CO2, tiene, en un lapso de cien años, una potencia de calentamiento global 28 veces superior a la del CO2; en una escala de 20 años, es 84 veces más potente.

La capacidad instalada del parque generador en España es, a cierre del 2022, de 119.091 megavatios (119 gigas).

El Informe del Sistema Eléctrico 2022 también recoge magnitudes relativas al precio de la electricidad, y ahí los números de 2022 también han abatido todas las marcas históricas: el precio medio final de la energía en el mercado eléctrico ha superado los doscientos euros el megavatio hora en 2022 (hasta alcanzar los 204,79 €/MWh). Y ha registrado así, por segundo año consecutivo, el valor más alto de la historia. Es casi el doble que el precio de 2021 y más que triplica el de los años 2018 y 2019.

Más información

→ <https://www.sistemaelectrico-ree.es/>

SolarToday

El distribuidor solar para instaladores

- + Amplia disponibilidad de stock
- + Siempre un asesor cerca
- + Asesoramiento personalizado



¿Desea más información? Contáctenos

contacto@solartoday.es

+34 918 784 833

solartoday.es



Daniel Pérez

Director general de L'Energètica, la nueva empresa pública de energía de Cataluña

“Hay espacio más que suficiente para hacer la transición energética”

Celia García-Ceca

■ De director de regulación y responsable de PPA de Holaluz a director de L'Energètica. Un salto de lo privado a lo público. ¿Estaba entre tus planes profesionales pasar por el sector público? ¿Cuándo te ofrecen el cargo?

■ Nunca me había planteado como algo necesario el pasar por lo público, pero es algo que siempre me había atraído. Ahora es una buena oportunidad. Es un proyecto nuevo que hay que montar desde cero, y donde más puedo aportar. Vengo de trabajar diez años en la empresa privada y puedo llevar esos conocimientos a la empresa pública. Siempre he tenido esa vocación de servir al interés general. Me apetece hacerlo. Pensé poco el aceptarlo o no porque es un proyecto muy ilusionante y es un tren que solo pasa una vez. La creación desde cero solo ocurre una vez y estar desde el principio en la construcción de una empresa pública de energía era algo a lo que me costó poco decir que sí. Además todo fue muy rápido. El cargo me lo ofrecieron a principio de año y en los primeros días de febrero ya se hizo oficial el nombramiento.

■ Dos preguntas obligadas. ¿Para qué nace L'Energètica? y ¿cómo están siendo estos primeros días de trabajo?

■ Nace para ayudar a fomentar la transición energética en Cataluña. Esto que puede parecer muy amplio se traduce en tres ejes principales. 1) Llenar de paneles solares los tejados de los edificios públicos de la Generalitat. Esto es algo que hay que hacer, es una condición necesaria pero no suficiente. 2) Invertir desde la Generalitat en proyectos sobre terreno. Ya hemos iniciado el proceso para la participación en dos parques eólicos, y estamos analizando varios parques solares e instalaciones hidráulicas para convertirnos

en propietarios o copropietarios. 3) Suministrar esa energía renovable comprada en el mercado o producida por nosotros. La idea es que cada vez esta segunda opción sea mayor.

■ Suministrar esa energía renovable primero a los más vulnerables. Eso también es una transición justa.

■ L'Energètica nace con una vocación de regirse por criterios económicos, sociales, territoriales... criterios que vayan más allá de la pura rentabilidad económica. Dentro de esos criterios sociales, una de las actuaciones que vamos a llevar a cabo es que una parte de la energía que generemos en las instalaciones de tejado sea para clientes vulnerables que residan a dos kilómetros. Esperemos que ese radio llegue a cinco algún día. Esto no quiere decir que nosotros vayamos a ser la comercializadora porque eso implicaría perder el bono social que da hasta un 80% de descuento en la factura. No tiene sentido que L'Energètica suministre a estos clientes y pierdan el bono social. La solución que hemos encontrado es entregar energía gratuita de las instalaciones como un autoconsumo colectivo para bajar su factura, pero la comercializadora sigue ofreciendo el bono social. En definitiva, este autoconsumo colectivo va a provocar que su consumo sea menor, que el 20% restante que tengan que pagar sea por un consumo de la red menor. Esto es muy importante. La transición energética no puede ser simplemente el cambio de tecnología de las mismas empresas, es decir, que las que antes producían energía sucia pasen a producir energía limpia. Hay que aprovechar este cambio también para que las personas menos favorecidas sientan ese beneficio. El autoconsumo, por ejemplo, no es solo para viviendas unifamiliares y con un mayor nivel económico. El autoconsumo tiene que beneficiar a todo el mundo.



Foto: Ayuntamiento de Barcelona

■ **Democratizar la energía renovable también pasa por llevarla a entornos rurales... y ahí entra en juego el binomio o reto actual sobre la fotovoltaica y la biodiversidad.**

■ El entorno rural también tiene que sentir que la implantación de un parque sobre terreno eólico o solar en su municipio les beneficia porque van a ver que su factura se reduce.

■ **Dentro de esos primeros pasos que está dando L'Energètica está la creación del Consejo Asesor. ¿Quién forma parte de él?**

■ Está formado por diez hombres y diez mujeres de máximo nivel, con experiencia que va desde mercados eléctricos hasta pobreza energética o integración de renovables en el territorio. Y es no retribuido. Está presidido por Mar Reguant, a la que acompañan caras conocidas como Joan Herrera, Pedro Fresco o Carmen García. Es un consejo asesor muy plural. Estoy muy orgulloso de que todas estas personas de diferentes formaciones y especializaciones hayan aceptado formar parte de él. Les he pedido que nos exijan y que nos critiquen para que podamos mejorar. Esperamos que con estas veinte personas tan brillantes nos guíen hacia el camino al éxito.

■ **¿Cómo va a ser el proceso de instalar los paneles solares sobre los edificios públicos?**

■ Ahora mismo contamos con unos 20 megavatios (MW) de potencia instalada en los edificios de la Generalitat. La idea es despegar el 100%, instalar todo lo que se pueda. Tenemos un estudio que nos dice que el máximo son 329 MW de potencia instalable ocupando todos los tejados disponibles, pero creemos que en la práctica será menos. Antes del 2030 debería estar listo. El reto simplemente es ejecutar, es decir, ser capaces de licitar, construir y poner en marcha las instalaciones. Además tendremos que hacer parques sobre terreno porque solo con los tejados no vamos a poder hacer la transición energética.

■ **Esto último es otro reto al que se enfrentan las renovables. "Renovables sí, pero no así"...**

■ Hay que establecer un orden de prioridades, pero en lo jerárquico y no en lo cronológico. Sin duda eficiencia y ahorro, y después renovables y hacer todo lo que se pueda en tejados y espacios antropizados. Pero con esto no es suficiente. También hay que electrificar, bajar el consumo energético y subir el eléctrico; hay que tener almacenamiento e hidrógeno allí donde la electricidad no llega. Todo ese cambio requiere mucha energía eléctrica que habrá que producir en tejados, en terreno, en canales de riego, en autopistas... en todos los sitios. El espacio que hay que ocupar es inferior al 1 % y hay espacio más que suficiente para hacer la transición energética.

En cuanto al "Renovables sí, pero no así" hay que explicar muy bien el proceso, ser muy pedagógicos, y llevar compensación económica al territorio. Pero también hay que equilibrar los filtros. No diríamos "Agricultura sí, pero no aquí" porque no se cuestiona que la agricultura es necesaria y que hay que ir hacia una mayor soberanía alimentaria y un mayor consumo de proximidad. En el caso de la energía es lo mismo. Las renovables hay que implantarlas. Tienen impacto, sí, pero mucho menor que un pozo petrolífero o una central de gas o de carbón. El impacto de las renovables es mucho menor que el de otras tecnologías.

■ **Hasta ahora Cataluña no aparece como una de las comunidades sobresalientes en despliegue de renovables. ¿Por qué? ¿Nace L'Energètica, entre otros, con este fin?**

■ La última década ha sido de parálisis, no ha habido prácticamente



proyectos por la normativa tan restrictiva que había para la implantación territorial. Pero desde los dos últimos decretos leyes de 2019 y 2021 se ha iniciado el proceso para darle la vuelta a esta situación. En el último año se han presentado más de 150 proyectos, de los cuales más de 40 han sido ya actualizados. Podría decirse incluso que este año ya le hemos dado la vuelta y estamos en unos niveles de tramitación más aceptables que hace un año. Esto no quiere decir que sean suficientes, es decir, tramitar renovables lleva su tiempo y no se puede pasar de 0 a 100 en un día.

L'Energètica es una pieza más en este puzzle de la transición energética. En Cataluña se tienen que invertir 10 mil millones de euros antes de 2030 y 50 mil millones para 2050 en transición energética. L'Energètica de momento tiene un presupuesto de 25 millones –que esperamos que el año que viene sea superior–, por lo que el grueso de la inversión no va a ser por parte de la empresa pública. Lo que sí puede es entrar en el accionariado de los proyectos para, por ejemplo, ayudar a que sean percibidos como más aceptables por el territorio al conseguir que el desarrollador haga algún tipo de cambio. Otra cosa muy interesante de L'Energètica que estoy viviendo y que no lo tenía previsto es el interés de los ayuntamientos. Estoy teniendo muchas reuniones con muchos alcaldes de Cataluña que me están explicando proyectos que ellos tenían metidos en un cajón, que no habían realizado por falta de medios, tiempo o financiación. Ahora gracias a L'Energètica podrán ser materializados. Son proyectos que nacen desde el propio ayuntamiento y que ya cuentan con la aceptación de la ciudadanía.

■ **Para finalizar, ¿cómo de necesaria es una empresa energética pública?**

■ Desde el punto de vista conceptual, las energéticas públicas son algo normal en toda Europa. Si miramos a Suecia, Noruega, Francia, Alemania, Italia... la mayoría de los países europeos cuentan con energéticas públicas. En el caso español hay algunos precedentes históricos y más recientes como puede ser Barcelona, Valencia, Baleares o recientemente Galicia. Es algo que es bastante normal y que tiene bastante sentido. Las empresas públicas de energía son una herramienta más de la transición energética. ■



P A N O R A M A

The smarter E Europe: la mayor plataforma de la economía energética de Europa

La crisis climática y energética ha puesto a Europa ante el urgente reto de descarbonizar y remodelar el sector energético para conseguir un suministro basado, exclusivamente, en renovables. Para ello se requiere combinar de manera inteligente las áreas de electricidad, calefacción y movilidad. Este es el desafío que se han marcado los sectores económico y científico y que está incorporando al mercado nuevos actores, productos y servicios. Todos ellos tienen una cita en The smarter E Europe 2023, que se celebra en Múnich (Alemania) del 14 al 16 de junio.

ER

«**C**reating a new energy world», crear un nuevo mundo energético, este es el objetivo que persigue The smarter E Europe 2023, que se centra en las energías renovables, la descentralización y la digitalización de la economía energética y en soluciones transectoriales de electricidad, calefacción y transporte para un suministro de energía inteligente y sostenible. Las empresas presentarán aquí soluciones para la transición energética y de la movilidad, como instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta, células y módulos solares, inversores, sistemas de montaje, elementos de instalación, sistemas acumuladores de energía, infraestructura de carga, electromovilidad y servicios de movilidad, además de gestión, monitorización y control de la energía. The smarter E Europe 2023 se dirige tanto a empresas de ámbito internacional como a *startups*, medianas empresas y operarios que quieren introducirse en el sector. Las empresas presentan aquí sus productos y soluciones, reciben *feedback* de expertos y clientes y pueden hacer contactos y negocios con inversores, proveedores y posibles empleados.

Experimenta la transición energética en primera persona

The smarter E Europe engloba cuatro ferias especializadas: Intersolar Europe (industria solar), ees Europe (baterías y sistemas acumuladores de energía), Power2Drive Europe (infraestructura de carga y electromovilidad) y EM-Power Europe (gestión de la energía y soluciones energéticas interconectadas). Todas ellas se celebrarán simultáneamente en Munich (Alemania) entre el 14 y el 16 de junio en la Messe München. En sus 180.000 metros cuadrados repartidos en 17 pabellones (A1-A6, B0-B6, C1-C4) y una zona al aire libre, más de 1.600 expositores mostrarán soluciones y modelos comerciales intersectoriales para la transición energética y la seguridad del suministro en Europa. Se espera la asistencia de más de 85.000 visitantes.

Las ferias, foros y conferencias complementarias –Intersolar Europe Conference, ees Europe Conference, Power2Drive Europe Conference y EM-Power Europe Conference– concentran todo el conocimiento



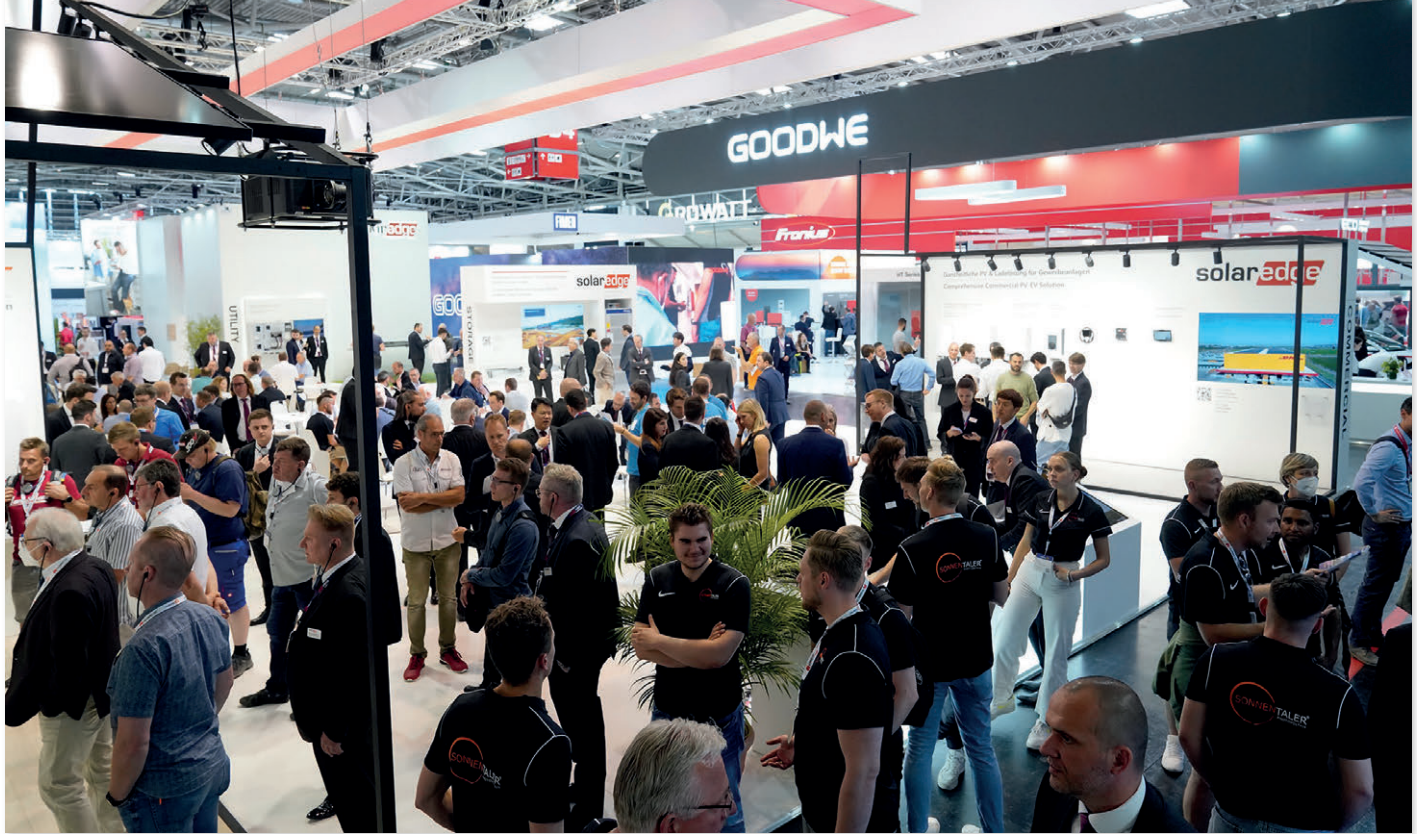
sobre el nuevo mundo de la energía y la movilidad. En las cuatro conferencias especializadas los interesados pueden informarse y hablar con importantes expertos del sector energético. Las conferencias tendrán lugar los días 13 y 14 de junio en el International Congress Center (ICM) de Munich.

La transición energética y de la movilidad solo es posible mediante una renovación: los más innovadores en el sector de la energía recibirán el reconocimiento de los premios The smarter E AWARD, Intersolar AWARD, ees AWARD y –este año por primera vez– Power2Drive AWARD y EM-Power AWARD. Estos premios destacan aquellos productos y proyectos innovadores de empresas con visión de futuro que suponen una aportación fundamental para el éxito del nuevo mundo energético. Los premios se entregan en diversas categorías: *Outstanding Projects, Photovoltaics, Energy Storage, E-Mobility y Smart Integrated Energy.*

La fotovoltaica crece vertiginosamente

El boom de la energía fotovoltaica en Europa: con 41,4 gigavatios (GW) nuevos de capacidad instalada, en 2022 el mercado creció un impresionante 47% respecto al año anterior (2021: 28,1 GW), según la asociación SolarPower Europe que para este año pronostica un crecimiento de entre 50 y 68 GW en Europa y hasta el año 2026 un crecimiento anual del mercado hasta los 85-120 GW. Solo en Alemania, el mayor mercado fotovoltaico de Europa en estos momentos, las condiciones son excelentes gracias al apoyo de las políticas: el gobierno quiere ampliar la capacidad fotovoltaica hasta los 215 GW en 2030 (2022: 68,5 GW).

Este vertiginoso crecimiento del sector también se refleja en Intersolar Europe, la feria especializada de la industria solar líder en el



mundo: en 2023 ampliará su superficie de exposición a 108.000 metros cuadrados. Bajo el lema «*Connecting Solar Business*», aquí se pueden conocer las últimas tecnologías y tendencias, los modelos comerciales y los últimos avances del mercado en todo el mundo. Los expositores presentarán, entre otras cosas, potentes inversores híbridos para grandes centrales, módulos fotovoltaicos eficientes, módulos sin plomo, modernos métodos de conexión y disposición de células y las células solares TOPCon y PERC, líderes del mercado. Además, las empresas y centros de investigación mostrarán nuevos modelos para la implementación tecnológica y estandarización de la agrivoltaica, fotovoltaica flotante y fotovoltaica integrada en edificios, dada la gran importancia que están cobrando estas aplicaciones debido a los ambiciosos objetivos de ampliación y el consiguiente incremento de la necesidad de superficies.

Pero, además de estos distintos componentes, para el suministro de energía del mañana es necesaria una gestión inteligente que combine los sectores de electricidad, calefacción y transporte y los complemente con tecnologías inteligentes para la inyección y gestión de la red. Por eso resultan muy interesantes las combinaciones de instalaciones fotovoltaicas, acumuladores, infraestructuras de carga y electromovilidad, así como las grandes centrales híbridas que combinan las tecnologías de generación con acumuladores. Las centrales híbridas permiten ahorrar gastos en el desarrollo de proyectos si las tecnologías utilizan la misma infraestructura (subestaciones transformadoras, conexiones a la red y accesos). Además, como se integran en una misma superficie, necesitan menos espacio, algo importante, sobre todo, en países densamente poblados, como Países Bajos o Alemania. La combinación de tecnologías reduce, además, los riesgos financieros totales de la instalación. En la Intersolar Europe Conference, los expertos informarán sobre centrales solares híbridas y otros modelos comerciales innovadores.

Combinar electricidad renovable con movilidad sostenible

Con la transición energética y de la movilidad crece la oferta de columnas de carga y *wallboxes*, aumenta la diversidad de productos y cada vez son más los proveedores que lanzan nuevos productos al mercado, y Power2Drive Europe 2023 ofrece una visión general muy completa de todo esto. Prestigiosos fabricantes se presentarán en la feria internacional especializada en infraestructura de carga y



Los pasillos del recinto ferial de Munich volverán a llenarse con la llegada de más de 85.000 visitantes procedentes de todo el mundo

electromovilidad bajo el lema «*Charging the Future of Mobility*».

Además, Power2Drive Europe 2023 se centra en el tema «*Vehicle to Home/Building*» (V2H/V2B): los propietarios de inmuebles que, por ejemplo, generan electricidad solar en el tejado, la almacenan en el vehículo y la devuelven al edificio cuando se necesita. Los coches eléctricos se convierten de esta forma en acumuladores móviles de electricidad para el hogar o la empresa, influyendo así de forma positiva en el sistema energético. En Power2Drive Europe 2023 las empresas presentan soluciones V2H y V2B.

En el espacio al aire libre, las empresas presentan soluciones de carga para flotas y soluciones inteligentes que combinan la electricidad económica generada a partir de fuentes de energía renovables y la movilidad sostenible, algo que resulta muy interesante para instaladores, planificadores, gestores de flotas, operadores de columnas



P A N O R A M A



de carga (CPO) y proveedores de electromovilidad (EMP). Por ejemplo, cubiertas solares para aparcamientos. Además, fabricantes como Skoda invitan al público especializado a pruebas exclusivas de vehículos en el recinto «Car Test Drive».

Innovadores acumuladores de energía y de baterías

Los acumuladores de electricidad son elementos decisivos para un suministro de energía renovable que ofrezca fiabilidad 24/7, y por eso están en el foco de ees Europe 2023. Bajo el lema «*Innovating Energy Storage*», la feria de baterías y sistemas acumuladores de energía más grande e internacional de Europa reúne a fabricantes, distribuidores, desarrolladores de proyectos, integradores de sistemas, usuarios profesionales y proveedores de innovadoras tecnologías de baterías. La feria especializada cubre toda la cadena de creación de valor de las tecnologías de baterías y acumuladores de energía más innovadoras, desde componentes aislados hasta sistemas completos.

El hidrógeno cada vez cobra más importancia: este vector energético sostenible puede cubrir las caídas en la producción de las energías fotovoltaica y eólica provocadas por las oscilaciones estacionales. Para el año 2030, los países de la UE tienen previsto fabricar diez millones de toneladas de hidrógeno e importar otros diez. Según un estudio de la asociación Hydrogen Europe, más de la mitad del hidrógeno producido en Europa se genera con electricidad de origen solar. El área de exposición «*Green Hydrogen Forum & Expo*» de ees Europe 2023 reúne a empresas de diversos sectores de todo el mundo que comercializan hidrógeno, pilas de combustible, electrolizadores y tecnologías *power-to-gas*.



Las distintas ferias y conferencias que se dan cita en The smarter E –Intersolar, ees, Power2Drive y EM-Power– concentran todo el conocimiento sobre los últimos avances en energía solar, almacenamiento, movilidad eléctrica, hidrógeno y gestión de la energía

Gestión inteligente para un sistema energético integral y renovable

Los temas de EM-Power Europe 2023 son la modernización, digitalización y flexibilización de la red eléctrica para llegar a la *smart grid*, la integración de prosumidores, electromovilidad y sistemas *power-to-heat* en un sistema energético integral y renovable, y el uso eficiente de las energías renovables. Bajo el lema «*Empowering Grids and Prosumers*», operadores de red, suministradores de energía, desarrolladores de proyectos, prestadores de servicios y responsables de la toma de decisiones de la industria, el comercio y el sector inmobiliario encuentran soluciones para las tareas que hay que llevar a cabo hoy para llegar a la





gía renovable y acumuladores, ejerciendo un papel de prosumidores. Un requisito para ello es, entre otras cosas, acelerar la ampliación y modernización de las redes eléctricas locales y regionales, y es que, para gestionar flujos de energía bidireccionales y tomar decisiones operativas basadas en datos, hay que digitalizar los centros de transformación. EM-Power Europe 2023 ofrecerá ejemplos de esto.

«Creating a new energy world» en junio de 2023 en Munich

Con la edición de The smarter E Europe de este año, los organizadores ofrecen al sector la

red eléctrica del futuro. Los visitantes de la feria podrán también informarse a fondo sobre temas como el acoplamiento intersectorial, la gestión de cargas y energía, la flexibilización, las centrales de energía virtuales y la comercialización de la electricidad. Para que las redes eléctricas estén a la altura del doble desafío que supone una generación de electricidad que varía a lo largo del día y depende del tiempo que haga, y la creciente demanda a causa de la electrificación en el sector de la calefacción y el transporte, se requiere un alto grado de monitorización y control. Por eso es necesario impulsar la modernización y digitalización de las redes eléctricas para crear redes inteligentes.

Además, con la descentralización y la digitalización se diversifica también el sector energético: aparte de los suministradores de energía y empresas de servicios públicos municipales tradicionales, en el futuro también podrán gestionar activamente la inyección a la red los particulares y empresas que tengan sus propias instalaciones de ener-

oportunidad de juntarse con representantes de otros ramos y sectores para acelerar la transformación del mundo de la energía y de la movilidad en dirección a las energías renovables y la electromovilidad. La mayor plataforma de la economía energética de Europa nos trae soluciones, productos y modelos comerciales que saltan las fronteras entre sectores. En las cuatro ferias y conferencias especializadas en el sector de la energía que se celebran simultáneamente, los actores de los distintos sectores pueden aprender unos de otros, desarrollar proyectos comunes, intercambiar ideas y hacer negocios. The smarter E Europe se celebrará entre el 14 y el 16 de junio en la Messe München bajo el lema «Creating a new energy world», crear un nuevo mundo energético.

Más información:

→ www.thesmartere.de

PRODUCE Y CONSUME TU PROPIA ENERGÍA

Enchúfate al sol con EiDF Solar



www.eidsolar.es



EiDF

ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, SA

SUN BALLAST

Supporting solar innovation



¿INSTALACIÓN FV EN UNA SUPERFICIE PLANA? AHORA ES SUN BALLAST.

Las innovadoras estructuras Sun Ballast son aptas para todo tipo de paneles, se instalan de forma rápida y sencilla y no necesitan fijación a la cubierta. Simplemente colóquelos y la resistencia está garantizada.



Sistema Estándar

FÁCIL Y MODULAR



Sistema a Vela

POCO ESPACIO, MÁXIMA POTENCIA



Sistema Connect

LIGERO Y RESISTENTE



Sistema Este-Oeste

PRODUCCIÓN CONSTANTE

Basic SRL
Via Della Costituzione,
26 42028 Poviglio (RE) Italy
Cif/Nif: 02557770357



+39 0522 960926



info@sunballast.com



www.sunballast.es

**Es la alternativa innovadora
a los sistemas tradicionales**

EL SOPORTE IDEAL PARA MÓDULOS FV, **INCLUSO DE GRAN TAMAÑO.**

NO-FLEX es el nuevo sistema de Sun Ballast especialmente dedicado a los paneles de grandes dimensiones: aumentan los puntos de fijación, se respetan los parámetros de apoyo y se garantiza la resistencia del panel.

NO-FLEX: máxima resistencia, cero flexión/pandeo.

NO-FLEX



Puntos de fijación
aumentados
de 4 a 6



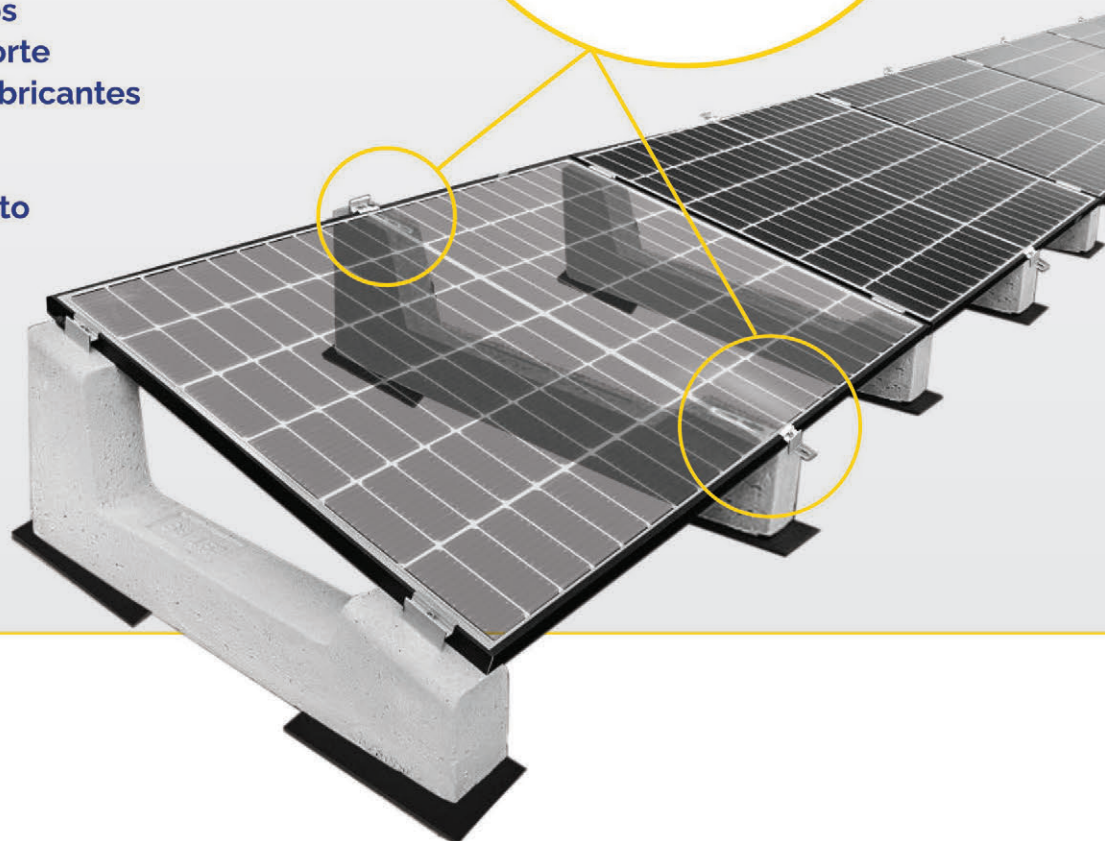
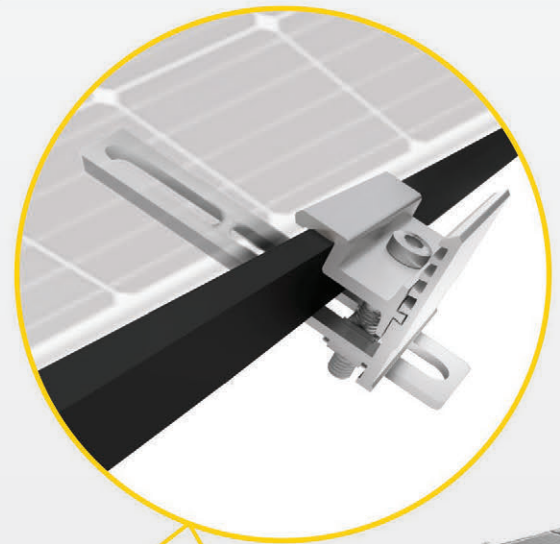
Cumplimiento de los
parámetros de soporte
indicados por los fabricantes



Máxima resistencia
a las cargas de viento
y nieve



Larga vida
útil de los
paneles



**¡DESCUBRE
NO-FLEX!**





Sin balón no hay partido

Podremos tener los mejores jugadores y un terreno de juego espectacular, pero no habrá partido. Sin almacenamiento no habrá transición energética. Lo dice Andrés Zapico, doctor ingeniero en Minería, Obra Civil y Medioambiente y director de proyectos hidroeléctricos en Magtel. Lo dijo hace unas semanas en una jornada organizada por la Asociación Española de Almacenamiento de Energía. Lo dijo Zapico y lo piensa todo el mundo en el sector. El problema es el marco regulatorio-retributivo: los inversores no le ven la rentabilidad al almacenamiento y piden ayudas (como las que recibieron las renovables al principio) para despegar. La pelota está (sigue) en el tejado. En el de la Administración.

Antonio Barrero F.

De soluciones de almacenamiento, o sea, de bombeos que acumulan agua para generar con ella a demanda, de tanques de sales térmicas que funcionan como pilas que almacenan el calor del Sol, de baterías... De todo ello hablamos a lo largo de las próximas páginas. De la clave –el almacenamiento– de la transición energética en la que estamos embarcados. El problema es muy concreto: la solar fotovoltaica produce cuando produce. Y produce toda ella a la vez. Y cada vez hay más potencia solar instalada. Y eólica. Entre las dos suman ya 50.000 megavatios. Pero a ninguna de las dos podemos almacenarla. Y eso está empezando a causar problemas. Varios. El primero y principal es que cada vez son más frecuentes los “cortes”: el operador del sistema eléctrico nacional se ve obligado a pedirle a un parque eólico o solar que pare máquinas y deje de producir kilovatios hora porque resulta que en ese momento hay demasiada generación para la poca demanda (por ejemplo, en fin de semana, cuando paran muchas fábricas). Y eso desalienta. Al generador, que no ha montado su parque para tenerlo parado (lo ha montado para producir y vender kilovatios) y a los inversores, que igual se lo piensan mejor y se plantean buscar otro negocio donde no tengan que parar.

Además, el precio de la electricidad cuando hay mucha renovable es muy bajo. Muchas horas a cero euros. Cada vez más. Porque ya se sabe que cuando la oferta es mucha, mucha (y flaquea la demanda) el precio tiende a la baja. En cualquier mercado. Con cualquier producto. Y eso puede acabar espantando a los inversores, que invertirán en energías renovables si ven rentabilidad,

pero que se lo pensarán dos veces si no ven más que horizonte cero. El almacenamiento puede ser la solución. Almacenamos vía bombeo, vía termosolar, vía baterías, cuando sopla mucho el viento o pega mucho el Sol (así no hay que parar ningún aerogenerador, ni desenchufar ninguna solar) y luego ya inyectaremos en la red lo almacenado cuando lo necesitemos (o cuando el precio sea más alto). Así aprovechamos todas las oportunidades que nos ofrezca la meteorología (rentabilidad económica) y, a la vez, aceleramos la descarbonización (rentabilidad climática). Perfecto.

Pero hay un problema. Todo el mundo en el sector lo tiene perfectamente identificado: al almacenamiento le hace falta un empujón. Porque ahora mismo no le salen las cuentas. Más o menos como le sucedía a las renovables cuando daban sus primeros pasos. Entonces, las administraciones tomaron cartas en el asunto y promovieron,

Estrategia de Almacenamiento Energético, aprobada el Consejo de Ministros del 9 de febrero de 2021

«El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 prevé el desarrollo del almacenamiento como una de las herramientas clave para otorgar flexibilidad al sistema eléctrico de cara a dar apoyo al crecimiento significativo de generación renovable, así como contribuir a la gestión de las redes eléctricas, la participación de la ciudadanía en el cambio de modelo energético, y una mayor competencia e integración en el mercado eléctrico»

fomentaron, impulsaron, subvencionaron... Y las renovables acabaron despegando. Y ya conducen ellas solas. Conducen la transición energética. Bueno, pues el almacenamiento está ahora en esa fase primera.

■ 10.000 megavatios de bombeo

Iberdrola ha identificado en España 10.000 megavatios de bombeos “técnicamente viables”. La compañía estima un coste de entre un millón y millón y medio de euros de inversión por megavatio en bombeo de obra nueva (obra a partir de cero), pero considera que ahora mismo la rentabilidad no es lo suficientemente atractiva. “Los beneficios que aporta el bombeo al sistema no se reflejan en la rentabilidad de los proyectos, debido a la insuficiente retribución que reciben en un mercado como el actual, que sólo paga por la energía”.

Así que Iberdrola pide que la Administración tome cartas en el asunto y vaya más allá de la consideración del “producto” que ofrece el bombeo (el kilovatio hora) y reconozca además su condición de “servicio”. Porque el bombeo ofrece un servicio: almacenamiento. Y eso no lo ofrecen todas las tecnologías. Sí la termosolar y sí las baterías, pero no la eólica o la fotovoltaica, que son las estrellas de la transición. Así que la compañía le pide al Gobierno que establezca un “mecanismo retributivo adicional al mercado de energía” cuyo fin sea “fomentar el almacenamiento de energía y aquellas centrales que permiten garantizar la seguridad de suministro”.

La propuesta, compartida en buena medida por el sector termosolar y el de las baterías, es muy concreta: el mercado de capacidad debería incluir contratos de largo plazo para nuevas inversiones en almacenamiento



Centro Ibérico de Investigación en Almacenamiento Energético

La ministra de Ciencia e Innovación, Diana Morant, presentó en Cáceres el 30 de marzo el proyecto de Centro Ibérico de Investigación en Almacenamiento Energético (CI/AE), que nace “con el objetivo de resolver retos científicos y tecnológicos que contribuyan de manera decisiva a la gestionabilidad de la producción de las energías verdes, para que aporten flexibilidad y garanticen el suministro de la energía almacenada en función de la demanda”. El objetivo último de este proyecto es ayudar a España a alcanzar la sostenibilidad e independencia energéticas por la vía de la descarbonización. Las obras del Centro comenzarán “este verano”, según la ministra, y concluirán “en 2024”. El Gobierno de España va a aportar en total 75 millones de euros para la construcción y desarrollo del Centro. De ellos, 14 millones están dedicados a la contratación de personal de investigación en el marco del Plan Complementario de energía e hidrógeno verde. A estas horas, al CI/AE ya se han incorporado 22 investigadores, que ya tienen los primeros laboratorios temporalmente en la Escuela Politécnica de la Universidad de Extremadura. Ya están publicadas convocatorias de empleo para alcanzar los 70 investigadores en los próximos meses. En total, el Gobierno pretende formalizar este año la contratación de 130 investigadores “en distintas etapas, desde científicos senior a investigadores jóvenes predoctorales”.



CI/AE

Centro Ibérico de Investigación en Almacenamiento Energético

Aquí está la fundación investigadora más importante de Europa e Iberoamérica

El centro de investigación para almacenamiento de energía electroquímica y térmica del Gobierno vasco CIC energiGUNE acaba de ser distinguido (lo ha sido a principios de marzo) como la Fundación Investigadora más importante de Europa y de Iberoamérica dentro del campo de la Energía, según el *ranking* SCImago, principal referencia internacional para la clasificación de las entidades investigadoras de todo el mundo. Además, CIC energiGUNE figura como uno de los 15 principales centros investigadores del planeta, a nivel de Fundación. Situado en Álava (País Vasco), este centro de investigación es desde hace años referente en almacenamiento de energía electroquímica, almacenamiento y conversión de energía térmica y tecnologías del hidrógeno. El *ranking* SCImago clasifica y ordena anualmente instituciones académicas y relacionadas con la investigación en función de un indicador compuesto que combina tres conjuntos diferentes de indicadores basados en el rendimiento de la investigación, los resultados de la innovación y el impacto social medido por su visibilidad en la red.

Según el informe de 2023, además de ser la principal fundación investigadora de Europa e Iberoamérica en Energía, CIC energiGUNE es una de las 15 fundaciones más importantes del mundo. Asimismo, figura en el Top5 internacional en cuatro campos específicos: Energía (4º), Ingeniería (3º), Física (4º) y Química (5º).

Desde sus inicios en 2011, CIC energiGUNE ha participado en 303 proyectos de I+D, cuenta con casi 1.000 publicaciones científicas y ha desarrollado más de un centenar de proyectos en colaboración con la industria. Para ello, el centro dispone de diversas instalaciones singulares,

entre las que destacan sus infraestructuras de prototipado y testeo para almacenamiento electroquímico (incluyendo baterías para estado sólido en automoción) y almacenamiento térmico.



(contratos por ejemplo en el caso de los bombeos de más de 25 años adjudicados con más de 5 años de antelación, según Iberdrola). Desde el sector hablan además de la necesidad de que la Administración lubrique sus procedimientos de tramitación, porque si el almacenamiento se atasca en las ventanillas del Ministerio (como le ha sucedido estos últimos meses a eólicos y fotovoltaicos) no llegaremos a tiempo.

El Gobierno ha establecido en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (horizonte 2030) objetivos en materia de termosolar (5.000 megavatios nuevos de potencia, todos con almacenamiento), objetivos en materia de bombeo (3.500 MW) y objetivos en materia de almacenamiento (baterías, 2.500). Pero la casilla de la termosolar sigue a cero a día de hoy (desde que se aprobó el Plan, en 2021, no se ha instalado ni un solo mega termosolar), la casilla de los bombeos sigue a cero y la casilla de las baterías, aunque sí que ha registrado algo de movimiento, es, de entre las tres, la más humilde.

■ Cuestión de tiempo

Una batería solo puede aportar firmeza (en momentos de cero Sol, cero viento) durante 4 horas; las centrales termosolares presumen de que pueden operar como carga base nocturna, durante toda una noche; un bombeo aporta firmeza durante periodos de 20 horas, más incluso.

De todo ello, y de vehículos eléctricos, y de baterías domésticas, y de los centros de investigación... hablamos en las páginas que vienen.

Y una cita para concluir: “estamos viendo ya casos de vertidos de energía renovable (...). Las administraciones deben apostar decididamente y priorizar el almacenamiento para poder maximizar la gestión del sistema eléctrico en condiciones de operación acordes con los estándares a los que estamos acostumbrados. El almacenamiento llega tarde y deberíamos priorizarlo (...). Lo que podría hacer el almacenamiento es saturar los nodos de energía renovable permanentemente en función de las diferentes hibridaciones que podrían configurarse. El almacenamiento maximiza, no solo con la energía que desplaza de unas horas a otras, sino aportando además servicios al sistema eléctrico que redundan en la seguridad del operador para mantener más energías renovables en servicio corrigiendo y modulando las diferentes necesidades que tenga la red eléctrica (...). Cuanta más seguridad tenga el sistema eléctrico, el operador del sistema más energía renovable podrá integrar abaratando los costes y con la consecuente mejora en las condiciones económicas del país”. Zapico. ■



ALMACENAMIENTO

Almacenamiento detrás del contador

Las baterías serán tan importantes como los propios paneles solares

El almacenamiento detrás del contador –esto es, aquel que podemos instalar en nuestros hogares, negocios o en la industria, y que permite una mayor gestión de la demanda y aprovechamiento de los paneles solares– empezó a tomar velocidad en España en 2022, pero hasta hace muy poco no disponíamos de datos sobre cuánta energía están “guardando” estas baterías. UNEF ha realizado un estudio que ofrece la respuesta: 1.382 MWh de energía solar almacenable en 2022.

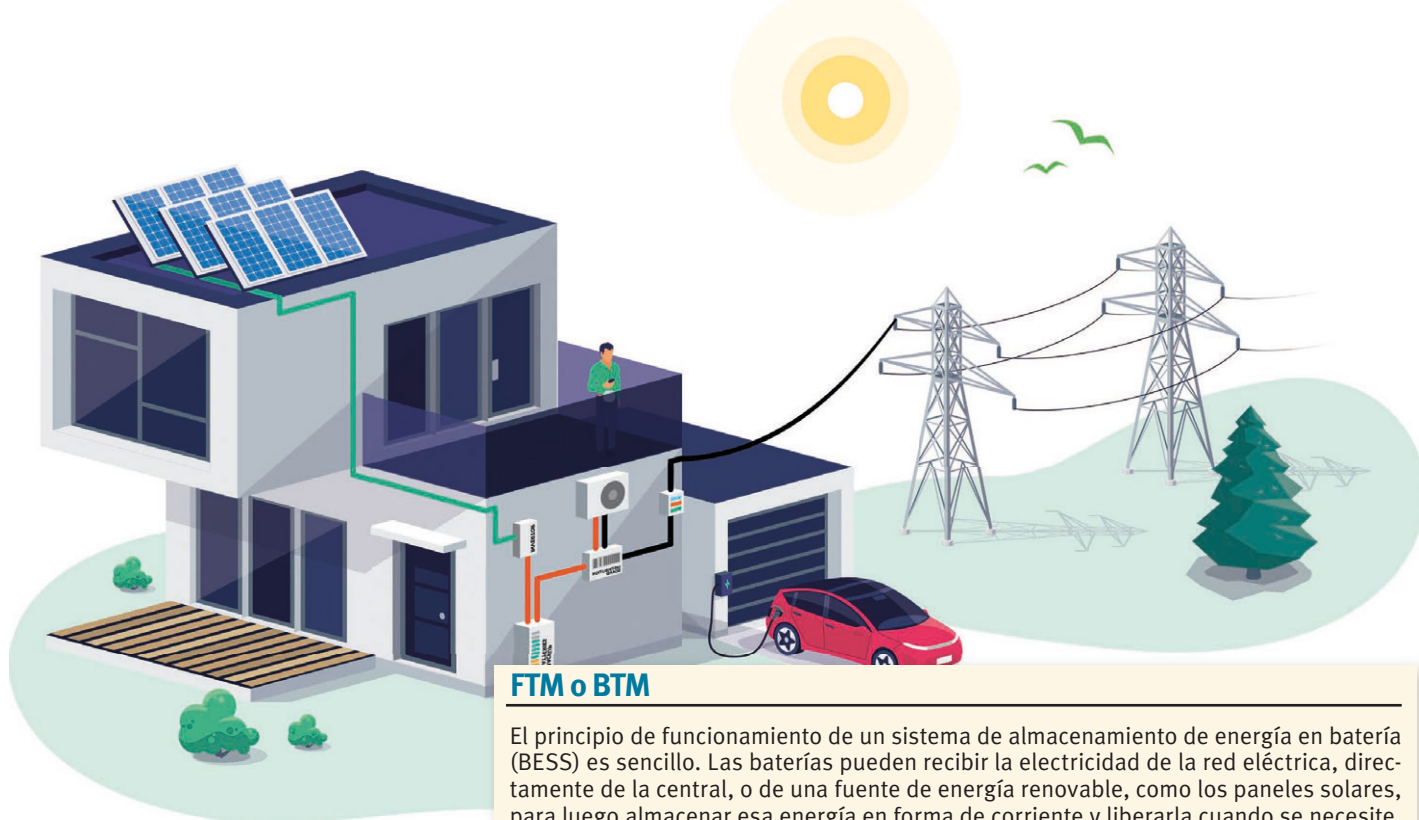
ER

“**L**os sistemas de almacenamiento nos permiten hacer un uso más eficiente de los excedentes, es decir, de la energía no autoconsumida en el momento en el que es generada, para poder consumirla en un momento posterior. En los próximos años, las baterías van a tener la misma importancia que los propios paneles solares”, afirmaba José Donoso, director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) en la presentación, el pasado 8 de marzo, del estudio.

Este trabajo, pionero en España, muestra la cantidad de electricidad que almacenan los autoconsumidores que no solo cuentan con paneles solares sobre el tejado de casa sino que también han dotado de baterías a sus instalaciones. Según sus resultados, las baterías de las instalaciones de autoconsumo guardaron en 2022 hasta 1.382,84 megavatios hora de energía solar, que los autoconsumidores pudieron usar a demanda. Es decir, cuando les hizo falta, independientemente de que en ese momento brillara o no el sol.

UNEF ha emprendido este primer estudio con un propósito muy concreto: “dimensionar y plantear una hoja de ruta para hacer frente a las necesidades del sector de la energía solar, en particular, y de las energías renovables, en general en este ámbito”. Según los datos recogidos por la asociación, de los 1.382,84 megavatios hora de energía solar almacenados, 692,44 MWh corresponden a instalaciones conectadas a la red y 690,39 MWh a instalaciones solares aisladas.





FTM o BTM

El principio de funcionamiento de un sistema de almacenamiento de energía en batería (BESS) es sencillo. Las baterías pueden recibir la electricidad de la red eléctrica, directamente de la central, o de una fuente de energía renovable, como los paneles solares, para luego almacenar esa energía en forma de corriente y liberarla cuando se necesite. De esta manera, ayudan a equilibrar los flujos de energía, reduciendo los picos de carga (consumo de energía) de la red y permiten una mayor integración de las energías renovables.

El sistema de almacenamiento puede ser de dos tipos: delante del contador (*front of the meter* o FTM) o detrás del contador (*behind the meter* o BTM). Estos últimos se instalan en la propiedad del cliente (vivienda, empresa...) y no están integradas en la red eléctrica, de manera que la generación y el almacenamiento de energía se gestionan dentro de la propiedad. Si el marco normativo lo permite, las baterías también pueden suministrar energía a la red (caso de España).

Los sistemas delante del contador suelen ser bastante más grandes, almacenan la energía lejos del punto de consumo y están conectados directamente a la red eléctrica. Entre las tecnologías FTM actualmente utilizadas se encuentran el bombeo hidráulico, el aire líquido y el aire comprimido, pero también las plantas solares termoeléctricas (permiten almacenar la energía en sales fundidas y otras tecnologías en desarrollo), el almacenamiento químico como el hidrógeno o el gas natural sintético.

“Desde UNEF valoramos muy positivamente el crecimiento que se está produciendo respecto a almacenamiento detrás del contador”, destacó Donoso en la presentación del estudio. “Creemos que este dato es el resultado de una conciencia mayor por parte de la ciudadanía y de nuestro tejido empresarial con la solución transversal que plantea la energía solar en un contexto de crisis energética y cambio climático. Además, las ayudas del Gobierno contempladas dentro del Plan de Recuperación y Resiliencia están haciendo posible que las soluciones de almacenamiento sean accesibles a cada vez más empresas y personas”, añadió.

■ 2.500 MW en autoconsumo

Según UNEF, en 2022 se pusieron en marcha en el país instalaciones solares para autoconsumo por valor de 2.507 MW. El 10% de las conectadas a red se han dotado de baterías. En el caso de las aisladas, ese porcentaje se eleva hasta el 66%. El estudio realizado concluye que la capacidad de almacenamiento para autoconsumo ha oscilado este año en torno a los 260 MW, “teniendo en cuenta que el número de horas de funcionamiento de una batería a menudo es modular y estamos considerando entre 2 y 4 horas de funcionamiento, para instalaciones conectadas a la red”.

Los autores del informe indican que las soluciones de almacenamiento asociadas a instalaciones de autoconsumo están creciendo “como consecuencia de su capacidad para optimizar las instalaciones de autoconsumo, aumentando todavía más el ahorro, aprovechando mucho más la energía generada y, por tanto, reduciendo la amortización de la instalación”.





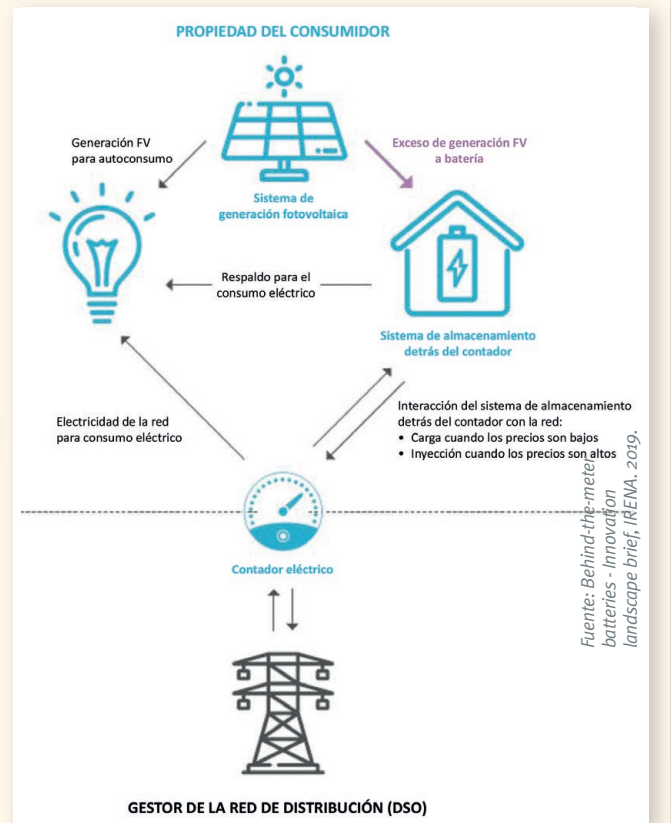
ALMACENAMIENTO

Autoconsumo: con conexión a red o aislado

El Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) explica la diferencia entre uno y otro en su página web. “Una instalación aislada es aquella en la que no existe en ningún momento capacidad física de conexión eléctrica con la red de transporte o distribución, ni directa ni indirectamente, a través de una instalación propia o ajena”. Por tanto, las instalaciones desconectadas de la red mediante dispositivos interruptores o equivalentes no se consideran aisladas.

En el caso del autoconsumo con conexión a red, la definición que ofrece el instituto es la siguiente: “aquella instalación de generación conectada en el interior de una red de un consumidor, que comparte infraestructuras de conexión a la red con un consumidor o que esté unida a este a través de una línea directa y que tenga o pueda tener, en algún momento, conexión eléctrica con la red de transporte o distribución. También tendrá consideración de instalación de generación conectada a la red aquella que está conectada directamente a las redes de transporte o distribución”.

Más información:
→ www.idae.es



Almacenamiento e hidrógeno verde

La I Cumbre Internacional de Almacenamiento & Hidrógeno Verde para la Energía Solar, evento que se va a celebrar los días 26 y 27 de abril en Madrid bajo la batuta de UNEF, va a reunir a algunos de los mayores expertos nacionales e internacionales en estas materias, que darán respuesta a algunos de los aspectos claves relacionados con este tándem. Por ejemplo, el marco normativo actual relacionado con el almacenamiento y el hidrógeno, los desafíos técnicos existentes, las oportunidades de financiación de estos proyectos y las perspectivas de crecimiento, las posibilidades de descarbonización que ofrece el hidrógeno verde en el sector eléctrico y otros, etc.

Según recoge la Estrategia de Almacenamiento Energético del Ministerio de Transición Ecológica y Reto Demográfico (Miteco), las necesidades mínimas de almacenamiento para España se sitúan en torno a los 20 GW en 2030 y 30 GW en 2050. En la actualidad hay 8,3 GW disponibles.

El director general de UNEF considera, en todo caso, que “es fundamental seguir innovando e invirtiendo en I+D para incrementar una implementación de almacenamiento que sustente la escalabilidad de una transición energética sostenible en forma y tiempo”. “Conseguir un *mix* energético nacional 100% renovable e integrarlo de manera correcta en la red depende de ello”, añade.

¿Y fuera de España?

Aunque los sistemas de almacenamiento de energía ayudan a reducir significativamente el coste de la electricidad, al permitir a los usuarios consumir menos electrones provenientes de la red, su desarrollo, en general, no ha sido fácil.

En la edición del cuarto trimestre de 2022 del *US Energy Storage Monitor*, publicado por Wood Mackenzie Power & Renewables, se constata que durante el tercer trimestre del año pasado en el sector no residencial (que también incluye instalaciones comunitarias, gubernamentales y de otro tipo) se instalaron 26,6 MW/56,2 MWh de sistemas de almacenamiento de energía. Una cifra pequeña en comparación con los 1.257MW/4.733MWh de almacenamiento de energía a escala comercial, o incluso con los 161MW/400MWh de sistemas residenciales desplegados en el periodo de tres



risen

Industry-leading **PV & ESS integration**



www.risenenergy.com



ALMACENAMIENTO

Abriendo camino

Los premios Renmad Almacenamiento, que celebran este año su primera edición, han sido creados por la empresa de comunicación estratégica Ata Insights para reconocer el valor del trabajo del sector del almacenamiento energético y los proyectos y personas que están abriendo camino. Se dividen en ocho categorías, con 54 finalistas entre todas ellas. Aquí hemos seleccionado dos de ellos, uno industrial y otro residencial.



• **Megabatería TexAthenea de Cubierta Solar.** La ingeniería valenciana Cubierta Solar es la artífice de la instalación de una batería industrial de 2 MWh para autoconsumo en la empresa textil TexAthenea (Villena, Alicante). Con este sistema de almacenamiento, TexAthenea complementa la instalación fotovoltaica de 4 MWp que la misma ingeniería puso en marcha en 2018 sobre la cubierta del centro de producción y que poste-

riormente amplió hasta los 8,8MWp, sumando los 22.000 paneles en cubierta y el huerto solar al que está conectado. Con la “megabatería” (de Huawei) y las plantas solares TexAthenea consigue generar el 90% de energía eléctrica que demanda su

centro fabril, una potencia equivalente a la requerida por 500 hogares, y le permite planificar su gasto en electricidad de una forma óptima y eficiente, tomando el control de su factura, ajena a las inestabilidades del mercado eléctrico. Además, evita la emisión de 3.300 toneladas de CO₂ a la atmósfera. La instalación opta al premio Renmad en la categoría “Proyecto líder de almacenamiento del año”.



• **Estudio de arquitectura Abaton.** Concorre al premio en la categoría “Proyecto líder de autoconsumo de energía renovable del año” por la rehabilitación de una casa rural enclavada en un privilegiado entorno de Gredos, en la provincia de Cáceres. Según explican desde el estudio en su página web, “el objetivo era transformar un establo abandonado en una vivienda familiar mediante la rehabilitación integral, coherente y respetuosa con el entorno”. Un trabajo que les llevó a trabajar con materiales básicos (hierro, cemento y la piedra existente) y a construir una fuente en el patio donde, de manera natural, brota el agua de una roca contribuyendo a refrescar la vivienda en los meses más cálidos. Con todo ellos lograron una vivienda térmicamente estable. Para el suministro de electricidad diseñaron un sistema de paneles solares con acumuladores, que permite el suministro de energía en verano, e instalaron microturbinas que aprovechan el cauce de dos arroyos que pasan por la finca y que nutren de corriente eléctrica a los acumuladores en invierno.

Más información:

→ <https://atainsights.com/renewablesandstorage/premios-renmad-almacenamiento-2023/>

meses analizado. Sin embargo, Wood Mackenzie predice que, junto con los otros dos segmentos del mercado, las instalaciones no residenciales crecerán en los próximos años. En Estados Unidos, esto se verá favorecido por los incentivos fiscales al almacenamiento (y a las energías renovables) de la Ley de Reducción de la Inflación, pero parece que también hay interés en Europa.

Volviendo a las baterías detrás del contador, el país con más instalaciones de este tipo es Australia, que se ha convertido en el mercado energético más descentralizado del mundo y en donde la adopción de tecnologías detrás del contador no para de crecer. Hasta ahora, las instalaciones residenciales de energía solar han sido la columna vertebral de este mercado, pero muchos analistas

estiman que las empresas van a tomar el relevo e impulsar la mayor parte del crecimiento de este sector en las próximas tres décadas.

Más información:

→ www.unef.es



Suma acumulación de calidad a tus instalaciones fotovoltaicas

Por primera vez tus clientes pueden ser protagonistas del nuevo sistema energético y conseguir hasta un **95% de independencia** de la red eléctrica gracias a las baterías inteligentes sonnen.

¿Por qué elegir sonnenBatterie 10?



Calidad alemana.

Inteligente. Con carga predictiva y datos meteorológicos para optimizar su propio consumo.

Versátil. Compatible con todos los sistemas fotovoltaicos nuevos y existentes.

Flexible, modular y escalable. Con capacidades de 5,5 / 11 / 22 kWh.

Entorno remoto a través de la App mysonnen y el portal web.

Portal de partners para visualización y gestión de parque de baterías de clientes.

Seguro y durable. Módulos LFP libre de cobalto.

Fiable. 10 años de garantía / 10.000 ciclos.

¡Contribuye a crear un mundo más sostenible con sonnenBatterie!

Para más información llama al **900 300 001** o escríbenos a **hola@sonnen.es**



ALMACENAMIENTO

Almacenamiento en baterías

En trayectoria imparable, pero con retos importantes a superar

Las baterías de almacenamiento de energía son cada vez más comunes dentro de los kits fotovoltaicos que se instalan en viviendas y empresas. En Europa, esta tendencia está liderada por Alemania, si bien su uso se está extendiendo a otros países como, Italia y Reino Unido, y en buena medida también a España, hasta el punto de que en 2022 se entregaron 6 GWh de almacenamiento residencial en estas cuatro economías, según datos de Wood Mackenzie. Cara al futuro inmediato, la consultora prevé que el mercado del almacenamiento residencial crezca hasta los 6,6 GWh este año, lo que supondrá cinco veces más que en la actualidad.

Alba Luque

Tras estas cifras están, fundamentalmente, dos factores: el precio disparado de la energía y la bajada del de las baterías. La asociación SolarPower Europe explica que “con una crisis energética sin precedentes en Europa, que dispara los costes de la electricidad, los ciudadanos consideran cada vez más la generación de energía solar doméstica como una herramienta clave para controlar sus facturas

energéticas”. Este contexto, junto con la crisis climática, está provocando un auge de la energía solar distribuida en los tejados y un crecimiento masivo del almacenamiento de energía en baterías residenciales (R-BESS), afirma la asociación.

Sus últimos análisis muestran un mercado de R-BESS que se ha duplicado en 2021 hasta alcanzar los 2,3 GWh, después de que en 2020 se alcanzara por primera vez el nivel

de instalación anual de 1 GWh. Respecta a 2022, estima que ese año se produjo un crecimiento espectacular, con la adición de un 71% más de capacidad, lo que llevaría a una capacidad total instalada actualmente de R-BESS de 9,3 GWh en Europa.

“Para ponerlo en cifras más tangibles, estimamos que Europa instalará más de 420.000 baterías de almacenamiento en 2022, lo que se traducirá en más de un millón de hogares en todo el continente alimentados con sistemas conjuntos de energía solar y almacenamiento en baterías”, dicen desde SolarPower Europe. “Podría ser mucho más, pero la falta de instaladores en toda Europa limita el crecimiento de los sistemas solares. Las baterías, cuyas celdas suelen ser importadas, también se enfrentan a una aguda escasez, más acusada que la de cualquier otra parte de un sistema solar”, explican.

Aun así, la asociación europea se muestra optimista y cree que el auge de la energía solar residencial y el almacenamiento están asegurados. “Para finales de 2026, nuestro escenario medio prevé un crecimiento superior al 300% de la capacidad total operativa



Sigue en página 45...

E Luis Marquina

presidente de Aepibal

“El almacenamiento con baterías es un regalo industrial que combina los cuatro ejes fundamentales que enriquecen una sociedad”

Para conocer la situación actual del almacenamiento residencial de energía en España hemos hablado con Luis Marquina, presidente de la asociación Aepibal, referente del sector. Y Marquina advierte que son varios los frentes en los que hay que mejorar si queremos aprovechar todos el potencial que ofrece este “regalo industrial”.

■ **El almacenamiento afecta a la arquitectura misma del sistema eléctrico. La regulación española actual, ¿está dando las respuestas correctas a este reto?**

■ Las respuestas son correctas pero lentas, demasiado lentas. Tenemos una estrategia muy bien diseñada y se han dado algunos pasos importantes para convertir la estrategia en realidad legal, pero estamos aún lejos de otros países que, con circunstancias similares a las nuestras, ya han avanzado mucho. Entendemos que estos dos años han sido muy críticos desde el punto de vista de la energía y se han dedicado muchos recursos a lo urgente. Pero lo urgente ya parece estar bajo control, ahora hay que acelerar el paso con lo importante, y el almacenamiento lo es, y mucho, porque las renovables no dan muestra de debilidad y eso nos puede llevar a uno de los dos escenarios más complejos: el primero, que las renovables sufran muchas horas de *curtailments* (orden del operador del sistema para que las plantas fotovoltaicas y eólicas dejen de producir energía durante un periodo de tiempo concreto) y muchas horas de precios cero; y segundo —y aún peor que la anterior— que el desarrollo de renovables se frene en seco, así, como suena, que los inversores vean que esta inversión tiene demasiados riesgos inherentes en los ingresos y decidan invertir en otros sectores.

■ **¿Qué propone Aepibal para mejorar el marco normativo?**

■ Son varios los frentes en los que hay que mejorar, pero desde Aepibal nos centramos en cuatro: el primero, que se desarrolle un mecanismo de capacidad que de soporte a la implantación de almacenamiento en forma de subasta; el segundo, que se implanten definitivamente todos los Procedimientos de Operación que van a afectar técnicamente al almacenamiento para que sepa éste qué obligaciones contrae con el sistema; el tercero, que se clarifique el proceso de tramitación, y muy especialmente, el de acceso y conexión a la red de plantas de almacenamiento *stand alone*; y, por último, que se habiliten para el almacenamiento todas las fuentes de ingresos posibles, especialmente los mercados locales de flexibilidad y el FFR (*Fast Frequency Response*).

■ **¿Se está desarrollando adecuadamente la industria del almacenamiento en España?**

■ Este es una gran pregunta y me gustaría decir que sí, pero no es esto lo que estamos viendo. España tiene las manos muy atadas por Bruselas, y ahora Europa va a dar un salto adelante muy importante

con el anunciado *Green Deal*. Sin embargo, estamos demasiado rezagados para recuperar tejido industrial en poco tiempo. En el sector residencial, vemos una gran oportunidad para los fabricantes europeos porque en ese mercado el coste por KWh no es tan determinante como lo es en *utility scale*. Vemos también grandes avances en la economía circular, donde algunas empresas españolas son líderes en Europa, y vemos igualmente una enorme oportunidad en la relación de fabricantes de baterías de vehículos eléctricos con fabricantes de baterías estacionarias, una relación que desde Aepibal queremos potenciar al máximo, sin olvidarnos que las materias primas, las grandes protagonistas de esta fiesta, están hoy, y lo estarán por mucho tiempo, en manos asiáticas

■ **Centrándonos en el almacenamiento en baterías, ¿cómo está evolucionando el mercado y los precios de esas baterías?**

■ La economía de escala bajará los precios de las manufacturas a un ritmo que en Aepibal estimamos en un 20% anual en los próximos 3 / 4 años. Pero el problema está en los precios de las materias primas, cuya evolución es y será mucho más volátil que la evolución de los precios industriales. Y ese es un terreno algo resbaladizo sobre el que se hace difícil hacer pronósticos

■ **¿Puede convertirse el almacenamiento de energía es una fuente de creación de riqueza y empleo en España?**

■ Absolutamente sí. El almacenamiento con baterías es un regalo industrial que combina los cuatro ejes fundamentales que enriquecen una sociedad: (i) necesita de innovación, por lo tanto es una oportunidad para fomentar nuestro talento, que hay —y mucho— en nuestros centros de Investigación; (ii) necesita de mano de obra cualificada, bien pagada y con una proyección duradera en el tiempo, es decir, todo lo contrario a la precariedad con la que viven muchos sectores; (iii) se puede desarrollar en entornos muy cercanos, es decir, la capacidad de fabricar, operar y ofrecer un servicio de calidad se puede desarrollar en entornos logísticos muy simples y de crecimiento muy rápidos; y (iv) es un producto absolutamente internacionalizable, como lo han sido otros productos ligados a las nuevas energías que se han desarrollado en España como son las turbinas aerogeneradoras o los trackers fotovoltaicos.





ALMACENAMIENTO

■ ¿Cuenta España con fabricantes solventes de baterías de almacenamiento?

■ Si, pero pocos. Va a ser muy importante las alianzas que se puedan desarrollar entre empresas muy complementarias entre si, por ejemplo, baterías y electrónica de potencia, sector en el que España cuenta con grandes empresas, algunas líderes en mercados tan exigentes como Estados Unidos, o gigafactorías de baterías para automatización y fabricantes de baterías estacionarias. Independientemente de que nuestro marco territorial debería ser Europa, España tiene una gran oportunidad que, al amparo del Green Deal, no puede desaprovechar

■ El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé la entrada de unos 20 GW en almacenamiento hasta 2030. A fecha de hoy, ¿cuáles son los números?

■ Desconocemos los nuevos objetivos del PNIEC. El almacenamiento crecerá en función de cómo crezcan las energías renovables. Si pasamos, por ejemplo, de un PNIEC que prevé 39 GW de energía solar a 65 GW, obviamente el almacenamiento crecerá mucho también. De momento cabe decir que en la reciente licitación de despliegue de almacenamiento hibridado cerrada el 21 de marzo pasado, ha habido un auténtico aluvión de proyectos, que ha sobrepasado – creemos – más de 10 veces la subvención disponible de 150 millones de euros. Es decir, el almacenamiento está ahí, a la espera de una señal. Cuando esta llega, responde de forma masiva e inmediata.

Más información:

→ <https://aepibal.org/>

En buena armonía

Los sistemas fotovoltaicos funcionan con inversores, que convierten la corriente continua generada por los módulos solares en corriente alterna. Esta se puede usar directamente, almacenar o enviar a la red eléctrica. Los inversores juegan un papel fundamental en la gestión de la fotovoltaica, más ahora que empiezan a proliferar los sistemas con almacenamiento. De hecho, cada día son más los fabricantes de inversores o de módulos que ofrecen también sus propias baterías.

■ El fabricante de microinversores **APsystems** lanzará al mercado este año APstorage y la gama SEA, su primera generación de sistemas inteligentes de conversión de energía (PCS) con la solución de cargador de batería ELS. Basado en las tecnologías innovadoras de electrónica de potencia de nivel de módulo de Apsystems, ELS 3K o 5K PCS brindan una solución de almacenamiento de energía de acoplamiento de corriente alterna (CA) monofásico modular para energía solar residencial.



Dentro de la gama residencial, **GoodWe** presentó en Genera en febrero el concepto EcoSmart Home, una solución integral que incluye el inversor, las baterías y las comunicaciones de las instalaciones de autoconsumo. La nueva serie ES G2 de inversores de almacenamiento



es compatible con los módulos de última generación de gran potencia y permite almacenar la energía en la batería Lynx Home U en los momentos de ausencia de consumo.

■ El FusionSolar Smart String Energy Storage System Solution de **Huawei** está preparado para minimizar los desequilibrios y corrientes de compensación en el sistema, lo que aumenta la vida útil y el rendimiento. Con una refrigeración adecuada se puede aumentar hasta un 15% la energía de descarga. La solución completa, que incluye electrónica de potencia y sistema



de extinción de incendios, viene montada de forma compacta en contenedores para exteriores.

■ **Kostal** tiene previsto cuadruplicar hasta 2025 sus capacidades de producción de inversores híbridos. De hecho, este mismo año lanzará al mercado la nueva generación de equipos híbridos, con una potencia de hasta 20 kW, apoyando la tendencia de instalaciones fotovoltaicas cada vez más grandes con conexión de acumuladores también en el segmento de clientes particulares. Un nuevo segmento de mercado al que Kostal denomina 'Residencial Plus'.



■ **Salicru** lanzó sus inversores híbridos de autoconsumo y conexión a red a mediados del año pasado, con sus equipos Equinox2. Tiene un diseño compacto, que permite que, junto con los



...viene de página 42

de R-BESS, hasta 32,2 GWh conectados a 3,9 millones de hogares europeos”, señalan. Podría ser incluso más, ya que su Escenario Alto prevé más de 44 GWh; pero también un tercio menos si no se establecen los marcos políticos adecuados, que es un elemento determinante para el crecimiento del sector. En este sentido, SolarPower Europe dice que “para desencadenar un crecimiento más rápido de la energía solar y el almacenamiento y sus beneficios, hace falta una estrategia

global para el almacenamiento de electricidad, y esto incluye un objetivo de la UE de al menos 200 GW para 2030”.

En Alemania, el mercado residencial de almacenamiento en baterías más fuerte de Europa, con una cuota de mercado del 59% en 2021, las tasas de incorporación de R-BESS a los nuevos sistemas solares se situaban en torno al 70% ese año, y siguen aumentando. “Este mercado, que se ha desarrollado a lo largo de varios años y cuenta también con varios ensambladores de sistemas de almacenamiento, demuestra que unos planes de incentivos bien pensados son

muy útiles para poner en marcha un mercado de almacenamiento en baterías hasta que pueda valer por sí mismo”, concluyen desde la asociación europea, que pide a los responsables políticos de la UE el uso de los fondos existentes para apoyar el componente de las baterías en los mercados solares residenciales emergentes.

Más información:

→ www.solarpowereurope.org/

→ www.woodmac.com

bancos de baterías de litio, se puedan integrar con el mobiliario de la casa. Dispone de una salida de backup para que cuando se vaya la red, la instalación permanezca funcionando. Los inversores Salicru funcionan con baterías de alto voltaje, que facilita la instalación porque el cableado es más sencillo.

■ **SolarEdge** acaba de dar a conocer su nueva solución SolarEdge Home Rate Saver (de momento disponible en EEUU), que ofrece a los autoconsumidores domésticos la posibilidad de maximizar el ahorro de electricidad con una batería integrada con algoritmos de gestión. Así se elimina la necesidad de equipos adicionales, se reducen los tiempos de instalación y el coste del sistema de baterías puede

bajar hasta en un 38%. La batería SolarEdge Energy Bank está diseñada para ser conectada directamente a un inversor híbrido, con lo que logra una eficiencia global del sistema del 94,5%.

■ El fabricante de módulos y baterías **Solarwatt**, que celebra este año su 30 aniversario, inauguró en 2022 una nueva fábrica de baterías en Dresde (Alemania), en la que ya utiliza las células fabricadas para el Grupo BMW en Baviera. Su emblemática MyReserve, batería de litio lanzada en 2015, ganó ese año y de nuevo en 2017 el ees Award que se entrega en The smarter E (Inetr-solar). Todo el sistema fotovoltaico es gestionado por el Solarwatt Manager que permite elegir entre diferentes estrategias.

■ **Sungrow** lanzó las soluciones híbridas en Europa hace dos años y ahora, además del inversor y la batería modular, ha incorporado el cargador para vehículo eléctrico. Su función *backup* integrada, su fácil instalación y su capacidad de funcionamiento flexible las han convertido en un éxito en el mercado. El hecho de que los tres equipos sean de un único fabricante “ofrece algunas ventajas claras para el instalador y para el cliente final”, explican.



■ **Trina Solar** cuenta con una división de almacenamiento denominada Trina Storage, que lanzó hace año y medio Elementa, un armario de baterías LFP (litio-hierro-fosfato) para grandes plantas, totalmente integrado y modular. Está diseñada para una



instalación “plug and play”, con menos cableado y una logística más sencilla, lo que permite reducir los tiempos de instalación hasta en un 70%, y podría reducir los gastos de capital en más de un 5%.

■ **Victron Energy**, uno de los mayores fabricantes del mundo en productos para la energía solar fotovoltaica aislada de la red, pero también presente en otros sectores, como la movilidad, automoción, náutica o telecomunicaciones, dispone de una amplia gama de productos relacionados con la gestión y el manejo de las energías en todas sus formas, desde inversores, autotransformadores o baterías a sistemas de monitorización o paneles solares.



A dos años del colapso

El apetito (inversor) por la fotovoltaica y la eólica es desmedido. Decenas de miles de megavatios vienen de camino. Pero necesitan soluciones de almacenamiento. Para guardar el Sol que brilla en todas partes a la misma hora. Porque cada vez hay más parques fotovoltaicos y al final no va a caber en el sistema toda la electricidad del mediodía. Habrá que guardarla para aprovecharla más tarde. Pero los inversores no están apostando ni por las baterías, ni por el bombeo. Porque dicen que no les salen las cuentas. Por eso piden (el bombeo, las baterías) ayudas a la Administración. Como las que en su momento recibieron las renovables. Estamos a dos años del colapso. Esta es la historia.

Antonio Barrero F.

Simulyde (consultora especializada en estimación de precios horarios) y G-Advisory, compañía del Grupo Garrigues que presta servicios de consultoría y asesoría en materia de energía, llegaron a un acuerdo de colaboración hace año y medio. Desde entonces, asesoran a clientes en diversas materias: estimaciones de precios de mercado mayorista, estimaciones de viabilidad económica de instalaciones híbridas, estimaciones de ingresos de baterías y bombeos, estudios de autoconsumo...

Pues bien, Simulyde y G-Advisory realizaron entre abril y junio de 2022 el informe *Technical and economic study of two energy storage technologies in Spain* (estudio técnico y económico de dos tecnologías de almacenamiento de energía en España). El informe fue presentado hace solo unas semanas en Madrid, bajo el auspicio de la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (Asealen), por Juan Cruzate (G-Advisory) y Javier Reneses (Simulyde), y se centra en el análisis de la viabilidad de dos tecnologías de almacenamiento: el bombeo y las baterías de ión litio, dos soluciones (de almacenamiento de energías renovables) en muy diferente situación en España.

A saber: prácticamente todo el parque nacional de instalaciones de bombeo surge entre los 60 y los 90. Porque la nuclear española no podía entonces regular (subir y bajar potencia a demanda) y esa labor (regular: el ajuste fino de cuadrar generación con demanda) se le encomendó a los bombeos. Hoy, el bombeo lleva décadas ya operando en España y está más que probado como tecnología-solución de almacenamiento. Actualmente hay en el país

6.000 megavatios de bombeo, y el objetivo que fija el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima es que haya 3.500 más en 2030.

Hasta ahí, el bombeo. A partir de ahora, las baterías, que estarían en el otro extremo de la cronología, o sea, en fase muy incipiente. Las baterías son, sí, el otro gran protagonista del estudio de G-Advisory y Simulyde: concretamente la batería de ión litio. Ahora mismo —explica Reneses— ya hay varias compañías que tienen instaladas baterías de algún mega o de decenas de kilovatios, “pero el apetito y el interés del sector es tremendo. Nosotros recibimos peticiones y consultas de clientes prácticamente todas las semanas”.

■ Crucial, crítico

Y es que el almacenamiento —sentencia Reneses— es “crucial” para el sistema. “Si no utilizamos el almacenamiento, ¿qué va a pasar con la fotovoltaica...? Pues que los precios durante las horas en que la solar produce irán cayendo, habrá muchos vertidos durante esas horas, y... ¿quién va a invertir en una tecnología como la solar, que produce en horas de precios muy bajos? El almacenamiento es crítico para todo esto”.

El problema —alertan en su estudio Reneses y Cruzate— es que hay barreras importantes al desarrollo del almacenamiento. Y la primera son los altos costes de inversión. La inversión inicial (el precio de las baterías) ha caído un 90% entre 2010 y 2021, y, “aunque es verdad que en el último año hemos visto un repunte que podría estar en torno al 20% —matiza Reneses—, el descenso sigue siendo muy, muy importante”.

El estudio ha elegido cuatro configuraciones: dos bombeos (uno de 100 MW y quince horas de almacenamiento y otro de 200 MW y siete horas y media de almacenamiento) y dos sistemas de almacenamiento con baterías (100 MW y cuatro horas y 100 MW y dos horas). Y ha hecho un modelo financiero que se alimenta de una serie de insumos: CaPex (gastos de capital), OpEx (gasto en operación y mantenimiento) e ingresos.

■ A 40 años vista

En el caso del bombeo los autores del informe han estimado una vida útil de 40 años, una disponibilidad del 99% y una eficiencia del ciclo completo de turbinación y bombeo del 80%. En el caso de las baterías han trabajado con una vida útil de 30 años (con renovación total de las celdas de las baterías en el año 15) y han estimado una determinada degradación: 2,5% en el primer año y una degradación anual del 2% a partir de entonces. “Y finalmente una eficiencia AC-AC de ciclo completo del 85%”.

Tanto la degradación como la eficiencia —apunta Reneses— salen de información de los sponsors del estudio (Reolum, SolarPack, Magtel, Ence, entre otros), “y de información de nuestros proyectos, especificaciones técnicas... Hay un informe del IDAE de 2021 en el que se habla sobre el estado del almacenamiento en España y en el que también se establecen una serie de parámetros técnicos, que son coherentes con los aplicados por nosotros. Básicamente, esas son las hipótesis técnicas que considera nuestro modelo de ingresos y posteriormente nuestro modelo financiero”.



¿Y qué han hecho a continuación Reneses y Cruzate para estimar los ingresos? Pues, primero, una proyección a largo plazo del mercado diario, con una herramienta que se denomina xPryce, que ha tenido en cuenta todo lo que pasa en ese mercado: “toda la generación, las centrales térmicas, las hidráulicas, las tecnologías no gestionables, la cogeneración, biomasa, residuos, etcétera; las tecnologías de almacenamiento, que lo que hacen es comprar energía en las horas baratas y vender energía en las horas caras, y, por el lado de la demanda –continúa Reneses–, simulamos una demanda inflexible y otra más flexible, que a día de hoy ya empieza a haber y que creemos que en el medio-largo plazo no va a hacer otra cosa que crecer”.

Los autores del estudio a continuación han alimentado el modelo con el horizonte de objetivos a 2030 del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, que plantea “cada vez más eólica y más fotovoltaica -continúa Reneses-; una termosolar que se va desarrollando ligeramente de acuerdo a los calendarios de subastas; unas nucleares que van cerrando según el calendario acordado entre el Ministerio y las propietarias; el almacenamiento que se va desarrollando”.

¿Resultado de todo ello? La gráfica que aparece bajo estas líneas, que muestra el precio medio anual a veinte años. El precio comienza por encima de los 150 euros el megavatio hora, sube a finales de la década “por el cierre -según Reneses- de las nucleares, la mayor interconexión con Francia, la electrificación de la demanda y una mayor respuesta de esta”. Y baja conforme nos aproximamos a los 40 y según va entrando almacenamiento en el sistema, “que se va canibalizando a sí mismo”.

Entre los apuntes repasados por los autores del informe durante su presentación, algunos han resultado particularmente interesantes: “los bombeos, durante estos últimos años –ha dicho Reneses–... muchas veces han hecho una gestión semanal. Los fines de semana cargan energía y la van descargando

Yann Dumont,
Presidente de la Asociación Española de Almacenamiento de Energía (Asealen)

«La situación actual del sistema eléctrico nacional nos permite afirmar que, sin el despliegue inmediato de tecnologías de almacenamiento de energía, España no puede alcanzar los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima y encontraremos situaciones delicadas en el sector energético»

Juan Diego Díaz Vega,
Presidente de la Asociación Empresarial Eólica

«Las tecnologías que deben aportar flexibilidad a las renovables no están penetrando al nivel necesario (...) y, salvo que algo cambie, a dos años vista, el sistema no podrá acoger la generación renovable que prevemos en base a las autorizaciones otorgadas»

durante las horas punta del día (...). Lo que se ve es que según pasan los años la gestión de los bombeos va a ser una gestión totalmente diaria. Dos, tres, cuatro, cinco, seis horas. No más allá de eso. No aportan mucho más. Entre un bombeo de 7,5 y uno de 15 horas... pues el de 15 captura algunas oportunidades más, pero no muchas. Se premia mucho más la potencia que la energía, lo cual es relevante de cara a planificar el sistema eléctrico que queremos en el futuro. Los bombeos de 15 horas obviamente aportan cosas que no aportan los de 7,5, pero aquí vemos que eso el mercado no lo va a pagar prácticamente”.

■ Inversión

Cruzate y Reneses han considerado una inversión de millón y medio por megavatio para una planta de cien megavatios (1,5 M€) y una inversión de 1,3 M€ para la de 200 MW.

“No hay muchos datos públicos de CapEx de bombeo. Y los que hay presentan una gran variabilidad. Son obras muy *ad hoc*. Hay obras de ampliación, de conversión y bombeo puro greenfield. Hemos considerado bombeo puro greenfield. Y hemos asignado un CapEx de 1,3 millones de euros el mega para la planta de 200 MW y de 1,5M€ el mega para la planta de

100”. Los autores del estudio han estimado un OpEx de entre un 3 y un 3,3% del CapEx para el bombeo.

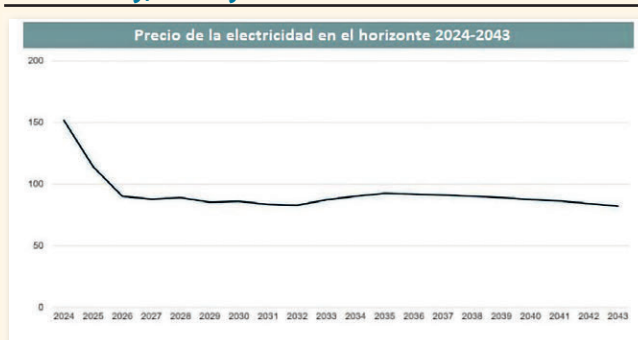
En cuanto a las baterías, “el coste de la batería de dos horas lo hemos estimado en 308 euros por kilovatio hora y el de la de cuatro en 262. Son datos que sacamos hace casi un año y los números pueden diferir, pero las conclusiones cualitativas del estudio no, ahora veremos por qué”. El OpEx que los autores del estudio han considerado para las baterías ha sido el mismo que el de los bombeos: entre un 3 y un 3,3% del CapEx. Y con el mismo desglose: dos tercios en Operación y Mantenimiento y un tercio para Otros. El plazo de instalación de un bombeo oscila en torno a los cinco años; el de un sistema de almacenamiento en baterías, un año.

■ ¿Conclusión?

Las cuatro configuraciones presentan una rentabilidad fuera de cualquier horizonte inversor. TIR de 0,3% para la batería de dos horas y del 1,4% para la batería de cuatro horas. TIR de 1,9% para el de bombeo de cien (con 15 horas) y del 2,3% para el de doscientos (el de las 7,5 horas).

Cruzate y Reneses apelan a la rentabilidad razonable que estableció el Gobierno por ley para las energías renovables y concluyen, a la luz de los resultados de su análisis, que, para que las baterías obtengan el 7,4% de TIR (esa era la rentabilidad razonable que fijó el Gobierno) les haría falta en torno a entre el 54 y el 62% de ingresos más de los que obtienen del mercado. Mientras que, en

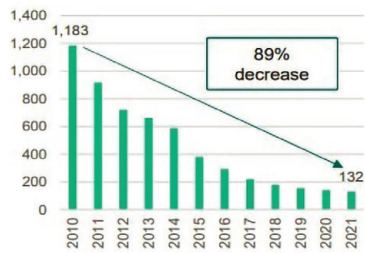
Previsión de precio en el mercado mayorista. G-Advisory/Simulyde





ALMACENAMIENTO

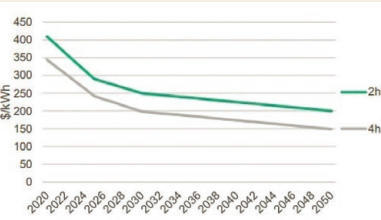
Coste de las baterías de ión litio (en dólares por kilovatio hora, kWh)



Fuente: BNEF

Según G-Advisory y Simulyde, el coste de las baterías de ión litio ha subido entre un 15 y un 20% en 2022, año en el que elaboraron su estudio

Estimación a largo plazo (horizonte 2050) del coste (CapEx) de sistemas de almacenamiento en baterías de dos y cuatro horas



Fuente: National Renewable Energy Laboratory

Extraído de Technical and economic study of two energy storage technologies in Spain

el caso del bombeo, estaríamos hablando de entre un 73 y un 82% más.

La propuesta para alcanzar ese horizonte (el del 7,4%), horizonte que podría atraer inversores, pasaría indefectiblemente pues por las ayudas. De uno u otro tipo, pero ayudas.

Reneses y Cruzate mencionan en su informe varias posibilidades: ayudas directas, que oscilan (para llegar a ese 7,4) entre el 51 y el 59% del CapEx para cada una de las cuatro configuraciones; remuneración específica (retribución anual por megavatio

de potencia y año, complementaria a la que se percibiría desde el mercado); o pago por capacidad anual durante los primeros cinco años de operación, propuesta esta última que los autores (cerrar a cinco años ese pago) extraen de un proyecto de orden de subastas de capacidad salido del Ministerio en la primavera de 2021.

Todas las soluciones de impulso a estas dos tecnologías de almacenamiento (bombeo y baterías) pasarían siempre en todo caso ineludiblemente por las ayudas desde la administración. Porque el mercado no está dando ahora las señales necesarias para que los inversores se animen: porque comprando simplemente energía cuando está barata, almacenándola, y vendiéndola luego cuando esa energía está cara... pues no da para alcanzar ese 7,4% de rentabilidad.

“Consideramos que el sistema retributivo idóneo para esto debe ser un sistema retributivo que remunere la capacidad”.

Cruzate y Reneses han repasado casuística. En el Reino Unido se hacen subastas de capacidad que no discriminan por tecnología. La última, en febrero de 2022, adjudicó un producto a entregar durante el bienio 25-26. Se subastaron 42 gigavatios: de ese total, 2,5 gigas fueron para bombeo y 1,1 para baterías. ¿Precio de adjudicación? Algo más de 30.000 libras por megavatio y año. “Un precio bastante significativo”.

En Italia la subasta tuvo lugar en febrero del 22. El producto se entrega en el 24. Se subastaron 41,5 gigavatios de todas las tecnologías. Hay 1,1 gigas de almacenamiento. “Y el pago que se les hizo a estas nuevas instalaciones de almacenamiento –matiza Reneses– va a ser, durante quince años, de 70.000 euros por megavatio hora. Es un valor bastante alto”.

En Alemania es un sistema un poco distinto, porque está basado en hibridaciones, con lo cual es un precio por megavatio hora. Es almacenamiento, unido a instalaciones renovables. Sería un precio que estaría entre los 33 y los 39 euros megavatio hora. Se adjudicaron 258 megavatios de solar más almacenamiento.

Y, por fin, en Francia, la última subasta que se hizo fue la de marzo de 2020, si bien está a punto de salir otra. Fue para nueva capacidad, con contratos de siete años, y los precios que se adjudicaron giraban en torno a los 28.000-29.000 euros por megavatio hora y año. Se adjudicaron 252 megavatios a almacenamientos.

■ Más de lo previsto

Los autores del informe lo tienen claro: “nos va a hacer falta una gran cantidad de almacenamiento en España”. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima fija unos ciertos objetivos para 2030, “pero los números a 2040 y 2050 son mucho mayores. Estamos hablando –sostiene Reneses– de más del doble o del triple. Van a hacer falta muchísimos sistemas de almacenamiento, y lo que se ve a día de hoy es que esos sistemas no son rentables y que no se espera que tampoco lo sean en el corto plazo, en tres, cuatro años”.

El peligro es cada vez más evidente. Si continúa creciendo la potencia solar fotovoltaica (y eso va a suceder), al final vamos a generar todos a la misma hora, los precios se hundirán (ya lo están haciendo), habrá que desconectar incluso parques solares (no podremos aprovechar, desperdiciaremos, energía) y los inversores acabarán mirando a otro lado, pues está claro que invertir para luego vender a cero coma no lo va a hacer nadie.

El almacenamiento se postula como la solución. Solución para la integración de toda la potencia renovable que viene. Solución para evitar que se ralentice la transición energética, que es cada vez más urgente, habida cuenta de la emergencia climática en la que ya estamos instalados, y habida cuenta de la peligrosa dependencia que padece toda Europa de proveedores de energía “no amigos”.

Hacen falta pues mecanismos específicos de apoyo al almacenamiento. Apoyos de largo plazo, insisten Cruzate y Reneses, por el valor estratégico del almacenamiento, por su capacidad de responder ante las necesidades del sistema.

Y hace falta así mismo remunerar de manera adecuada “la totalidad de los servicios (servicios de ajuste adicionales) que presta”.

La pelota está en el tejado de la Administración. Y el tiempo corre. El de las urgencias climáticas. Y el del sistema eléctrico. Hace apenas unas semanas era el sector eólico el que daba la voz de alarma. Lo hacía por boca del presidente de la Asociación Empresarial Eólica, Juan Diego Díaz Vega: “las tecnologías que deben aportar flexibilidad a las renovables no están penetrando al nivel necesario (...) y, salvo que algo cambie, a dos años vista, el sistema no podrá acoger la generación renovable que prevemos”. A-dos-años-vista. ■

Principales conclusiones del estudio, según los autores

- ✓ El desarrollo de instalaciones almacenamiento es totalmente necesario para hacer posible el despliegue de energías renovables previsto para el cumplimiento de los objetivos nacionales y europeos de #descarbonización.
- ✓ Los sistemas de almacenamiento en la actualidad no perciben ingresos suficientes de los mercados de energía y mercados auxiliares para obtener una rentabilidad suficiente para un inversor privado.
- ✓ Es necesaria la creación de nuevos y específicos sistemas de retribución de largo plazo para fomentar el desarrollo de estos sistemas y facilitar su financiación.
- ✓ En base a las hipótesis consideradas en el estudio, centrales de bombeo puro 'greenfield' y sistemas de baterías, requerirían de ayudas alrededor del 50% de su inversión inicial para alcanzar una rentabilidad razonable.



Larga
vida útil

Alta
eficiencia

Alta
potencia

Carga
rápida

Largo periodo
de garantía



Larga
vida útil

Ligeras

Alta
potencia

Carga
rápida

Seguras



E Franc Comino

CEO de *sonnen Ibérica*

“Como no metamos almacenamiento, en 2030 estaremos fritos”

A Franc Comino hay que verle para entenderle. Porque solo así, viendo cómo habla, puede hacerse una idea de hasta qué punto lo vive cuando habla de energía. Él mismo es una batería cargada a tope. “Mi mujer me dice: que no se te acaben las pilas, Franc”, confiesa. Le hemos preguntado por el momento actual del almacenamiento energético y, sobre todo, por el que nos espera en un futuro más próximo del que cabría imaginar.

Luis Merino

El pasado 30 de marzo la ministra Teresa Ribera comentaba en Twitter: “Este hilo de Francisco Valverde (@FranValverdeS) muestra el impacto espectacular de la fotovoltaica en las horas centrales del día y cómo 2023 probablemente marque un antes y un después”. Y lo cerraba diciendo: “Ahora, a sumar almacenamiento”.

En el hilo en cuestión, Paco Valverde señala que “lo que estamos empezando a vislumbrar algunos con la fotovoltaica a partir de este año es espectacular y diría que 2023 será catalogado como histórico para esta fuente”. El experto en renovables y analista del mercado eléctrico aporta varias gráficas en las que se puede ver la media de precios del mercado mayorista para el primer trimestre de los últimos cuatro años. “Llama la atención —explica— la burrada de precios de 2022 y en menor caso de 2023, pero lo interesante viene en la pendiente que se da entre el valle de día y las puntas de la mañana y sobre todo la noche: cada vez es mayor”. El hilo continúa: “Si nos vamos a la demanda de marzo, observamos que este año se ha reducido muy notablemente en las horas solares. En 2022 ya empezó a rebajarse algo, pero en 2023 es espectacular y esto es debido a todo el autoconsumo que se instaló el año pasado y anteriores y que empieza a notarse”.

“¿Pero hay alguna manera de ver la influencia de toda la fotovoltaica instalada, tanto autoconsumo como en generación? —se pregunta Valverde—. Pues sí. Restando a la demanda la generación fotovoltaica que va a mercado, obtenemos la demanda no cubierta por fotovoltaica. Agárrense al ver la curva. Ahora vendrán los caza-patos (en referencia a la curva de pato que se puede ver reflejada en la gráfica)”.

La curva a la que se refiere es la línea azul del gráfico que aparece a la derecha. “Esto solo acaba de empezar, pero aún hay mucho recorrido: el valle está en unos 16 GW. Será interesante analizar esta misma curva los próximos meses, cuando la fotovoltaica empiece a darlo todo. A futuro, cuanto más solar se instale, esa pendiente de precios cada vez será mayor”, concluye.

El hilo de gráficos y el análisis lo hicieron al alimón Paco Valverde y Franc Comino, CEO de *sonnen Ibérica* y protagonista de esta entrevista. Que coincide con el citado comentario de Teresa Ribera en Twitter: “Si ya hoy tenemos muchas horas centrales del día en las que la producción fotovoltaica hunde el precio de la electricidad —apunta Comino—, como no metamos almacenamiento, en 2030 estaremos fritos”. Y refuerza su argumentación hablando del llamado apuntamiento fotovoltaico, esto es, la diferencia entre el precio medio del mercado eléctrico y el precio medio fotovoltaico en una ventana de tiempo concreta. “A medida que se ha ido instalando más energía solar en España, al aumentar la oferta en el mercado el valor del kilovatio hora (kWh) solar se ha depreciado”.

Comino también esgrime un dato que aparece en el primer Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico, presentado por la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) el 14 de febrero: muchas empresas que han llenado sus cubiertas de paneles fotovoltaicos tienen que “desconectar” sus instalaciones de autoconsumo cuando llega el fin de semana por culpa de ciertas barreras técnico-regulatorias que impiden que puedan verter esa electricidad excedentaria a la red. Según APPA, se desaprovecha el 19% de la producción, “el equivalente a 160 millones de euros”. Así que “si queremos evitar cortes de la producción renovable, los curtailment, hay que dar flexibilidad a la red. Y eso se hace con baterías”, apostilla Comino.

■ ¿Y qué solución hay?

■ En España contamos hoy con 20 GW de potencia fotovoltaica. Un 75% se ha instalado en los últimos cuatro años. Pero el objetivo del PNIEC es llegar a 40 GW en 2030. Y la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) dice que haría falta llegar a 65 GW si queremos tomarnos en serio la lucha contra el cambio climático. La clave es apostar fuerte por los sistemas de almacenamiento, como plantea ahora todo

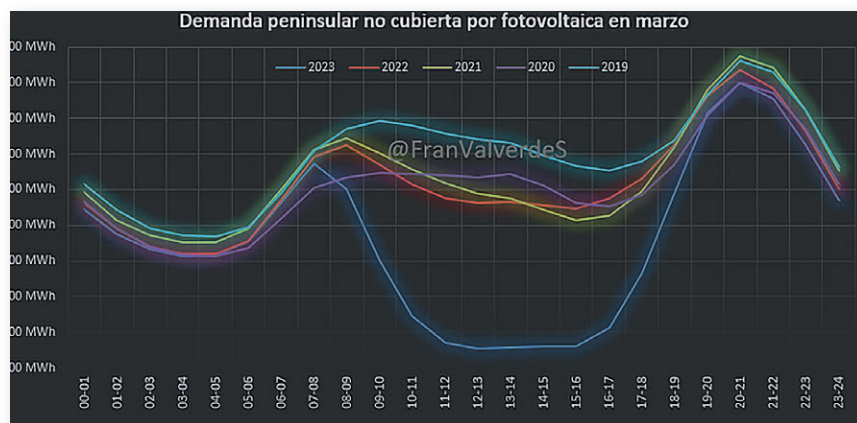


Gráfico elaborado por Paco Valverde y Franc Comino donde se ve la curva de pato provocada por la producción fotovoltaica del mes de marzo de 2023 y la comparación con otros años. Lo que provoca que muchos días se hunda el precio de la electricidad

el mundo, empezando por Red Eléctrica. El almacenamiento es clave para que las renovables puedan sobrevivir o puedan tener sentido económico.

Y hay otra cosa más: es muy importante conseguir que el almacenamiento con baterías distribuidas participe en los mercados de regulación primaria (debería ser voluntaria y retribuida) y secundaria (sin el tope de 200 MW que existe ahora), como ya sucede en otros países. Si esto no cambia las baterías no van a penetrar fácilmente. De ese modo las baterías tendrían una retribución económica cuando están prestando servicios al sistema. Que es lo que ya hace sonnen en muchos lugares del mundo. Haciendo que miles de baterías distribuidas puedan entrar en regulación primaria, secundaria y terciaria. Hay que tener en cuenta que en primaria la batería puede dar un muy buen servicio porque tiene un tiempo de respuesta muy rápida. Y cuando abres el mercado y remuneras para que las baterías puedan prestar servicios al sistema, cada vez hay más oferta y, por tanto, se consigue un precio más competitivo. En Alemania, por ejemplo, cada vez hay más baterías certificadas para poder prestar servicio (en 2020 ya había más de 400 MW de baterías certificadas). Lo que aporta más interés al hecho de tener almacenamiento.

■ **En la pasada edición de Genera, sonnen Ibérica organizó un debate titulado 'Batería real más batería virtual, el complemento perfecto'. Pero si alguien dispone de una batería real, ¿para qué quiere una batería virtual?**

■ La batería virtual es una manera de formalizar cómo se compensan los excedentes a red de un autoconsumo. Pero insisto en lo que decía: la creciente producción solar del mediodía está haciendo que el precio a esas horas baje en picado muchos días, hasta llegar a cero. Si esto va



a más, la batería virtual dejará de tener sentido, perderá fuerza porque no se podrán compensar esos excedentes si tienden a valer cero de manera constante. Y creo que eso puede llegar más pronto de lo que pensamos. De ahí surge otro mensaje: la gente no tiene que tender a poner más paneles pensando en que va a compensar excedentes con la batería virtual porque, en cuanto eso se termine, se va a comer los paneles con patatas.

En cuanto a la batería real, lo que te ofrece es aumentar los niveles de autosuficiencia aprovechando esos excedentes.

■ **¿Hay riesgo de que el éxito de las baterías virtuales neutralice el empuje que están teniendo las baterías reales?**





Con 5.900€ tienes el sistema de almacenamiento, el inversor, el cargador, el sistema de gestión, balanceo automático... el equipo entero. Lo único que necesitas luego son los paneles

■ Una instalación de autoconsumo con baterías puede costar el doble que una sin baterías. Y está claro que la gente se lo piensa antes de hacer esa inversión. Pero también es verdad que luego ahorras más del doble y, lo más importante, te independizas de las constantes fluctuaciones del precio de la energía que tenemos. Hay gente que lo hace por etapas. Primero monta un autoconsumo, luego prueba con la batería virtual y cuando ve cómo le compensan los excedentes tiende a meter la batería real a posteriori. Pero el mensaje de que con la batería virtual no me hace falta la real es no explicar bien las cosas. Una batería real te permite el autoconsumo las 24 horas, te da independencia. Además, cuando almacenas kilovatios que luego puedes utilizar por la noche, reduces el término de energía de la factura (coste de la energía, cargos, peajes), y reduces en mayor medida los impuestos aplicados (IVA, impuesto eléctrico, etc). También puedes reducir la potencia contratada. No de golpe, pero la gente que instala una batería aprende cómo ahorrar energía y acaba reduciendo potencia cuando ve que no hay picos durante todo el año.

■ Las baterías de sonnen son de litio-hierro-fosfato (LFP). ¿Por qué apuestan por esta tecnología?

■ Las baterías LFP no tienen níquel ni cobalto, como pasa con las baterías NMC (níquel-manganeso-cobalto), que son materias primas difíciles de encontrar y con un precio que va a subir a medida que aumente la demanda. Las LFP de sonnen tienen un 1,5% de litio, que además es en más de un 80% reciclable. sonnen es el primer fabricante que montó ya hace 13 años baterías de LFP por un tema de sostenibilidad, pero sobre todo por seguridad. Las LFP nunca van a poder explotar o deflagrar.

■ Sus baterías son, además, compatibles con cualquier inversor y microinversor.

■ Sí, puede operar con cualquier inversor del mercado, sea híbrido o no híbrido. Las baterías sonnen no necesitan comunicar directamente con el inversor. Lo único que hacen es tomar medidas de producción fotovoltaica y con eso hacen el balance automático para saber cuándo tiene que cargar o descargar.

■ ¿Qué capacidad de almacenamiento debería tener una batería para sacar el máximo provecho a una instalación de autoconsumo de 3 kW? ¿Qué precio tendría esa batería?

■ Habría que ver si hay o no hay subvención. Cuando alguien hace una instalación nueva con acumulación, sonnen tiene un equipo híbrido (se llama sonnenBatterie híbrido). Es un sistema de almacenamiento que solo requiere las placas y el equipo de sonnen. La producción de los módulos se trasladan al equipo en corriente continua, sin necesidad de instalar ningún inversor de por medio. Con 5.900€ tienes el sistema de almacena-



miento, el inversor, el cargador, el sistema de gestión, balanceo automático... el equipo entero. Lo único que necesitas luego son los paneles. Estos equipos te permiten llegar hasta 4,6 kWp. Además, es modular. Yo creo que la capacidad de acumulación idónea para un autoconsumo de 3 kW podría empezar con 5 kWh. Si hay gente que se anima luego y monta una bomba de calor, va a tener más consumo de noche. Entonces puede meter otro módulo más y llegar a 7,5 ó hasta 15 kWh de almacenamiento. Así, además, tienes menos equipos en casa y una sola garantía. El retorno de la inversión de un equipo así, con subvención, estaría en torno a 5 años, y sin subvención serían 7 ú 8 años.

■ ¿Cómo está evolucionando el negocio de sonnen en nuestro país?

■ El año pasado vendimos cinco veces más que en 2021. Hemos triplicado el equipo de sonnen en España. El reto para este año es ofrecer al mercado una información que consideramos muy importante: el producto europeo es clave, hay que intentar que los fondos Next Generation no se vayan únicamente a producto de fuera, porque es lo que está pasando, y hay que explicar al mercado que hay equipos de acumulación fabricados o ensamblados en Europa con un índice de durabilidad muy superior al de otros equipos que no son europeos, hasta tres veces más. Esto no es fácil porque el mercado español es muy sensible al precio y poco sensible a la calidad. Sería vital, y estamos haciendo lobby con ello, que de alguna manera, en las instalaciones de acumulación que van a obtener subvención, el producto local, europeo, tenga algún tipo de incentivo. Para que la diferencia de precio con otros productos asiáticos pueda atenuarse.

■ España es uno de los mercados más importantes para el au-

toconsumo solar en Europa. ¿Hay alguna posibilidad de que sonnen fabrique algún día sus baterías aquí?

■ No es fácil empezar a fabricar o ensamblar sistemas de almacenamiento en un país cuando no tiene todo el ecosistema adecuado para que esto suceda. España tiene muchos puntos para que sea atractiva. El que más: el precio de la energía. Estamos viendo diferencias brutales con otros países de Europa. Y esto para la industria es clave. No solo por los precios sino también por la seguridad de suministro. Desde sonnen Ibérica estamos apretando, pero tenemos que seguir trabajando para preparar ese ecosistema del que hablaba. Esta claro que la nueva propuesta de financiación del Miteco para proyectos de inversión en la cadena de valor de tecnologías renovables (1.000 millones de euros) puede ayudar mucho.

■ ¿Qué nicho de mercado está creciendo más para sonnen, el residencial o el industrial?

■ El residencial representa en torno al 90%. Pero empezamos a tener demanda del ámbito comercial-industrial importante. Y seguro que los datos a final de este año lo demostrarán. ¿Qué ocurre? Que muchas empresas tienen problemas a la hora de evacuar excedentes de la fotovoltaica que no pueden consumir al mediodía. O no tienen capacidad de aumentar la potencia contratada. Y el almacenamiento puede ayudar mucho en este aspecto. Por eso nos está llegando mucha demanda de nuestros *partners* que quieren montar sistemas de almacenamiento.

Más información:

→ www.sonnen.es

SOLAR ELECTRIC

El todoterreno para cualquier aplicación

PLENTICORE plus como inversor híbrido



Ya está disponible la segunda generación del inversor híbrido PLENTICORE plus. Con WLAN integrada, el original de KOSTAL facilita ahora la primera puesta en servicio y la supervisión a través del smartphone. Con dos interfaces LAN, pueden conectarse varios inversores entre sí en „cadena“ para facilitar la planificación del sistema y su posterior ampliación.

Además, el PLENTICORE plus es compatible con baterías de numerosos fabricantes conocidos. Gracias al SG Ready, también es la elección correcta para el funcionamiento junto a una bomba de calor. El AutoUpdate integrado mantiene el PLENTICORE siempre al día con la última tecnología.

Completamente automático.

www.kostal-solar-electric.com

KOSTAL



Evolucionando al ritmo de las baterías

Así trabaja TAB Batteries desde 1965. Actualmente ofrecen productos de movilidad eléctrica y para instalaciones solares, siempre con lo mejor de cada tecnología de química, bien plomo-ácido o Litio Hierro Fosfato. Y para seguir evolucionando, el equipo de ingeniería de TAB está diseñando un sistema de acumulación para almacenamiento 'Utility Scale', con capacidades de 1 MWh y de 2,92 MWh para plantas fotovoltaicas o eólicas.

ER

TAB Batteries es un fabricante pionero en la historia de la acumulación y especialista en diferentes tecnologías y mercados. Desde sus inicios en 1965 han ido evolucionando hasta llegar al mercado mundial en soluciones para baterías. Ofrecen, en los cinco continentes, productos para una amplia gama de vehículos incluyendo turismos, motos, vehículos pesados, vehículos agrícolas y barcos, así como para aplicaciones solares, industriales o médicas.

Actualmente, el autoconsumo de energía eléctrica basado en energía solar es ya, sin lugar a dudas, un elemento fundamental para ahorrar en la factura de la luz y ayudar a la sostenibilidad del medio ambiente. Recoger, convertir, distribuir y almacenar la electricidad solar permite el abastecimiento de suministro tanto residencial como empresarial. Para ello, la batería, dentro de los diferentes componentes y dispositivos de una instalación solar, juega un papel fundamental.

Teniendo en cuenta la tecnología utilizada por los fabricantes de baterías solares, estos acumuladores pueden englobarse en varios tipos. Es precisamente en esas diferencias donde radica la mejor elección de baterías para instalaciones fotovoltaicas y es que cada sistema necesita un tipo de acumulador solar diferente.

La amplia oferta de TAB Batteries podría dividirse en tres grandes líneas.

✓ Plomo ácido (tecnología madura).

Se trata de baterías duraderas que cuentan con unos procesos de fabricación de alta calidad y con la tecnología industrial más puntera en baterías con placas planas o tubulares, en formato *Monoblock* y celdas de 2Vdc.

— **Formato Celdas de 2 V:** Las baterías estacionarias o acumuladores estacionarios son un tipo de batería que se caracteriza por estar distribuida en varios vasos independientes. Ofrecen la mejor calidad y durabilidad entre todas las tecnologías de baterías de plomo. Están diseñadas para una larga vida y un gran número de ciclos y de aplicaciones estacionarias (Telecom, Solar, Centrales de monitorización de Utility) y con electrolito líquido o Gelificado para bajo mantenimiento. Además, son aptas para instalaciones desde 12Vdc hasta 480 Vdc con inversores de alta potencia.



— **Formato monoblock:** pueden ser de cualquier tipo, tanto las clásicas de plomo ácido, como las de tecnologías más avanzadas, es decir baterías de GEL, de Litio o AGM. Independientemente de su tecnología, este tipo de baterías está encapsulado en un solo elemento, dando lugar a su nombre 'monoblock'.

Las *monoblock* contienen en su interior placas de plomo impregnadas con electrolito y cada celda tiene su propio tapón para evitar que se arroje el electrolito.



Esta tecnología cubre las necesidades de aquellas aplicaciones que no son tan intensivas en ciclos de carga y descarga como pueden ser UPS, Telecom, autocaravanas, náutica, solar de bajo voltaje (12 / 24 / 48 Vdc), o la renovación de instalaciones en las que no procede el cambio de electrónica.

✓ **Monoblock de Litio:** se trata de la evolución natural del *monoblock* con la tecnología de Litio. Este tipo de baterías utiliza tecnología LFP (litio-ferrofosfato) y está indicado para aplicaciones intensivas en ciclos diarios donde los costes de reposición son altos, bien por distancia física o por la complejidad de la instalación. En TAB Batteries disponemos de dos acabados, el Clever y el Premium, cada

uno con diferentes ciclos de vida, potencias de carga y descarga, garantías de fabricación, vida útil y tipos de comunicación, tal y como muestra la tabla de abajo:

✓ **Monoblock de Litio:** se trata de la evolución natural del *monoblock* con la tecnología de Litio. Este tipo de baterías utiliza tecnología LFP (litio-ferrofosfato) y está indicado para aplicaciones intensivas en ciclos diarios donde los costes de reposición son altos, bien por distancia física o por la complejidad de la instalación. En TAB Batteries disponemos de dos acabados, el Clever y el Premium, cada



uno con diferentes ciclos de vida, potencias de carga y descarga, garantías de fabricación, vida útil y tipos de comunicación, tal y como muestra la tabla de abajo:

	CLEVER	PREMIUM
Años Garantía	2	3
Bluetooth (BLE)	NO	SÍ
SOC Display	SI	No
VIDA ÚTIL	10 AÑOS	15 AÑOS
CICLOS VIDA	> 2.000	> 4.000
Potencia Máx Cont	1C	3C



✓ **Rack de Litio:** baterías para sistemas de autoconsumo aislados o conectados a red. Estas baterías, con tecnología LFP, están diseñadas con formato rack 19" (especialmente ideadas para montaje en armario tipo telecomunicaciones) y compatibles con las principales marcas de electrónica tanto para sistemas aislados (tales como Victron Energy, SMA, Studer, Schneider, Voltronic...) como para sistemas híbridos solares de autoconsumo residencial conectados a red (como Goodwe, Growatt, Sungrow, Sofar, Solis: Steca, SAJ,...) entre otros.

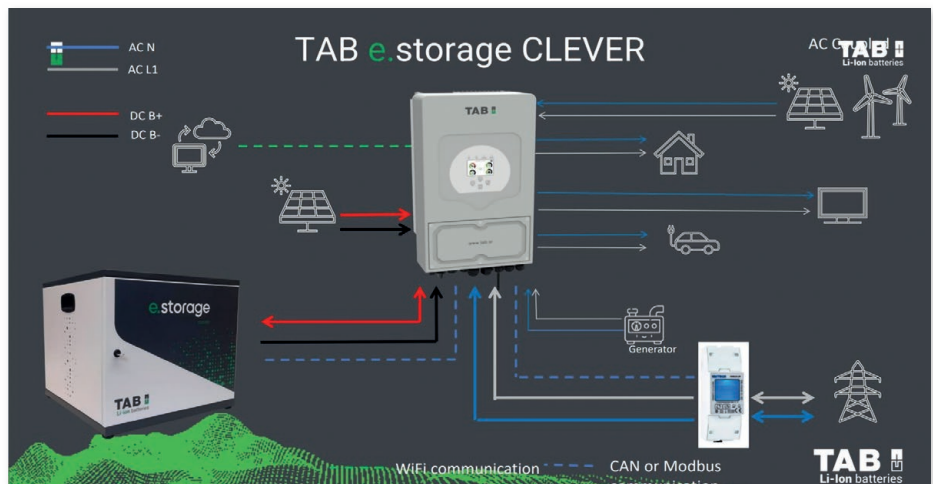
Estas baterías tienen la capacidad de soportar un gran número de ciclos anuales y por tanto son aptas para instalaciones de uso diario en carga y descarga.

Por otra parte, también son muy fiables y seguras para instalaciones residenciales y comerciales e industriales, con capacidades desde 2,4 kWh hasta 400 kWh y cubriendo un amplio espectro de demanda de potenciales usuarios.

■ Kits de Autoconsumo

Adicionalmente TAB Batteries cuenta con sistemas pre-configurados para el mercado residencial conectado a red con los Kits de la Serie Clever Optima. Se trata de sistemas listos para montar compuestos de Inversor híbrido y baterías en un cabinet protector. Estos kits son muy sencillos de instalar y cuentan con monitorización para el cliente y el instalador, así como diferentes funcionalidades y operativa (vertido a red (si/no), carga de batería prioritaria, alimentación de consumo prioritario etc). Además, disponen de varias opciones de sistemas monofásicos:

MONOFÁSICOS	Potencia-Capacidad	Inversor (kW)	Potencia Solar (kWp)	Capacidad Batería (kWh)
Kit-36-48		3,6	4,6	4,8
Kit-36-72		3,6	4,6	7,2
Kit-36-96		3,6	4,6	9,6
Kit-50-72		5	5,5	7,2
Kit-50-96		5	5,5	9,6



Los inversores disponen de la certificación precisa para el código de red de España y Portugal (así como para otros países de Europa) y manuales de usuario y mantenimiento en castellano.

Adicionalmente, se entregan con los dispositivos necesarios para comunicarse y permitir:

✓ **Medida de flujo de energía:** mediante un medidor de energía (EM) que refleja el sentido del flujo de corriente hacia y desde la red, y poder realizar diversas funciones tales como:

- Venta a red
- Máxima Venta a red
- *Cero Export*
- Prioridad FV
- Prioridad Batería
- Prioridad Consumo
- Limitación Solar
- *Peak Shaving*

Todo ello brinda al usuario mucha flexibilidad de uso para cubrir sus necesidades.

✓ **Conexión Wifi:** de manera que pueda acceder a Internet y permitir al usuario monitorizar su instalación en todo momento, así como recibir mensajes de alerta sobre parámetros críticos de la instalación.

La tecnología de la química LFP de las baterías de Litio tiene muchas ventajas y son adecuadas para su uso en entornos donde se presenten las siguientes circunstancias:

— **Ahorro de peso:** en sistemas instalados en vehículos (Furgonetas Taller, Caravanas y autocaravanas) en las que cada

kilo de menos supone poder llevar otras cosas.

— **Gran número de ciclos** en aplicaciones intensivas en cargas/descargas diarias (tales como el autoconsumo solar conectado a red).

— **Estados de carga intermedios:** cuando la batería se queda a media carga, la batería no sufre desgaste o daño en su estructura.

— **Necesidad de potencia de salida:** según el modelo de batería de Litio seleccionado, disponemos de hasta 3C (batería *monoblock* Premium) para picos de potencia (arranque de motores,...) sin que el BMS corte.

Actualmente, el equipo de ingeniería de TAB está en proceso de diseño de soluciones de acumulación para almacenamiento 'Utility Scale', con capacidades de 1 MWh y de 2,92 MWh, para acoplamiento en AC con sistemas de producción de energía (plantas fotovoltaicas o eólicas) y ofrecer soluciones de:

- Desplazamiento de carga
- Recorte de potencia
- Balance de red
- Reducción de vertidos

De esta manera, las soluciones TAB permitirán a los productores de energía la posibilidad de adaptarse a los nuevos escenarios que la regulación y el sistema de precios requiera. Estos sistemas se encuentran actualmente en fase de pruebas técnicas y certificaciones en nuestras instalaciones centrales de Eslovenia.

En definitiva, TAB Batteries cuenta con una extensa gama de soluciones de acumulación de energía que prácticamente cubre todas las necesidades actuales del mercado. Desde pequeñas soluciones en proyectos aislados (UPS, alarmas, caravanas, náutica,...) hasta instalaciones residenciales e industriales de mayor envergadura, pudiendo contar con lo mejor de cada tecnología de química, bien plomo-ácido o Litio Hierro Fosfato, y adaptadas al presupuesto disponible.

Más información:

→ www.tabspain.com



ALMACENAMIENTO

E

David Trebolle

Secretario general de Protermosolar

“Somos prácticamente imbatibles en almacenamiento diario y semanal”

La termosolar es una tecnología polivalente: puede generar electricidad (de día y de noche), puede producir calor para procesos industriales (para el secado y la deshidratación, la esterilización, la pasterización, el lavado) y puede almacenar energía (en tanques de sales térmicas que acopian el calor del Sol durante el día y lo liberan por la noche para generar energía entonces). De todo ello -de almacenamiento y gestionabilidad, de calor y electricidad- hemos hablado con David Trebolle, secretario general de Protermosolar.

Antonio Barrero F.

■ Comienzo leyendo el discurso de Protermosolar: “la tecnología termosolar con almacenamiento térmico es una parte clave del *mix* energético renovable que realmente puede reducir la dependencia del gas (y combustibles fósiles en general) para la generación eléctrica nocturna, gracias a su elevada gestionabilidad, su reserva rodante (condición síncrona), y su capacidad de almacenamiento térmico de larga duración (por encima de 6 horas). El valor de la tecnología termosolar no se debe medir exclusivamente por el coste de la energía producida, ya que su papel, gracias al almacenamiento y capacidad de reducir vertidos, es fundamental para que el sistema pueda alcanzar altos índices de penetración renovable intermitente, independencia energética y desarrollo autóctono”. ¿Algo que añadir, o es ese el núcleo del discurso ahora mismo de Protermosolar? Dicho de otro modo: ¿qué tiene la termosolar que no tengan la eólica o la fotovoltaica, por ejemplo?

■ Disponemos de almacenamiento, lo que nos da un cierto carácter de gestionabilidad. A nosotros nos gusta llamar a la termosolar

“la solar nocturna”, porque consideramos que somos un complemento perfecto para la diurna, para la fotovoltaica. Y somos un complemento perfecto gracias a esa capacidad que tenemos de diferir producción del día a la noche, o a cuando sea preciso.

Yo destacaría que la termosolar es una tecnología extraordinariamente competente en cuanto a su contribución a la seguridad de suministro e independencia tecnológica. Damos estabilidad a la red. Típicamente, la estabilidad la han aportado las tecnologías térmicas convencionales: nuclear, carbón, ciclos combinados [gas]. Bueno, pues nuestras centrales solares, que también son térmicas, pueden aportar precisamente eso. Nuestro equipamiento es equivalente al de las centrales tradicionales, pero en renovable. Somos la alternativa renovable, una de las alternativas renovables... para aportar respaldo.

■ Hace solo unas semanas, el presidente de la Asociación Empresarial Eólica, Juan Diego Díaz Vega, decía que “las tecnologías que deben aportar flexibilidad a las renovables no están penetrando al nivel necesario (...) y, salvo que algo cambie –añadía–, a 2 años vista, el sistema no podrá acoger la generación renovable que prevemos en base a las autorizaciones otorgadas”. Simultáneamente (o casi), hace también solo unas semanas, Protermosolar pedía al Gobierno que instituya mecanismos –como las subastas y los mercados de capacidad– que le garanticen a los inversores que quieran instalar una termosolar unos ciertos retornos. Porque, aunque construir una termosolar es más caro que montar una fotovoltaica, la termosolar –insiste la Asociación– da esa seguridad de suministro, por su condición de gestionable, que no da una fotovoltaica o una eólica. Por eso Protermosolar pide subastas cuyas condiciones tengan en cuenta ese valor añadido. En fin, que la termosolar puede ayudar a paliar/resolver un problema que se nos avecina, ia 2 años vista!, pero que la termosolar necesita que se la

retribuya de manera diferenciada porque el servicio que puede prestar una termosolar es diferente. Valor diferencial. ¿Es así?

■ Los mercados mayoristas de electricidad –en España el mercado diario, los mercados intradiarios– no dan señales de precio para atraer inversiones en el largo plazo en tecnologías renovables con respaldo. Si cada vez hay más renovables, con precios convergentes medios bajos... pues eso no va a atraer nuevos inversores. Bien, pues de ahí nacen diferentes mecanismos, que de alguna manera vienen a cubrir ese gap. Y los mercados de capacidad y las subastas son una de esas alternativas.



Ofrecen un complemento económico que de alguna manera estabiliza esos ingresos necesarios que pueden dar certidumbre de señal de precio a largo plazo, y con eso facilitan el que se atraigan nuevos proyectos renovables con respaldo.

■ **Bien, los mecanismos de capacidad pueden cubrir ese vacío y dar certidumbre al inversor, porque grosso modo lo que se le dice al inversor es que se le va a pagar un plus por tener la instalación disponible para atender en un momento dado las necesidades del sistema. Entiendo que es ahí donde entran las subastas de capacidad. Y supongo que la subasta de termosolar que planteó el Gobierno en octubre no iba por ahí, o no tuvo en cuenta la singularidad de la termosolar y por eso fracasó. [La subasta funciona así: el Gobierno fija un precio de partida al que el productor de energía renovable cobraría el megavatio hora producido durante un período determinado: 10, por ejemplo. Los participantes en la subasta deben rebajar ese precio: yo produciré ese megavatio hora a 9; yo lo produciré a 8; pues yo soy capaz de producirlo a 7 y seguir obteniendo una rentabilidad atractiva porque mi tecnología es más eficiente; y, así, sucesivamente, hasta que nadie baja más. De ese modo, la electricidad será muy barata para los consumidores. Y las empresas se aseguran que cobrarán su megavatio hora a un precio durante un plazo establecido por el Gobierno en su subasta (en este caso, veinte años). El precio que fija el Gobierno es secreto. Las empresas concurren a la subasta con sobres cerrados. Cuando el Gobierno dice “comienza la subasta”, el Gobierno publica el precio –diez, por ejemplo– y se abren todos los sobres. Y resultó que ninguna empresa ofertaba a menos de diez. ¿Conclusión? No se adjudicó un solo megavatio]. La subasta no adjudicó ni un solo megavatio de los 220 en liza. ¿Por qué fracasó?**

■ Buena pregunta... En todo caso, vamos a ver... Hablar de fracaso... Desde luego salimos muy decepcionados... Pero consideramos que lo sucedido puede servir para mejorar el mecanismo de cara a la siguiente subasta. Uno de los aspectos a mejorar se centra en el diseño de subasta, ya que ha provocado que los precios ofertados se hayan desacoplado de los costes reales de la tecnología. Por tanto, debemos trabajar en un diseño de subasta que atraiga inversión a tecnologías renovables con respaldo, con más de seis horas de almacenamiento, siendo capaces de cubrir las horas nocturnas con energía renovable, y aportando una seguridad y estabilidad en el suministro equivalentes a las tecnologías fósiles.

■ **¿Y cuál fue el precio de reserva que fijó el Gobierno?**

■ No lo sabemos. No es conocido. Son precios confidenciales.

■ **¿Y cuáles son los precios de referencia a escala internacional?**

■ Los informes de Irena [Agencia Internacional de las Energías Renovables] vienen situándolos en un segmento de precios de entre 150 y 250 dólares por megavatio hora en los últimos cinco años. En los dos últimos años han entrado en funcionamiento dos centrales nuevas: una en Chile y otra en Emiratos. 114 dólares por megavatio hora en el caso chileno; 76, en Emiratos Árabes. Nosotros, en el ámbito España, con los análisis que hemos hecho, hemos visto que las referencias de precios de todo el parque que se instaló aquí en España entre 2008 y 2013, y de los costes que se pueden establecer de cara a subasta, se han reducido un 50%.

■ **Entiendo pues que el Gobierno se equivocó. Porque si tiene esas referencias y fija un precio demasiado alto...**

■ Bueno, a mí no me gusta etiquetar con “fracaso”, o “equivoca-



“El sector se está descarbonizando bien en energía, pero no en potencia”

ción”... A ver: hay que descarbonizar el sector eléctrico de cara a 2030 con un 74% de energías renovables. Y en estos momentos yo diría que el sector se está descarbonizando bien en energía, pero no en potencia. ¿Qué significa eso? Pues que para satisfacer la misma demanda necesitamos cada vez más potencia. Es decir, no estamos siendo capaces de reducir la potencia instalada en el sistema. Actualmente hace falta 2,5 veces más potencia instalada que la demanda necesaria. Sigue haciendo falta nuclear, hace falta en parte el carbón, hacen falta los 26 gigas que tenemos de gas en el sistema. ¿Qué hay que hacer? Pues ver cómo podemos sustituir potencia fósil, cómo podemos cerrar plantas térmicas convencionales emisoras de CO₂ y reemplazarlas por renovables que den un respaldo equivalente. Sí, hay que darle paso ya a las renovables que dan respaldo. Y una de las lecciones que se ha aprendido es que los diseños de subasta válidos para unas tecnologías inframarginales renovables como puedan ser la eólica y la fotovoltaica... no se adaptan bien para las renovables que dan respaldo. Bien, lección aprendida. Ahora lo que hace falta es trabajar en el diseño de subastas que permitan la integración de renovables con respaldo.

■ **Los informes de Irena –acabo de escuchar– sitúan la termosolar entre los 150 y los 250 dólares por megavatio hora; Chile, 114; Emiratos, 76. No está mal, ¿no? Lo digo porque, hace poco, en la feria de las energías renovables, Genera, uno de los promotores de parques eólicos marinos flotantes más importantes de España planteaba una horquilla (para una hipotética futura subasta de eólica marina flotante) de entre 150 y 200 euros. Y la eólica marina no es gestionable, como la termosolar.**

■ Bueno, cuando se plantean este tipo de comparativas de coste... hay que analizar detenidamente y con prudencia. Por ejemplo, Chile tiene una radiación solar que excede prácticamente en el 60% la radiación solar existente en España; y el proyecto de Emiratos tiene un esquema financiero de un PPA [contrato de compraventa asegurada de largo plazo a un precio determinado] a 35 años. Esto es como una hipoteca: no es igual la cuota que te queda a 35 años, que la que te queda a 20. O sea, que todo esto hay que ponerlo muy en contexto. Además –insisto–, no debemos comparar solo precios. Hay que valorar de algún modo cómo la tecnología termosolar ofrece seguridad de suministro, desarrollo económico autóctono, e independencia y seguridad energética.

■ **Cuando hablamos de renovables con respaldo, y aparte de la termosolar, ¿estamos hablando de bombeo...?**

■ Claro. Estamos hablando de la biomasa, de la hidráulica con bombeo, la geotermia... Y por supuesto también de eólica o fotovoltaica con almacenamiento...

■ **¿Y de hidrógeno? ¿Es el hidrógeno rival de la termosolar? Lo digo porque muchas veces se presenta como solución para la**



ALMACENAMIENTO

descarbonización de ciertos sectores industriales o como solución de almacenamiento de energías renovables...

■ Hay dos aplicativos en los que tenemos que apostar firmemente desde el campo termosolar: el respaldo y la descarbonización de los procesos industriales. Si a una central termosolar le quitamos la etapa de la turbina, en la que se transforma el calor en electricidad, pues nos quedaríamos solo con una fábrica de calor: producimos calor a partir de la radiación solar. Y ese calor se lo podemos proporcionar directamente a la industria. La industria en España es el segundo emisor de gases de efecto invernadero, con un 21%. El 75% de la demanda de energía de la industria es calor, y de ese 75% el 90% la industria lo produce con combustibles fósiles. El hidrógeno... es el largo plazo, pero el riguroso corto plazo en la descarbonización de los procesos industriales es la termosolar, una tecnología que ya está comercialmente implantada. Yo creo que uno de los objetivos que nos debemos poner para el año 2023 es animar a que cada industria haga los números. Nosotros decimos: señores, ¿son ustedes conscientes de que existen tecnologías que ya son solución, que ya pueden aportar calor (calor renovable) a sus procesos industriales? Que hagan los números. Yo les digo que el coste de la termosolar para este tipo de procesos oscila entre los 20 y los 50 euros por megavatio hora térmico, lo que nos sitúa por debajo del coste actual del gas.

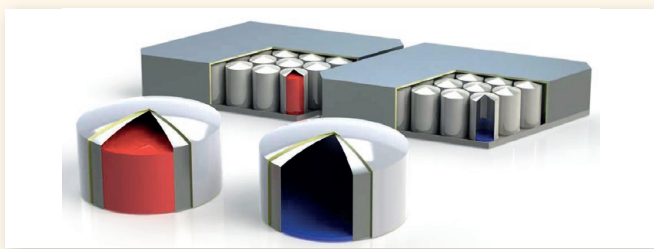
En fin, que en esos dos aplicativos es donde creemos que podemos ayudar y mucho: en la descarbonización del tejido industrial y en

Almacenamiento

Una batería solo puede aportar firmeza (en momentos de cero Sol, cero viento) durante 4 horas; las centrales termosolares presumen de que pueden operar como carga base nocturna, durante toda una noche. Dieciocho de las 50 centrales termosolares españolas pueden acumular el calor del Sol en grandes tanques de sales, que funcionan como una pila que absorbe ese calor durante el día y lo libera para generar energía eléctrica con él durante la noche. España cuenta así con una capacidad de almacenamiento termosolar que supera los 6.800 megavatios hora, más que ningún otro país del mundo.

Protermosolar asegura que el almacenamiento térmico de las centrales termosolares españolas podría ahorrar más de 250 millones de euros al año al sistema eléctrico gracias a su capacidad de suministrar prácticamente siete gigavatios hora de electricidad al día. La Asociación avanza además que, si se cumple el objetivo termosolar fijado por el Gobierno en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (o sea, si sumamos 5.000 megavatios de potencia termosolar de aquí a 2030 al parque termosolar nacional, que tiene ahora mismo 2.300 megas en total), esos 5.000 MW nuevos, esos nuevos almacenamientos térmicos (que representarían más de 60 gigavatios hora eléctricos), reducirían “al mínimo” la dependencia del gas natural para uso nocturno, lo que supondría –estima Protermosolar– un ahorro superior a 2.600 millones de euros al año en el sistema eléctrico.

“La ampliación de renovables gestionables que progresivamente sustituyan los combustibles fósiles no es solo un compromiso ético, sino una decisión económica racional”. Protermosolar



la descarbonización nocturna, por nuestra condición de respaldo y almacenamiento, del sistema eléctrico. Nosotros somos la alternativa a los combustibles fósiles.

■ El Gobierno está revisando el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, que ahora mismo tiene fijado como Objetivo Termosolar 2030 los 5.000 megavatios. ¿Elevará ese objetivo?

■ Difícil de saber. Lo importante es que la cifra sea creíble... Y que lo que se ponga... se haga. Hagámoslo, dotémonos de las subastas y de los mecanismos necesarios para que las renovables con respaldo efectivamente vean la luz.

■ En todo caso, ¿está capacitado el sector para instalar de aquí a 2030 esos 5.000 megavatios? Lo digo porque quedan apenas siete años...

■ Sí, sin duda.

■ ¿Y si viene una pandemia, o una guerra, o se cruza un buque en el Canal de Suez? ¿Tenemos aquí toda la cadena de suministro termosolar?

■ Tenemos la cadena industrial integral del sector. Tenemos experiencia en la operación y el mantenimiento. Estamos soportando 6.000 empleos directos e indirectos para la potencia instalada que tenemos [2.300 MW]. Estamos presentes en municipios de una media de 12.000 habitantes. La termosolar es posiblemente la tecnología que más desarrollo rural ha proporcionado en España. Contribuimos con 1.500 millones de euros al PIB todos los años. España es en este momento el primer país del mundo en potencia instalada. Y la cadena del sector sigue viva. Pero es muy importante que no nos olvidemos de la promoción. A eso también hay que darle salida. En todo caso, vuelvo a la pregunta: en la cadena de suministro no debe de estar el problema. En otras tecnologías puedes necesitar materiales más difíciles de conseguir, pero aquí estamos hablando de tubos, espejos, acero... Todos los componentes de nuestra tecnología pueden ser suministrados y fabricados en su totalidad en Europa, sin tener en su composición metales críticos, lo que redundaría en la seguridad de suministro europea y en la no dependencia de la volatilidad de los mercados energéticos y los metales raros.

■ Concluyo insistiendo en una idea que ya hemos tocado, pero que me parece clave: eólicos y fotovoltaicos están cada vez más preocupados porque les hacen falta soluciones de almacenamiento y gestionabilidad. ¿Qué propone la termosolar?

■ Digamos que hay varias alternativas.

Respecto a la producción de electricidad, hay ahora mismo algunas iniciativas de canalización de vertidos hacia un almacenamiento térmico, por ejemplo. Vamos a ver, el almacenamiento viene a cubrir tres gaps: lo que llaman el *peak saving*, que es laminar punta (o sea, hace falta producir aquí durante una hora... eso tiene un gap); luego está el almacenamiento diario semanal (estamos hablando ahí de más de seis y hasta diez horas de almacenamiento); y está por fin el almacenamiento estacional. Bueno, pues sin lugar a duda el gap que ocupa la termosolar es el del almacenamiento diario y semanal. Ahí somos prácticamente imbatibles. Lo que proponemos es que se promueva esa parte. Para descarbonizar la noche.

En lo que respecta a la producción de calor de proceso para la industria, actualmente el almacenamiento térmico puede absorber el excedente de vertidos eléctricos, el denominado *power to heat*, con rendimientos cercanos al 100% y un coste muy competitivo. Además, la descarbonización de estos procesos se puede hacer con producción local con nuestra tecnología de concentración solar, que es capaz de entregar calor por encima de 100 grados y a precios inferiores al gas. ■



KEY
THE
ENERGY
TRANSITION
EXPO

DRIVING THE ENERGY TRANSITION.

#CLIMATEFRIENDS

**28 FEBRERO
01 MARZO
2024**



**RECINTO FERIAL
DE RÍMINI,
ITALIA**



organizado por

**ITALIAN
EXHIBITION
GROUP**
Providing the future

en colaboración con



madeinitaly.gov.it

parte de

**GreenTech
Insights**

**SOLICITA UN
PRESUPUESTO**



Contacto para información y entradas gratuitas: Deker - Consultores de Marketing - Javier Moreno Oto - marketing@deker.es



Los eléctricos rompen la barrera de los 100.000

Los datos de febrero (a cierre de esta edición) son los más recientes y también confirman el crecimiento: las matriculaciones crecieron un 29,2% hasta alcanzar las 5.108 unidades. Pero los buenos datos son insuficientes para, por ejemplo, alcanzar los cinco millones de eléctricos para 2030 del PNIEC, cuando actualmente el parque eléctrico cuenta con 325.000 unidades. Por modelos, el Tesla 3 es el modelo más vendido en 2022 con 2.676 unidades, lejos del segundo en el ránking, el Fiat 500 con 1.867 matriculaciones.

Celia García-Ceca

El 2022 se cerró con un crecimiento del 20,9% en las matriculaciones de vehículos electrificados (100% eléctricos + híbridos enchufables) de todo tipo (turismos, dos ruedas, comerciales e industriales). Si el porcentaje puede no resultar muy alto, el superar las 100.425 unidades demuestran que el sector de la movilidad eléctrica está creciendo, según los datos publicados por la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive) y la Asociación Nacional de Vendedores de Vehículos (Ganvam). Este último dato se traduce en que “por primera vez se cumple el hito de superar la barrera de las 100.000 unidades”. Los datos de febrero (a cierre de esta edición) son los más recientes

y también confirman el crecimiento. Las matriculaciones de vehículos 100% eléctricos de todo tipo (turismos, dos ruedas, comerciales e industriales) crecieron un 29,2% en febrero, hasta alcanzar las 5.108 unidades matriculadas. A pesar de este logro, ambas entidades estiman que “las matriculaciones de vehículos electrificados crecen a un ritmo insuficiente para cumplir con la senda de descarbonización”, teniendo en cuenta que los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) fijan para el horizonte 2030 un total de cinco millones de modelos de este tipo en circulación frente a los cerca de 325.000 actuales.

Si nos fijamos ahora en el tipo de vehículos, las matriculaciones de turismos 100%

eléctricos cerraron el año con un ascenso del 31,1%, con un total de 31.388 unidades. Estas matriculaciones subieron un 41,9% en febrero, con un total de 3.574 unidades y en lo que va de año acumulan un aumento del 30,7%, con un total de 9.850 unidades

■ La otra cara de la moneda

“La infraestructura de recarga para turismos y furgonetas debe crecer al mismo ritmo que la adopción de los vehículos. A tal fin, por cada coche eléctrico de batería matriculado en un Estado miembro determinado, debe proporcionarse una potencia disponible de 1,3 kilovatios (kW) a través de una infraestructura de recarga de acceso público. Además, cada 60 km a lo largo de la red transeuropea de transporte deben instalarse estaciones de recarga rápida de al menos 150 kW a partir de 2025”. Es uno de los objetivos que se ha marcado recientemente Bruselas para aumentar el número de estaciones de recarga eléctrica y repostaje de hidrógeno de acceso público en particular a través de los principales corredores y centros de transporte de la Unión Europea. En este sentido, la Asociación Europea de Fabricantes de Automóviles (Acea) señala que “casi el 42% de todos los puntos de recarga para coches eléctricos se concentran en sólo dos países de la UE: los Países Bajos (111.821 cargadores) y Alemania (87.674); dos países que juntos representan menos del 10% de toda la superficie de la UE”. Por ejemplo, los Países Bajos

Los eléctricos más vendidos del 2022)

Modelo eléctrico	Precio (e)	Autonomía (Km)	Maletero (Litros)	Plazas	País	Unidades vendidas
Tesla 3	46.200	491	542	5	California	2.676
Fiat 500	36.900	320	185	4	Italia	1.867
Tesla Y	48.200	533	467	5-7	California	1.866
Kia e-Niro	42.250	463	475	5	Corea del Sur	1.517
Citroën e-C4	37.335	357	380	5	Francia/ España	1.430
MINI Cooper SE	37.940	270	211	4	Alemania	1.256
Hyundai Kona	37.850	484	332	5	Corea del Sur	1.101
Dacia Spring	20.555	305	290	4	China	1.040
Hyundai IONIQ 5	39.110	507	584	5	Corea del Sur	918
KIA EV6	52.800	528	490	5	Corea del Sur	918

Sigue en página 62...

E

Arturo Pérez de Lucía

Director General de Aedive

“Los datos de crecimiento están ahí y el camino es el apropiado”

■ **“El despliegue de las infraestructuras de recarga de acceso público es razonable para el parque actual de vehículos eléctricos”. Es uno de los datos extraídos de la reunión con Pedro Sánchez de la última semana. ¿Cómo es esa infraestructura en términos cuantitativos?**

■ El análisis es adecuado e incluso, así lo han trasladado desde patronales como la de automoción, y es que hay que tener en cuenta una serie de variables antes de responder.

No es lo mismo repostar que recargar. Todos los vehículos de combustión deben acudir necesariamente a una estación de servicio, sean de la tipología que sean, si quieren seguir funcionando, mientras que, en la movilidad eléctrica, existen cuatro tipologías de recarga, la vinculada (en el hogar o lugar de trabajo); la de oportunidad, en el sector terciario; la de carga rápida y de alta potencia, en lugares urbanos estratégicos y en carreteras para medios y largos desplazamientos, y el intercambio de baterías.

Los vehículos híbridos enchufables no están concebidos para recorrer grandes distancias en modo eléctrico y, por tanto, su recarga es básicamente en vinculada (no pública), mientras que los vehículos de dos ruedas y algunos cuadríciclos utilizan el intercambio de baterías. Hay vehículos eléctricos de batería que han sido concebidos para un uso muy urbano, por lo que su principal recarga es vinculada también y ahora, existe un portafolio de vehículos eléctricos con gran densidad de batería y capacidad de recarga a altas potencias, que sirve también para viajar medias y largas distancias sin problema.

Teniendo en cuenta estas variables, existe un despliegue razonable de puntos de recarga públicos, en función del parque actual existente y ello lo constata el porcentaje de usabilidad medio de estas infraestructuras está entre el 15% y 20%. Ello no significa que no haya que seguir haciendo un trabajo intenso para incrementar estas infraestructuras en previsión del crecimiento del parque eléctrico que se estima para los próximos años.

■ **En esa misma reunión, Aedive señalaba que los fabricantes españoles de infraestructuras de recarga facturaron 300 millones de euros en 2022 y exportaron el 75% de su facturación a los mercados de Europa y Estados Unidos. Se entiende que el sector está creciendo. ¿Va a ser el 2023 el año del despegue?**

■ La primera conclusión de valor de dichos datos es que en España contamos con una base industrial de primer orden en la fabricación de puntos de recarga por parte de empresas españolas que son un referente tecnológico de calidad no solo para el mercado nacional, sino también para mercados internacionales, lo que supone un sector referente como generador de empleo y competitividad.

Sin duda, el sector está creciendo porque las expectativas de despliegue de infraestructuras de recarga públicas y privadas, no solo en España, sino en el resto del mundo, ponen de manifiesto la demanda de este tipo de equipamientos. Pero lo destacable es que nuestro país es un referente en electrónica de potencia, conectividad y digitalización y los equipos desarrollados para la recarga de vehículos eléctricos gozan de una reputación de primer orden dentro y fuera de nuestras fronteras.

■ **¿Hay barreras que lo están impidiendo? ¿Cuáles son? ¿Y las soluciones?**

■ Hay barreras para el despliegue de puntos de recarga públicos, que se centran en la concesión de licencias y permisos para su instalación, energización y puesta en servicio, pero también se está avanzando en ello a través del Grupo de Trabajo GTIRVE, impulsado por el

Gobierno a través de la Secretaría de Estado de Energía, y ya está dando resultados como la reciente publicación de la Orden TMA/277/2023, de 21 de marzo, para permitir una mayor agilidad en el proceso de autorización de las instalaciones de puntos de recarga.

■ **Las matriculaciones en 2022 crecieron más de un 30%, y en enero y febrero han seguido el mismo ritmo. ¿Cómo serán los próximos meses? ¿Vamos por el buen camino para alcanzar los 3,5 millones de vehículos eléctricos previstos en el PNIEC?**

■ Los ratios de crecimiento de matriculaciones de vehículos eléctricos en los primeros meses del año demuestran que el sector se está consolidando, pues incluso son ratios que están por encima de la media en la Unión Europea, y que el mercado demanda este tipo de vehículos.

Habrà que ver cómo evoluciona el mercado, que está sujeto a aspectos como la disponibilidad de stock de vehículos por parte de los fabricantes, pero desde luego, los datos de crecimiento están ahí y el camino es el apropiado.

■ **Para alcanzar ese objetivo, al coche eléctrico le tiene que acompañar el punto de recarga. Se habla de 70.000 puntos de carga pública en 2025 y 255.000 en 2030. ¿En qué punto nos encontramos? ¿Llegaremos?**

■ Esperamos llegar en la medida en que el GTIRVE impulsado por el Gobierno está haciendo sus deberes para tratar de eliminar las barreras actuales para ese despliegue. También es importante entender que la instalación de este tipo de infraestructuras va mucho más allá de atornillar un equipo al suelo.

Más allá de las licencias, hay un acuerdo previo con los propietarios del suelo, trabajos de obra civil, decisiones sobre el hardware a elegir y la propia instalación, que ha de ser realizada por profesionales cualificados y es cierto que el impulso de las energías renovables y de soluciones de eficiencia energética están incrementando la demanda de este tipo de perfiles, que empiezan a escasear, por lo que son muchas las variables ajenas a los propios operadores de recarga, que supone un reto para alcanzar las cifras previstas de instalación.

■ **Eso si hablamos de puntos de recarga en las vías públicas. ¿Qué hay de los puntos de recarga que se pueden instalar en casa?**





■ Evidentemente, no todas las viviendas podrán disponer de su propio punto de recarga, pero también es cierto que otros sectores, como el de los *parkings*, están instalando sus infraestructuras para dar servicio a usuarios que no dispongan de plaza propia de aparcamiento y por otro lado, los vehículos eléctricos se ofrecen ya con unas autonomías que no hacen necesario tener que recargar cada noche el vehículo, por lo que la recarga de oportunidad ofrecerá soluciones eficientes para estos usuarios, habida cuenta de que los precios de la electricidad evolucionarán con el incremento de las energías renovables, en un mercado de flexibilidad que hará que, como sucede incluso ahora, en ciertos momentos del día, el precio de la electricidad esté próximo a cero.

■ ¿Y las pérgolas solares?

■ El vehículo eléctrico cobra todo su sentido cuando se recarga con fuentes de origen renovable y por tanto, la sinergia existente entre la energía fotovoltaica y la recarga de este tipo de vehículos es total, más aún cuando se están desarrollando las comunidades energéticas locales, que permitirán a un usuario que no dispone de paneles fotovoltaicos aprovechar los de otro edificio contiguo o cercano.

■ La compra de un vehículo eléctrico y la instalación de puntos de recarga está respaldada por el Plan Moves, que ya ha alcanzado su tercera convocatoria. ¿Cómo de efectivas son estas ayudas? ¿La cantidad concedida es suficiente?

■ El Moves ofrece unas ayudas más que razonables desde el punto de vista de las cantidades, si bien es un programa con cierta complejidad, al tener que tramitarse por vía de las Comunidades Autónomas, y teniendo en cuenta que no son incentivos a la compra, sino que se perciben meses después de haber adquirido el vehículo eléctrico.

Por eso, trabajamos con el Gobierno para ver soluciones alternativas que reduzcan los tiempos de recepción de estas ayudas y que no tributen en la declaración de la renta, como ya se ha logrado en otras ayudas a la eficiencia energética en la edificación. Creemos que merecen el mismo tratamiento fiscal.

■ El pasado mes de enero entraron en vigor las ‘Zonas de bajas emisiones’ por las que un gran número de ciudades españolas deberá contar con una zona de bajas emisiones, con acceso limitado a los vehículos más emisores y contaminantes. ¿Cómo está afectando esto a la movilidad en coche privado? ¿Se va a convertir en una razón para usar más el transporte público o para adquirir un vehículo eléctrico?

■ En general, vivimos una revolución industrial, tecnológica y de servicios en la movilidad y la automoción, enfocada al vehículo eléctrico, conectado, compartido, autónomo y digitalizado, que va a afectar a la disponibilidad de vehículos en circulación. Obviamente, en las grandes ciudades hay dos problemas ligados al tráfico. Uno es la contaminación, y hay que tener en cuenta que España cuenta con un parque envejecido con una media de 13,9 años, por encima de la media europea. En 2022 se hicieron más de 800.000 matriculaciones de vehículos nuevos, pero también más de 700.000 operaciones de compraventa de vehículos de segunda mano de más de 10 años, lo que indica que hay una parte de la población a la que le cuesta adquirir un vehículo nuevo en propiedad. Este problema se ve agravado por otra circunstancia como es la seguridad vial, porque los vehículos envejecidos carecen de los sistemas de seguridad activa y pasiva que incorporan los vehículos de última tecnología.

El otro es la congestión, y desde esa perspectiva, surgen soluciones como la movilidad compartida eléctrica con turismos, motocicletas y ciclomotores, además de vehículos no matriculados de última milla como las bicicletas y los patinetes, que ofrecen al ciudadano más alternativas para su movilidad urbana que sumada al transporte público, pueden hacer innecesario adquirir un vehículo nuevo ya que resultará mucho más económico alquilar uno cuando se precise hacer un viaje de larga distancia, pero resolver con otras opciones colaborativas el 90% de su movilidad diaria. ■

Viene de página 60...

tienen casi 70 veces más puntos de recarga que Rumanía. Desde Acea también ponen de manifiesto que “el número de cargadores públicos en la UE creció menos de seis veces entre 2016 y 2022, lo que significa que las ventas de coches eléctricos han crecido casi tres veces más rápido que la creación de puntos de recarga”.



■ El cargador solar inteligente de Goodwe

Uno de los últimos lanzamientos de Goodwe ha sido el cargador de pared AC con funciones de carga inteligente que permite un mayor autoconsumo solar y un menor coste energético para sistemas combinados de vehículos eléctricos y energía fotovoltaica. Este cargador es compatible con todas las marcas de vehículos eléctricos y con los inversores solares e híbridos. El sistema integrado se gestiona a través del



portal SEMS, que incluye funciones inteligentes de supervisión y carga. El cargador está disponible en las versiones monofásica (7 kW) y trifásica (11/22 kW), cuenta con protección IP66 contra cualquier condición meteorológica para poder instalar tanto en interior como exterior y ofrece protección integrada contra sobrecorriente, sobretensiones y cortocircuito.

■ Las marquesinas solares de Circutor

PVingPark es la propuesta de pérgolas fotovoltaicas de aparcamiento con posibilidad de integración de puntos de recarga de Circutor. Se trata de una pérgola con capacidad de albergar hasta 2,5 kWp de módulos fotovoltaicos por cada plaza de aparcamiento cubierta y de generar aproximadamente 60 km diarios de conducción libre de emisiones. Uno de los proyectos destacados de la compañía es el desarrollado para la Autoridad Metropolitana de Barcelona (AMB) para quien Circutor ha diseñado dos marquesinas modelo PVS2 de 8,4 kWp (30 módulos FV de 280 Wp policristalinos) y 10,23 kWp (33 módulos FV de 310 Wp monocristalinos), para 4 plazas de aparcamiento. ■

Blue Power

The professional choice



www.victronenergy.com

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:



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



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



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

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

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

Solicita ya tu proyecto personalizado.



PIENSA SOSTENIBLE ACTÚA SOSTENIBLE



info@contigoenergia.com / 910 312 307

www.contigoenergia.com

