



ENERGÍAS RENOVABLES

218
Febrero 2023

www.energias-renovables.com

@ERenovables

La fotovoltaica más innovadora se cita en Genera

**Baterías virtuales:
20.000 facturas de
la luz a cero euros**



**Renovables sí,
pero, ¿cómo?**



**Enrique Sola, Explotación
Hidráulica de Iberdrola:
“El bombeo está vivo”**





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

5000VA

EFICIENCIA HASTA

96.5%





218

Número 218
Febrero 2023

Se anuncian en este número

AP SYSTEMS.....	2	RISEN	17
ARÇ-FIARE	65	SALTOKI	23
BORNAY	4	SANTOS MAQUINARIA	
CIRCUTOR	7	ELÉCTRICA.....	41
EIDF SOLAR	67	SOLAR TODAY.....	13
ESTG	53	SOLARWATT	9
GESTERNOVA.....	96	SOLTEC	37
GOODWE	19	SONNEN.....	25
INTERSOLAR	71	SUMINISTROS ORDUÑA.....	63
K2 SYSTEMS.....	27	SUNGROW.....	11
K.EY	87	SUNOVA SOLAR.....	31
KOSTAL	15	TRINA TRACKER.....	49
KRANNICH SOLAR.....	45	VICTRON	95
LONGI	21	WATTKRAFT	29
MÁSTER REM PLUS.....	39	WIND EUROPE.....	43
RENAC	47		

■ PANORAMA

La actualidad en breves 6

Opinión: **Javier García Brea** (8) / **Pablo Corredoira** (12) /
Jorge González Cortés (16)

Renovables sí, pero, ¿cómo? Escriben P. Fresco, J. Avellaner y F. Prieto 26

Renovables en América Latina: los 12 notables 32

■ EÓLICA

Estos son los números top de la eólica española 38

■ SOLAR FOTOVOLTAICA

El valioso y perdurable legado de **los pequeños productores solares** 44

Vertex S+: tecnología de última generación para la futura generación 50

GoodWe: la energía de nuestra vida 54

Soltec: la integración vertical como palanca de éxito 56

El equipo de I+D de LONGi consigue **récords de eficiencia** 58

Una estrategia “holística”: **el valor desconocido de los seguidores solares** 60

■ AUTOCONSUMO

20.000 facturas de la luz a cero euros 62

(+ Entrevista con **Paula Santos**, directora de las áreas de Autoconsumo y Comunidades Energéticas en UNEF)

Microinversores que ponen **el Sol al alcance de todos** 68

Inversores híbridos: ventajas y características 72

Sungrow: soluciones híbridas, nueva serie CX-P2
y el inversor *string* más potente 74

Saltoki e-solar en Genera: soluciones para fotovoltaica y vehículo eléctrico 76

Con Ezzing los instaladores son **protagonistas de la transición energética** 78

■ SOLAR TÉRMICA

Así es la **Guía IDAE de Energía Solar Térmica para Procesos Industriales** 74

■ BIOENERGÍA

El sustituto perfecto del gas natural 84

■ HIDRÁULICA

Entrevista a **Enrique Sola**, director de Explotación Hidráulica de Iberdrola 88

■ FERIAS

KEY Energy es ahora K.EY 92



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 Zsolos

CONSEJO ASESOR

Mar Asunción

Responsable de Cambio Climático de WWF/España

Pablo Ayesa

Director general del Centro Nacional de Energías Renovables (Cener)

Mercedes Ballesteros

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

Rafael Benjumea

Presidente de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF)

Luis Crespo

Presidente de Protermosolar

Javier Díaz

Presidente de la Asociación Española de Valorización

Energética de la Biomasa (Avebiom)

Jesús Fernández

Presidente de la Asociación para la Difusión del Aprovechamiento de la Biomasa en España (Adabe)

Oleguer Fuertes,

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

Javier García Brea

Experto en Políticas Energéticas y presidente de N2E

José Luis García Ortega

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

Santiago Gómez Ramos

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

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.

Es la guerra

España importó desde Rusia 37.027 gigavatios hora de gas en el año 2021 y ha importado desde allí 56.021 en 2022, es decir, que hemos incrementado nuestras importaciones (ergo nuestra dependencia de la madre patria Rusia) en un 54,8%. El dato no ha sido extraído de un recorte de periódico; acaba de hacerlo público la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos de España (Cores, Ministerio para la Transición Ecológica).

+54,8 por ciento. Gas. Desde Rusia. En mitad de una guerra en la que ya han sido registradas, en Ucrania (en menos de diez meses de conflicto), 17.595 víctimas civiles: 6.826 muertos y 10.769 heridos. Los números son ahora del Alto Comisionado de Naciones Unidas para los Derechos Humanos (último dato consolidado, a 18 de diciembre de 2022).

Segundo apunte: España pagó en 2021 por sus importaciones de gas 9.602 millones de euros, cantidad brutal que sin embargo palidece ante los... ¡24.134 millones de euros! que hemos pagado por ese mismo concepto entre enero y noviembre del 22 (aún no se ha hecho público el dato de diciembre). ¿Fuente? Secretaría de Estado de Comercio (Ministerio de Industria).

En fin, que hemos comprado más gas (446.208 gigavatios hora en 2022; 415.569 en 2021); y que encima ese gas ha estado más caro que nunca.

Es la guerra. La del gas, esa que van ganando Rusia (+54,8%) y Estados Unidos (+112%). Porque la gran nación del norte de América —ojo al dato— ha sido en 2022 el primer suministrador de gas de España, apeando a Argelia del trono que durante tantos años ostentara (Argelia ha sido la primera fuente de gas durante décadas para España).

Tercer apunte: las emisiones de CO2 del sector energético español han crecido 24 puntos en 2022, según el informe, publicado en enero, *Evolución de las emisiones de gases de efecto invernadero en España (1990-2022)*, que ha elaborado el Observatorio de Sostenibilidad (autor principal: José Santamarta). Sí, +24%

Entre tanto, ¿qué está sucediendo al otro lado de la frontera? ¿Qué está sucediendo en la orilla de las renovables?

La guerra.

Una parte del ambiente ecologista y una parte de la sociedad civil llevan ya muchos meses enfrentados a una parte del sector de las renovables y a una parte de la Administración por el cómo. ¿Cómo luchamos contra el cambio climático, contra la dependencia de regímenes tiranos, contra la inflación brutal de los precios; cómo luchamos por la transición hacia la soberanía energética; cómo hacemos todo eso... sin dilapidar nuestro patrimonio natural? ¿Cómo desplegamos las muchas renovables que hacen falta para todo eso (y además contrarreloj, porque se acaba el tiempo) y al mismo tiempo evitamos segar la hierba bajo los pies?

De eso hablamos en este número, de la “guerra” renovables-biodiversidad, que merece una mesa de diálogo (o cien) y que sin duda tiene salida. Y debe. Porque cada vez es más evidente que la vía de salida de este atolladero es la vía verde.

Verde esperanza. De la gente que apuesta por la paz. Que no quiere comprarle el gas ni a los que matan ni a los que lo venden para comprar armas con las que matar. Verde esperanza. De la gente que sabe que sí es posible: La eólica y la solar superan al gas por primera vez en la historia de la Unión Europea, titulamos en la página 6. *Enero del 23, el mes más renovable de la historia* (página 8). Los números *top* de la eólica española (página 40).

Así se construye la paz. Sin humo.

El Sol, el calor, en la espalda. El viento, fresco, en la cara.

Y si hacen falta mil mesas de diálogo, que sean mil. Pero esta vez no pueden ganar los malos.

Sí, así se construye la paz. Y aquí, en este número, están las mujeres y los hombres que lo están haciendo. Hay muchos más, claro que sí. Que han estado y estarán aquí. A todos ellos, y a todas ellas, tambores de paz, en clave de Sol, y gracias.

A Barrero F.

Antonio Barrero F.



■ La eólica y la solar superan al gas por primera vez en la historia de la Unión Europea

El dato sale de la última edición del informe *European Electricity Review*, que elabora anualmente Ember, colectivo multidisciplinar y multinacional de expertos en clima y energía. El informe revela que el carbón no ha sido el sostén del sistema eléctrico europeo, como habían augurado muchos "expertos" y medios. No lo ha sido ni siquiera en un contexto "óptimo": de precios astronómicos del gas, desconexión nuclear alemana y graves problemas técnicos y de operación en gran parte del parque nuclear francés.

La cuota de la electricidad producida con carbón apenas ha aumentado este último año un 1,5%. Más aún, esa cuota registra una caída interanual en los últimos cuatro meses de 2022. Se equivocaron, y mucho, los agoreros del carbón, que llevan varios años anunciando que la desconexión nuclear alemana (y ahora los precios del gas) pondrían a Europa (nuevamente) en brazos del negro mineral. Ni la tormenta perfecta —el metano por las nubes, la nuclear alemana de salida, la francesa muy mermada, la mayor sequía de los últimos 500 años y toda una guerra en suelo europeo— han conseguido que el carbón vuelva por sus fueros. Ni de lejos. Según el informe *European Electricity Review*, de Ember, uno de los think tank referencia en el escenario energético europeo, el carbón produjo el 16% de la electricidad en la UE de 2022, solo un 1,5% más que el año anterior, mientras que la eólica y la solar han batido su mejor registro histórico, generando hasta el 22% de la electricidad de la Unión Europea (UE), y superando así, por primera vez, al gas, que se ha quedado en el 20%. Según Dave Jones, responsable del área de Análisis de Datos de Ember, "Europa ha evitado lo peor de la crisis energética. Los shocks de 2022 solo causaron una pequeña onda expansiva en la producción de electricidad a partir del carbón y una enorme ola de apoyo a las renovables. Cualquier temor a un repunte del carbón ya ha muerto".

El análisis de Ember revela que Europa se enfrentó a una triple crisis en el sector eléctrico en 2022: gas, hidro, nuclear. Justo cuando Europa se apresuraba a cortar lazos con su mayor proveedor de gas, el Viejo Continente ha debido enfrentarse —explican los autores del

informe— a los niveles más bajos de hidroelectricidad y nuclear en al menos dos décadas, lo que ha supuesto un déficit equivalente al 7% de la demanda total de electricidad de Europa en 2022.

Afortunadamente, el crecimiento *top* de la eólica y la solar, que han generado como nunca, ha ayudado a amortiguar el déficit hidro y nuclear. La generación solar ha sido la que más ha aumentado, fijando en 2022 un nuevo máximo histórico: 39 teravatios hora (+24%), casi el doble de su marca anterior. Ello ha servido además para evitar 10.000 millones de euros en costes de gas. Veinte países de la UE han registrado nuevos récords de energía solar en 2022.

También ha ayudado la demanda. La demanda de electricidad en la UE ha caído casi ocho puntos en el último trimestre de 2022 (-7,9%), en comparación con el mismo período del año anterior (-56 teravatios hora, TWh), cifra cercana a la caída registrada en el segundo trimestre de 2020 (-9,6%; -61

TWh), cuando se impusieron por primera vez los confinamientos en gran parte de Europa.

Según las autoras del informe, el clima templado ha sido un factor decisivo, pero otros tres factores también han sido probablemente influyentes: las presiones sobre los precios, las mejoras de la eficiencia energética y la actuación solidaria de los ciudadanos para reducir la demanda de energía en tiempos de crisis.

SOLO UN CERO COMA

La generación de carbón ha aumentado un 7% (+28 TWh). Como resultado, las emisiones del sector eléctrico de la UE aumentaron un 3,9% (+26 millones de toneladas de CO₂) en 2022 en comparación con 2021. El informe en todo caso reconoce que "podría haber sido mucho peor: la eólica, la solar y una caída de la demanda de electricidad impidieron un retorno mucho mayor al carbón". En contexto —analizan desde Ember—, el aumento del carbón "no fue sustancial: la energía de carbón se

Cuota de generación de electricidad en la UE

Año	Gas	Carbón	Eólica y Solar	Hidroeléctrica y nuclear	Otros
2000	12.61	30.45	0.81	46.04	10.07
2001	13.1	29.32	0.96	46.68	9.94
2002	13.7	29.91	1.3	44.63	10.46
2003	15.01	30.3	1.56	43.24	9.88
2004	16.05	29.12	2.02	43.62	9.18
2005	17.86	28.06	2.41	42.43	9.25
2006	18.48	27.82	2.76	41.72	9.21
2007	19.47	28.08	3.52	39.98	8.97
2008	20.71	25.53	4.07	40.82	8.86
2009	20.13	25	4.93	41.01	8.93
2010	19.98	23.77	5.53	41.56	9.16
2011	19.19	24.9	7.3	39.34	9.28
2012	16.68	25.55	8.86	39.35	9.55
2013	14.39	25.24	10.16	40.66	9.54
2014	12.64	24.5	11.19	41.82	9.85
2015	13.81	24.54	12.67	39.07	9.92
2016	16.12	22.77	12.71	38.47	9.94
2017	17.96	21.83	14.36	36.01	9.84
2018	16.86	20.45	14.89	37.98	9.82
2019	19.8	15.67	17.07	37.73	9.73
2020	20.36	12.79	19.69	37.4	9.77
2021	19.16	14.54	19.1	37.5	9.69
2022	19.91	15.99	22.28	32.04	9.79



mantuvo por debajo de los niveles de 2018 y solo añadió un 0,3% a la generación mundial de carbón".

Más aún: la electricidad generada con carbón en la UE cayó en los cuatro últimos meses de 2022, con un descenso interanual del 6%. Las 26 centrales de carbón puestas

en situación de emergencia para el invierno funcionaron a una media de sólo el 18% de su capacidad. A pesar de importar 22 millones de toneladas adicionales de carbón a lo largo de 2022, la UE sólo utilizó un tercio. "Los países –sostienen en Ember– están tan comprometidos con la eliminación progresiva del

carbón como lo estaban antes de la crisis".

EL GAS SÍ QUE SÍ

Tal vez lo más sorprendente –señalan los autores del informe– sea que la generación de gas se mantuvo casi sin cambios (+0,8%) en 2022 en comparación con 2021. Sorprendente en tanto en cuanto los consumidores han debido enfrentarse en este 22 a precios (de gas) nunca vistos. El caso es que el metano generó el 20% de la electricidad de la UE en 2022, frente al 19% del año anterior. "Sin embargo –adelantan desde Ember–, se espera que esta tendencia cambie drásticamente en este ejercicio".

Según European Electricity Review, las últimas indicaciones de la industria sugieren que en 2023 se acelerará la transición europea a la eólica y la solar en respuesta a la crisis energética y se recuperarán la hidroeléctrica y la nuclear francesa. Como consecuencia, Ember calcula que la generación con combustibles fósiles podría desplomarse un 20% en 2023, el doble que en 2020. La generación de carbón disminuirá, pero la de gas (que se prevé que siga siendo más caro que el carbón al menos hasta 2025) será la que caiga más rápidamente.

Ember se define como un *think tank* independiente y sin ánimo de lucro sobre clima y energía que elabora investigaciones de vanguardia y políticas de gran impacto y con viabilidad política destinadas a acelerar la transición mundial del carbón a la electricidad limpia. El informe *European Electricity Review* analiza los datos de generación y demanda de electricidad en la UE27 en 2022. Esta es la séptima edición de este informe.

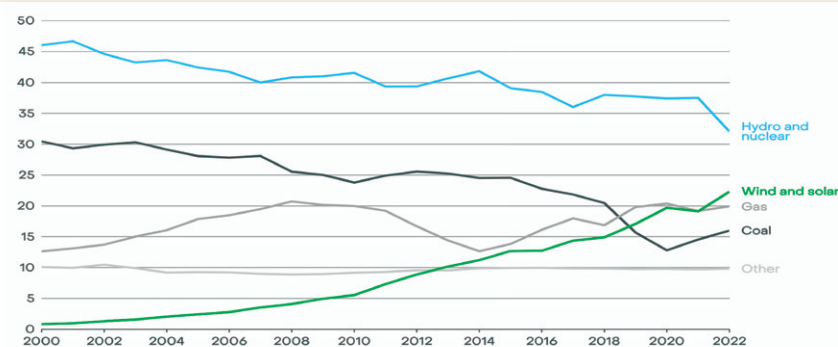
Más información

→ ember-climate.org

Variación interanual de la generación de electricidad (TWh)

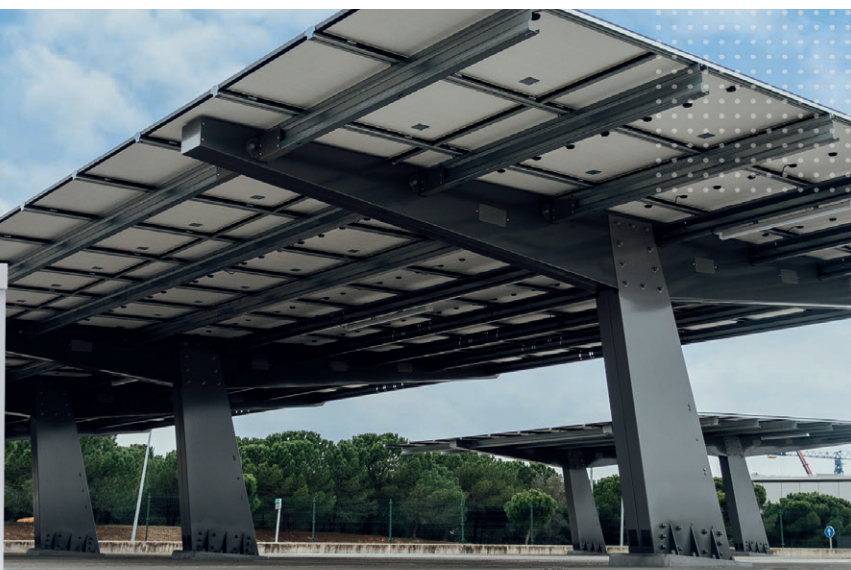
	2022 (actual)	2023 (pronóstico)
Nuclear	-119	0
Hidroeléctrica	-66	+40
Eólica & Solar	+72	+86
Carbón & Gas	+33	-211
Variación de demanda	-79	-84

Porcentajes de generación por tecnología



Recarga Asistida con Energía Solar

Soluciones de acumulación de energía para la optimización del autoconsumo y disponibilidad de potencia extra.



Más información

Circutor



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

Adaptación al cambio climático, donde la naturaleza es el aula

Enero nos ha regalado la investigación de la Universidad de Harvard que documenta cómo ocultó ExxonMobile desde 1977, a sabiendas, que el petróleo propagaba los peligros del cambio climático. Cincuenta años de estafa del petróleo que contaron con la colaboración de los bancos centrales, propagadores de subidas de tipos que acaban en recesión. Aquí sufrimos otra estafa, la de los socios del “pool” eléctrico, bancos y eléctricas, que especulan con los precios de la electricidad para asegurar sus beneficios. La presidenta de la CNMC acaba de advertirnos de la próxima estafa, la del hidrógeno por sobrecapacidad de infraestructuras.

La lógica del capitalismo del engaño es siempre la misma, alimentar ciclos de inversión y recesión, porque de cada crisis los ricos salen más ricos. A nadie debe extrañar que los mismos que corrieron en 2022 a Bruselas a parar el *tope* al gas que pidió Teresa Ribera sean los que en 2023 hacen campaña contra la reforma del “pool” que ha propuesto la vicepresidenta. Y van de la mano de las renovables cuando hace solo una década lideraron la campaña contra las renovables. El engaño es el monopolio que defienden.

A la estafa del petróleo solo ha respondido el secretario general de la ONU, Antonio Guterres, acusando de mentirosas a las petroleras y exigiendo responsabilidades y gravámenes por los daños al planeta. A falta de Harvard, aquí seguimos soportando las mentiras de Repsol sobre la transición energética mientras multiplica sus beneficios.

Lo que sabemos es que las políticas de mitigación no son suficientes para cumplir el Acuerdo de París y reducir las emisiones. Solo queda la adaptación al cambio climático. Jeremy Rifkin, en su libro “La era de la resiliencia”, afirma que la era del progreso ha dado paso a la era de la adaptación a los estragos que se avecinan, “donde la naturaleza es el aula”. El tiempo se ha orientado hacia el agotamiento de los recursos naturales y el espacio a gestionar los recursos naturales como propiedad cerrada a la participación de la ciudadanía y las comunidades locales. El cambio a la adaptabilidad exige pasar de las economías de escala integradas verticalmente a las cadenas de valor distribuidas, “pasar de adaptar la naturaleza a nuestra especie a readaptar nuestra especie a la naturaleza”.

Las infraestructuras de la adaptación al clima han de ser distribuidas más que centralizadas porque su rendimiento depende de la participación del mayor número de personas. Su mejor expresión son los edificios adaptados al ahorro energético y a una sociedad cero emisiones, como centrales eléctricas que agregan y comparten la capacidad de sus recursos energéticos distribuidos. Los edificios inteligentes y autosuficientes son el componente crítico de la adaptación al clima.

La economía de los combustibles fósiles necesita infraestructuras centralizadas y verticales para optimizar los beneficios. Por el contrario, la economía de la adaptación al clima necesita infraestructuras distribuidas, inteligentes y democráticas, basadas en la participación de millones de consumidores en el mercado eléctrico, aprovechando las ventajas del autoconsumo y de los contadores inteligentes.

La nueva gestión del tiempo y el espacio ha de desarrollarse en las ciudades y comunidades locales como responsables de “reintegrarnos al redil de la naturaleza”, porque la adaptación al cambio climático no la van a hacer los grandes conglomerados empresariales sino las pequeñas economías y comunidades. Cambiar el actual mercado energético, opaco y sin competencia, por un mercado transparente y con competencia necesita la desconexión de los consumidores de los socios del “pool” y de un capitalismo basado en mentiras. O se cambia el mercado energético o se destruye el planeta.

Las infraestructuras de la adaptación al clima han de ser distribuidas más que centralizadas porque su rendimiento depende de la participación del mayor número de personas

Enero del 23, el mes más renovable de la historia

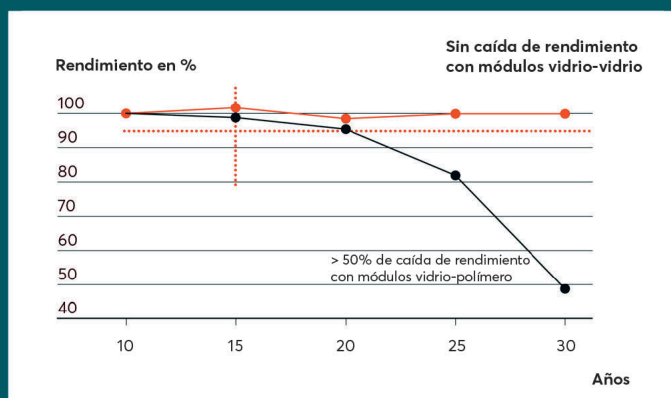
El operador del sistema eléctrico nacional, Red Eléctrica de España, ha calificado enero del 23 como “el mes más renovable” de la historia. Según el primer balance eléctrico de REE, “la producción de electricidad procedente de fuentes de generación renovable ha alcanzado en España un nuevo máximo histórico con 13.742 gigavatios hora (el 57,4% del total del *mix*)”. REE identifica como las causas de la nueva marca “el avance de la transición ecológica y unas favorables condiciones meteorológicas”. Los vientos registrados en enero, “constantes y moderados”, han llevado a la eólica -explica el operador- a ser la primera fuente de generación eléctrica del mes, con una aportación del 31,5% del total, que queda muy por delante de la nuclear (21,2%) y que casi triplica la generación de los ciclos combinados (centrales que queman gas natural para producir electricidad; los ciclos han generado 2.686 gigavatios hora de electricidad en enero; la eólica, 7.537).

El parque eólico nacional (que cuenta a día de hoy con 29.976 megavatios de potencia) ha incrementado su producción mensual en un 39% respecto a enero del año pasado, 2022. Este año, más de la mitad de los días del mes, el viento ha sido la principal fuente de energía de nuestro país, e incluso en dos jornadas ha sido responsable de más del 50% de la energía diaria generada, siendo la del día 8 la que alcanzó un nuevo techo, al aportar el 53,1% del *mix*. La solar también ha logrado este mes de invierno buenos registros, y enero ha sumado así 25 días consecutivos con más energía renovable que no renovable, siendo el día 27 el de mayor producción verde (587 GWh, el 64,9% del total).

Más información:

www.ree.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

■ Dos centrales nucleares en el tejado

O más de dos, si queremos ser un poco más precisos. Porque el más grande de los reactores nucleares que operan en España tiene 1.092 megavatios de potencia (Cofrentes, Iberdrola), y el autoconsumo solar fotovoltaico (colocar unos paneles en el tejado y autoconsumir la electricidad que producen) ha sumado en los doce meses de 2022 nada más y nada menos que 2.507 megavatios de potencia. O sea, dos centrales nucleares (y media) en el tejado.



España ya cuenta con 5.249 megavatios (MW) de potencia instalada acumulada de autoconsumo. El dato es de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), que acaba de publicar su balance 2022. Según ese documento, el autoconsumo fotovoltaico (FV) instalado en España en los últimos doce meses ha crecido hasta un 108% respecto a 2021. Y es que, en 2022, se han instalado en el país 2.507 MW de nueva potencia solar FV en instalaciones de autoconsumo (frente a los “solo” 1.203 megas del año 21). La asociación sectorial considera que habría ya en torno a 200.500 instalaciones residenciales con autoconsumo en España. “Los buenos datos –advierten en todo caso desde UNEF– ponen de manifiesto la necesidad que tiene el sector de la energía solar en España de formar, captar y retener profesionales”.

Según los datos registrados por la Unión Española Fotovoltaica (asociación que ya cuenta con 770 empresas), en 2022 se instalaron 2.507 MW de nueva potencia instalada de energía solar en instalaciones de autoconsumo. En cuanto al reparto por sectores, la mayoría de esta nueva potencia, un 47%, se ha instalado –informa UNEF– en el sector industrial; un 32% ha ido al sector residencial; un 20%, al sector comercial; y el 1% restante, a autoconsumos aislados. Eso sí, el sector que más ha incrementado en 2022 su porcentaje de instalación, del 41% al 47%, ha sido el industrial.

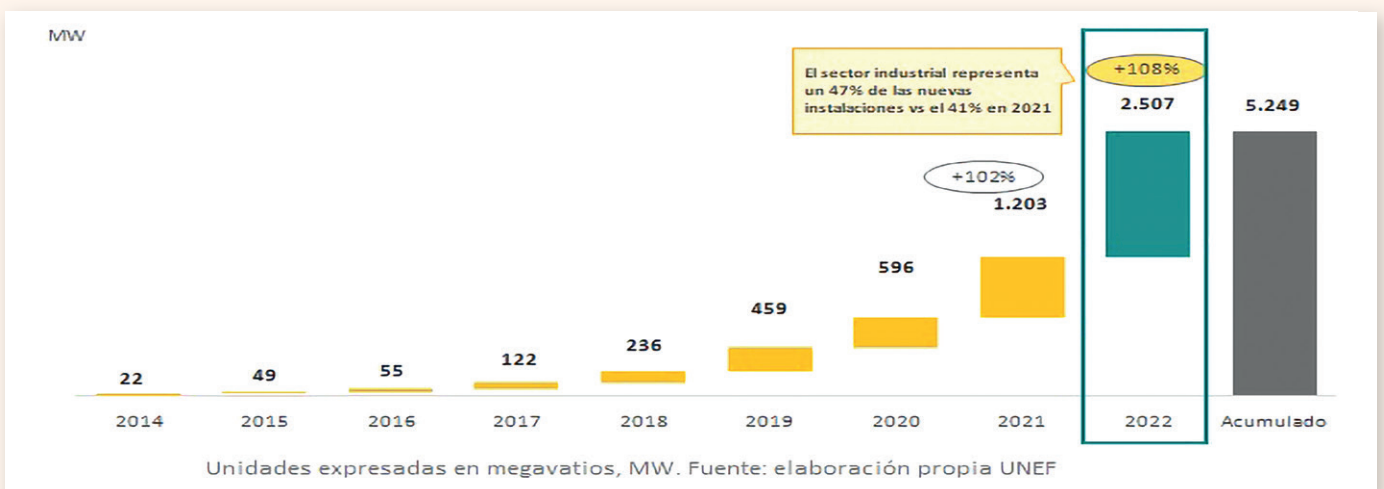
La explicación del éxito incontestable del autoconsumo en el 22 habría que buscarla, según el director general de UNEF, José Donoso, en “los altos precios de la electricidad, motivados por la incertidumbre causada tras la invasión de Ucrania, así como en el impulso de las ayudas contempladas dentro de los Fondos de Recuperación del Gobierno (...). Además –añade Donoso–, están empezando a ponerse en funcionamiento los primeros proyectos de autoconsumo colectivo, una tendencia que irá aumentando e impulsará todavía más al sector”.

El director general de UNEF recuerda además que la simplificación de las barreras administrativas al autoconsumo y la eliminación de las licencias de obras en prácticamente todas las Comunidades Autónomas (únicamente el País Vasco la mantiene) también están ayudando.

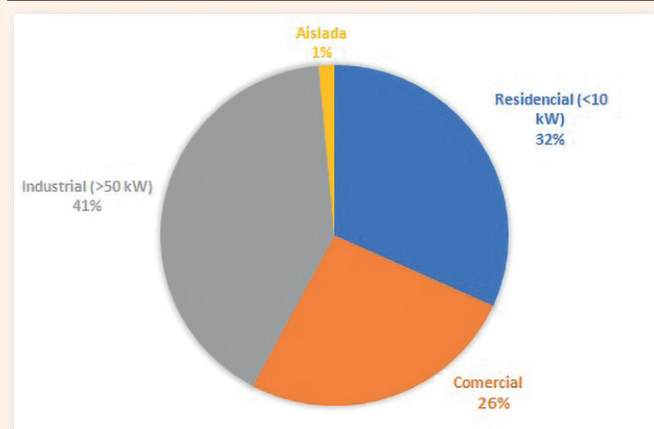
EFFECTO DEMOSTRATIVO

“La eliminación progresiva de las barreras administrativas y los incentivos locales también han hecho que cada vez más particulares se conviertan en autoconsumidores, lo que está generando un efecto demostración que va a hacer que el autoconsumo se convierta un ele-

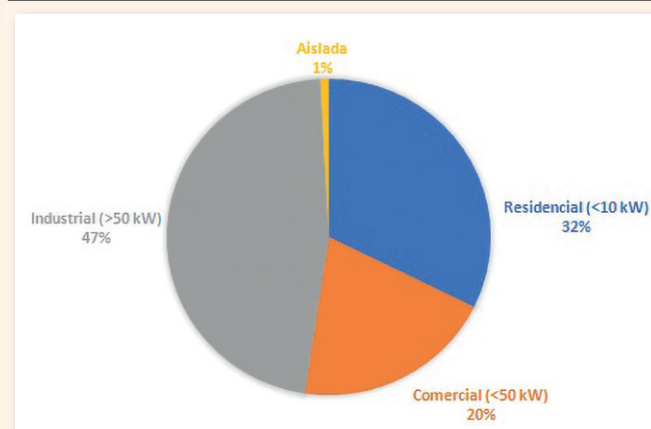
Evolución del crecimiento de las instalaciones de autoconsumo en España. Estimación UNEF



Segmentación de instalaciones de autoconsumo 2021 (en %)



Segmentación de instalaciones de autoconsumo 2022 (en %)



mento tan habitual en nuestras viviendas y negocios”, ha añadido el director general de UNEF.

Según los datos de UNEF, el autoconsumo ha superado ampliamente el hito de los cinco gigavatios en 2022, lo que denota una velocidad de cruce muy superior a la necesaria para cumplir con los objetivos expresados por el Gobierno en su Hoja de Ruta del Autoconsumo. El Ejecutivo fijó en ese documento como objetivo 2030 los 9.000 megavatios (escenario normal) o 14.000 megavatios (escenario óptimo). El grado de cumplimiento de ese objetivo, a 31 de diciembre de 2022 (5.249 MW), resulta pues extraordinario: más del 50% del objetivo del escenario normal, cuando aún faltan siete años para 2030 (o un 37% para el escenario óptimo).

“El autoconsumo seguirá la tendencia creciente de este año, sólo hay que observar la progresión que ha experimentado tras

la eliminación del Impuesto al Sol en 2018: en 2019 obtuvo 459 MW de potencia, 596 MW en 2020, 1.203 MW en 2021 y 2507 GW en 2022”, ha recalcado Donoso.

AQUÍ HAY EMPLEO

Los buenos datos de crecimiento del autoconsumo ponen de manifiesto –destacan desde UNEF– la necesidad que tiene el sector de la energía solar en España de “formar, captar y retener profesionales para que esta tendencia de crecimiento pueda sostenerse en el tiempo”. En ese sentido, la asociación está elaborando un Plan de Formación específica y está trabajando en la coordinación de sus esfuerzos con centros formativos y universidades.

Más información:

→ unef.es

SOLUCIONES HÍBRIDAS RESIDENCIALES



DESCUBRE EL PORFOLIO COMPLETO EN

 **genera**

STAND **10E13**

spa.sungrowpower.com

SUNGROW
Clean power for all



Pablo Corredoira
Socio de Haz Energía
> pablo.corredoira@hazenergia.es

Perplejo y anonadado

Más de 2.600 MW de autoconsumo solo en 2022. O lo que es lo mismo, más de 235.000 nuevas instalaciones puestas en marcha en los últimos 365 días. O, dicho de otra forma, más de 3.700 GWh de nueva producción total renovable a incorporar al sistema eléctrico español... Estas son solo algunas de las increíbles cifras macro que se barajan dentro del sector.

Los números son, sencillamente espectaculares y ponen de manifiesto el buen momento del autoconsumo, máxime cuando solo hablamos de datos de 2022. Ahora, si lo analizamos de forma agregada, nos encontramos con que, a día de

hoy, se han instalado más de 5.000 MW de autoconsumo y que, solo en lo que respecta a instalaciones domésticas, más de 300.000 hogares han reducido su dependencia eléctrica de la red. Ojo, con este dato. Teniendo en cuenta los datos del INE respecto de las viviendas unifamiliares en España –5,9 millones–, la cifra anterior redonda en que, aproximadamente, un 4-5% de los hogares generan su propia electricidad. Y lo que es aún más espectacular, la energía aprovechada por esta potencia acumulada representa, a buen seguro, un porcentaje que debe rondar entre el 2-3% de la demanda eléctrica del año pasado. Si hace 7 años alguien hubiera dicho que estaríamos en este punto, posiblemente se le habría tomado por loco o fantasioso.

¿Por qué estamos en esta situación? Sencillo. Es nuestro momento y además ha coincidido con la tormenta perfecta. No solo se trata de una tecnología madura, probada y con una curva de aprendizaje difícilmente igualable por otras tecnologías sino que, además, el exponencial crecimiento de los precios del mercado, las ayudas vía subvenciones –o mejor, las malditas y dichas ayudas vía subvenciones–, la favorable percepción del autoconsumo como una herramienta de ahorro y la inestabilidad geopolítica mundial, han llevado a un cambio de paradigma a muchos consumidores. Nos ha costado llegar, pero estamos aquí y no tenemos intención de irnos en muchos años.

Ahora bien, como todo en esta vida, después de las luces, vienen las sombras. Y aunque pueda parecer agorero estropear un mensaje tan positivo, creo que es importante seguir denunciando, siempre desde una perspectiva proactiva, aquellos aspectos que suponen palos en las ruedas y que limitan el normal desarrollo del sector. Así, a día de hoy y en opinión de muchos, uno de los principales problemas reside en la práctica imposibilidad de hacer vertidos en instalaciones de más de 100 kW o alejadas de núcleos urbanos.

Si se hiciese una encuesta masiva entre empresas del sector, seguro que la gran mayoría indicaría que, ante la ausencia de capacidad en la red de distribución o la opacidad existente respecto del 10% de reserva de nudos para instalaciones de autoconsumo, un porcentaje altísimo de estas instalaciones se legalizan sin vertido. Y que, si acaso, a posteriori se intenta cambiar la tipología de autoconsumo, aunque nunca se garantiza el éxito. De esta forma, y partiendo de un escenario no excesivamente conservador del 20% de energía perdida –fines de semana, jornadas intensivas, casación generación Vs consumo, etc–, el volumen de kWh tirados al sumidero asustaría a cualquiera. Una locura, sobre todo en un país con una dependencia energética altísima, como es nuestro caso.

Pero, ¿por qué no se soluciona este problema? Nadie dice que sea sencillo, que no haya que lidiar con simultaneidades o que deba prevalecer la calidad y garantía de suministro en la red, pero la cruda realidad es la que es; se malgasta la oportunidad de aprovechar un recurso básico para cualquier economía. Y lo peor es que está ahí. Ya está generado.

Quizás sea el momento para que todos los actores (sector, distribuidores, transportista, administración, etc) se sienten a buscar una solución real y factible dejando de lado intereses partidistas o económicos.

A día de hoy, se han instalado más de 5.000 MW de autoconsumo y, solo en lo que respecta a instalaciones domésticas, más de 300.000 hogares han reducido su dependencia eléctrica de la red

El barrio solar más grande del país

Bajo la denominación de LaPabloRenovable, más de 500 hogares de Rivas-Vaciamadrid se han unido para crear "el barrio solar más grande del país". Serán más de 40 las instalaciones solares fotovoltaicas (FV) para autoconsumo colectivo que suministrarán energía renovable a más de 1.500 personas de esta localidad madrileña (diez comunidades de propietarios). Los vecinos de la urbanización Pablo Iglesias de Rivas-Vaciamadrid llevan meses preparando este proyecto que por fin arranca en 2023 de la mano de Ecooo Energía Ciudadana. La iniciativa, más allá de las instalaciones propiamente dichas, incluye además un "plan de formación para que el vecindario sea más consciente y autónomo en el uso de la energía".

LaPabloRenovable, que inició su andadura en el año 2022, "ha implicado -explican sus impulsores- un esfuerzo enorme por parte del grupo motor, compuesto por vecinos de esta localidad, gracias a lo cual se ha conseguido organizar colectivamente a más de 500 hogares, además de llevar a cabo un exhaustivo protocolo para seleccionar a la empresa instaladora".

El concurso lo ha ganado Ecooo Energía Ciudadana, "gracias -informa LaPablo- a su dilatada experiencia en el acompañamiento de este tipo de procesos y a la solvencia técnica de su ingeniería". En total, el barrio solar LaPabloRenovable va a contar con casi un megavatio de potencia fotovoltaica (unos 1.900 paneles). LaPablo estima que sus sistemas FV evitarán la emisión, cada año, de una 167 toneladas de CO₂, lo que supone un acumulado, a lo largo de toda la vida útil de las instalaciones, de más de 5.000 toneladas.

Más información:

→ facebook.com/LaPabloRenovable



SolarToday

El distribuidor solar para instaladores

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



¿Desea más información? Contáctenos

contacto@solartoday.es

+34 918 784 833

solartoday.es

■ El hidrógeno verde pierde por el camino hasta el 80% de la energía invertida en su producción

Un conglomerado de asociaciones ecologistas, plataformas de la sociedad civil y entidades científicas alerta de la ruinosa inversión energética que supone el hidrógeno verde (entre ellas, la red Gas no es Solución, la Fundación Renovables o Ecologistas en Acción). Según el instituto de investigación independiente Hydrogen Science Coalition, en el proceso de producción de hidrógeno por electrólisis a partir, por ejemplo, de fuentes renovables y durante su transporte por gasoducto, se puede llegar a perder hasta un 80% de la energía invertida.

El lanzamiento de la alerta por parte de las oenegés ha tenido lugar en el marco de la cumbre bilateral España-Francia que ha tenido lugar a mediados de enero en Barcelona y en la que se ha tratado, entre otros asuntos, el polémico gasoducto H2Med, que aspira a ser la principal infraestructura de transporte de hidrógeno verde entre ambos países. El proyecto ha sido muy contestado por el movimiento ecologista, así como por numerosos expertos de la sociedad civil (red Gas no es Solución, Fundación Renovables, Plataforma Resposta al BarMar) y de los cenáculos científicos (Hydrogen

Science Coalition), pero cuenta con el apoyo de la Comisión Europea, los gobiernos de España, Francia y Portugal, y con la "complicidad" —recalcan desde Ecologistas en Acción— de Esquerra Republicana de Catalunya (el president de la Generalitat subrayaba hace unos días —recuerdan desde esta organización— su voluntad de aprovechar esta cumbre “para concretar e impulsar el H2Med”).

En ese marco, la red Gas no es Solución (en adelante, la red), formada por más de 30 organizaciones, entre las que se cuenta Ecologistas en Acción, ha difundido un comunicado en el que rechaza firmemente este proyecto. A esta oposición se suma la Plataforma Resposta al BarMar, anteriormente conformada para responder a la construcción del gasoducto MidCat, ya abandonado.

Entre los motivos que sostienen la postura contraria a esta infraestructura, las oenegés reunidas en torno a ese rechazo destacan uno particularmente: “el H2Med es una apuesta que pone en riesgo la viabilidad de la transición energética, desviando para la exportación una energía imprescindible para la descarbonización de la demanda nacional”.

Además, la red considera que al usar un vector energético como el hidrógeno (H2), “muy ineficiente”, este tipo de infraestructuras perpetúan “un modelo centralizado que va en contra de las personas, el medio ambiente y sigue privilegiando a las grandes empresas energéticas como Enagás”.

Los ecologistas lamentan que el H2Med haya sido presentado en el registro de proyectos candidatos a recibir financiación europea. “Esta infraestructura —sostienen— supondrá la construcción sin precedentes de un conjunto de gasoductos que transportarán en principio hidrógeno producido a partir de energías

renovables. Será adjudicada a Enagás y costará entre 2.500 y 3.000 millones de euros procedentes de las arcas públicas”.

El gasoducto comenzará en Portugal con el tramo Celorico-Zamora (CelZa) y continuará con el tramo submarino Barcelona-Marsella (BarMar). “El H2Med —explican desde este colectivo de oenegés— no se entiende sin otras interconexiones que involucrarán a Huelva, Cartagena, Puertollano, Zamora y Xixón creando una red mucho más amplia y paralela a nuestra red actual de gas. Además, el proyecto presentado plantea dos almacenamientos subterráneos de hidrógeno ubicados en cavidades salinas de Cantabria y el País Vasco”.

Según la red Gas no es Solución, el hidrógeno verde puede efectivamente ayudar a alcanzar un sistema energético 100% renovable, “pero su utilización debe reservarse para casos concretos en los que sería inviable utilizar otro tipo de energía renovable, especialmente para sustituir el uso del hidrógeno como materia prima en determinados procesos industriales, así como en aquellos que requieren de altas temperaturas que no tienen por el momento otras opciones de descarbonización”.

PERO, ¿QUÉ ESTÁ SUCEDIENDO?

Pues, según la red, lo que está sucediendo es que la exportación de hidrógeno a gran escala va a implicar “grandes riesgos” debido a la inmadurez de la tecnología tanto en materia de producción como en materia de transporte de hidrógeno.

“La inversión pública —sostienen desde Gas no es Solución— estaría mejor empleada en medidas cuyo funcionamiento ya ha sido comprobado como lo es la electrificación, la apuesta por proyectos renovables con participación ciudadana, el autoconsumo, las comunidades energéticas y mejoras en la eficiencia energética de los hogares”.

Además, a las limitaciones y riesgos ya mencionados, las organizaciones agrupadas en la red de rechazo al H2Med añaden las siguientes consideraciones:

1.— Exportar grandes cantidades de hidrógeno implicaría la implantación de muchísimos más proyectos de renovables de grandes dimensiones que podrían tener un alto impacto ambiental y territorial. También existe el riesgo de que, al no haber suficiente excedente de energía



renovables, se caiga en producir el hidrógeno con gas fósil como es el caso del 99% del H₂ obtenido en la actualidad.

2.- El anterior riesgo aumenta debido a la baja eficiencia energética del H₂, como ha señalado ya el instituto de investigación independiente Hydrogen Science Coalition. En el proceso de producción de hidrógeno por electrólisis a partir, por ejemplo, de fuentes renovables y durante su transporte por gasoducto, se puede llegar a perder hasta un 80% de la energía invertida.

3.- Si finalmente el H₂Med es incluido en la lista de Proyectos de Interés Común (PICs), aspirando a financiación europea, podría acogerse a los controles ambientales menos exigentes introducidos por el REPowerEU. Como ha denunciado ya ClientEarth, este paquete de medidas destinadas a reemplazar el gas ruso otorga a los PICs la posibilidad de saltarse el principio de “No Daño Ambiental Significativo” (o “Do No Significant Harm” en inglés) y estar exentos de evaluaciones de impacto ambiental exhaustivos.

4.- Esto último se hace especial-



mente relevante si tenemos en cuenta que atravesará el Golfo de León, uno de los ecosistemas con mayor índice de biodiversidad en el Mediterráneo, donde se encuentran espacios marinos protegidos, un corredor de cetáceos y el Santuario de Pélagos.

Por esas razones, la red Gas no es Solución denuncia la postura del ejecutivo del Estado español, y también la de la Generalitat, que ve el H₂Med y concretamente el tramo Barcelona-Marsella (BarMar)

“positivamente, en el sentido de que marca a Catalunya y Barcelona como un punto neurálgico de la nueva estructura energética europea”, según Aragonès. Frente a ello, la plataforma de oenegés destaca los riesgos asociados a este megaproyecto, que urgen –dice– a “un debate social mucho más amplio, transparente y que involucre a la ciudadanía”.

■ **Más información:**

→ fundacionrenovables.org

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



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

El ayer y el mañana de la energía

Si fijamos el ayer en el momento en que en 2020 el mundo se paró a consecuencia de la pandemia más globalizada de la humanidad para tomar una referencia, podemos decir que el mundo ha cambiado una barbaridad.

La recuperación post COVID trajo un incremento sobre los precios del gas que se agravó con la invasión rusa sobre Ucrania, una guerra a las puertas de la Unión Europea que ha servido para acelerar la transición energética, dada nuestra frágil dependencia del gas ruso.

La gravedad de la guerra ha agudizado los sentidos de Europa y las prisas con las que nos desenvolvemos hacia la electrificación, requiere reformas en el mercado de la electricidad para ajustarnos a la realidad que se avecina.

Me gusta más el concepto de transición económica, para definir la transición energética. Las renovables y la electrificación de la demanda equivalen a la transformación de la economía y de la calidad de vida de los europeos. También supone una contribución a la fortaleza competitiva de Europa frente a EEUU o China.

Hasta ayer, procesos industriales intensivos en consumo, recarga del vehículo eléctrico u otros usos de la electricidad, requerían trasladarse a la noche para encontrar el menor precio por kWh posible, fruto de la menor demanda y la mayor disponibilidad de energía que no podemos almacenar, pero el veloz avance de la fotovoltaica conectada a red y del autoconsumo, cambiarán por completo el escenario. De hecho, es algo que durante 2022 se ha dado con relativa frecuencia. En concreto, en abril del año pasado, los precios en Holanda llegaron a -222 €/MWh, -no es una errata- cuando la reentrada en servicio de la central nuclear de Borssele y la abundancia de recursos de eólica *offshore* y solar coincidieron con la menor demanda del fin de semana.

Si queremos alcanzar los objetivos de implantación renovable para 2030, no queda otro remedio que modificar el esquema de peajes y probablemente el funcionamiento de mercado para evitar estas situaciones. No podemos confiar en la iniciativa privada para que invierta más de 200.000 millones de euros que estima el PNIEC, sin que se disponga de un marco regulatorio claro y estable, y de la seguridad de que podrá obtener un retorno de la inversión adecuado y, más importante, seguro.

Es necesario que traslademos la mayor parte de nuestro consumo de electricidad a las horas solares para obtener precios de la energía competitivos y para facilitar la operación de un sistema en el que los comercializadores independientes, tenemos mucho que aportar en nuestro rol de agentes de mercado, pues debemos cumplir con la necesidad de los generadores de obtener el rendimiento óptimo de la energía que ofrecen en el mercado y la vez poder trasladar precios adecuados a los consumidores.

La carga de vehículo eléctrico en oficinas y entornos industriales tiene sentido porque combina muchas horas sin mover el vehículo con mejores infraestructuras de baja tensión, adecuadas para la instalación de puntos de recarga que, además, no requerirán excesiva potencia. Una buena forma de reducir el impacto medioambiental de los desplazamientos de sus trabajadores.

La demanda intensiva de energía desaparecerá de los horarios nocturnos o del fin de semana, para adecuarse más a la realidad natural y social del señor que trabaja por el día y duerme por la noche y que destina al ocio los fines de semana, y la digitalización de las redes y la inteligencia artificial de los dispositivos conectados a éstas, gestionarán de una manera activa la demanda para absorber los excesos/déficits de generación renovable.

Todos los cambios se suceden a gran velocidad en un entorno tan interconectado como el europeo y seguramente nadie esté tan preparado como nuestro sistema ibérico para la adaptación a la nueva realidad. Nuevamente tenemos la oportunidad de liderar el cambio y escribir el futuro.

La gravedad de la guerra ha agudizado los sentidos de Europa y las prisas con las que nos desenvolvemos hacia la electrificación, requiere reformas en el mercado de la electricidad para ajustarnos a la realidad que se avecina

La termosolar europea se concentra en Almería

Hasta tres españoles estarán al frente de EU-Solaris, infraestructura científica europea enfocada en la investigación en energía solar de concentración, que ya tiene su sede en la Plataforma Solar de Almería (PSA). Ana Aricha será la presidenta, en representación del Ministerio de Ciencia e Innovación; y Manuel Blanco, será su vicepresidente, en representación del Instituto Aeroespacial de Alemania (DLR, por sus siglas en alemán); y Diego Martínez, investigador de la PSA, será su director. Participan en EU-Solaris, aparte de España, Alemania, Chipre y Francia, mientras que Portugal es país observador. Durante la primera asamblea general de EU-Solaris, que ha tenido lugar este mes de enero, y además de los nombramientos, se han aprobado los estatutos y reglamentos de esta infraestructura, así como el presupuesto y el plan de trabajo para este año 2023.

EU-Solaris pretende ser la infraestructura europea de referencia en el desarrollo tecnológico de la energía solar de concentración y electricidad solar térmica, así como de sus aplicaciones como la producción eléctrica, la química solar, la termoquímica (incluyendo la producción de hidrógeno verde), el desarrollo de nuevos materiales, la desalinización de agua, el almacenamiento energético y el calor para procesos industriales, entre otros. La PSA es el nodo central de EU-Solaris. Participan en esta infraestructura así mismo el Laboratorio de Procesos, Materiales y Energía Solar de Francia (Promes), el instituto Pentakomo de Chipre, el Laboratorio Nacional de Energía y Geología de Portugal y el Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (que es la agencia aeroespacial, DLR, de Alemania).

Más información:

→ eu-solaris.eu



Industry-leading PV & ESS integration

VISIT US AT GENERA
HALL 8, BOOTH 8D10



www.risenenergy.com

■ InterOpera, el proyecto eólico marino europeo más ambicioso de la década

Coordinado por el instituto francés SuperGrid, el proyecto InterOpera está siendo impulsado por una veintena de actores del sector, entre ellos, las empresas públicas Ørsted (Dinamarca), Vattenfall (Suecia) y Equinor (Noruega). El objetivo de InterOpera es desarrollar soluciones HDVC para la futura red de evacuación de electricidad de los parques eólicos marinos del norte del continente. Europa quiere instalar alrededor de 450 gigavatios de potencia eólica marina de aquí a 2050. Ahora mismo hay unos 28 gigas instalados en aguas territoriales europeas.

La UE y el sector eólico europeo acaban de lanzar el proyecto InterOpera, cuyo objetivo no es otro (grosso modo) que fijar las normas y patrones por los que se habrá de regir la futura red eléctrica marina a la que se van a conectar los parques eólicos que van a crecer a lo largo de los próximos años frente a las costas del Viejo Continente. Lo que quiere la Unión es que toda la electricidad que produzcan mar adentro todos esos parques eólicos fluya por una red HDVC (*high voltage direct current*, corriente directa de alto voltaje). Estas redes, ideadas por ABB a mediados de los años cincuenta, sirven para transportar energía en grandes cantidades a través de largas distancias y para interconectar sistemas de energía diferentes donde los métodos de conexión convencionales de CA (corriente alterna) no son posibles. Pues bien, lo que la Unión Europea quiere es que la futura red HDVC eólica marina sirva para transportar mucha energía desde muy lejos, sí, pero también quiere una red HDVC que haga posible, que facilite al máximo, el

intercambio de electricidad entre parques marinos y/o islas energéticas, y entre redes y/o países distintos.

Porque los números eólicos marinos que vienen son formidables y hay que adelantarse a lo por venir. Según la asociación sectorial eólica europea, WindEurope, Europa quiere instalar alrededor de 450 GW de potencia eólica marina de aquí a 2050. La ambición es extraordinaria en términos absolutos (estamos hablando de más potencia eólica marina en esa fecha que la potencia nuclear que hay instalada ahora mismo en todo el mundo, 389 GW), pero la ambición también es extraordinaria en términos relativos: a día de hoy no hay ni 30 GW de potencia eólica en el mar (en aguas territoriales europeas).

En el futuro, además, los parques eólicos marinos –apuntan desde WindEurope– no solo transmitirán electricidad directamente al continente, sino que serán en sí mismos interconectores entre países.

Ahora mismo Europa solo tiene un parque de este tipo, Kriegers Flak, que conecta Dinamarca y Alemania. Pero por el camino vienen –ya han sido anunciados– numerosos proyectos eólicos marinos que van a conectar por ejemplo Países Bajos y Reino Unido; Bélgica y Reino Unido; Dinamarca y Alemania; Dinamarca y Bélgica; o Estonia y Lituania.

ISLAS ENERGÉTICAS

Tres de estos proyectos estarán en islas energéticas, por las que pasará la electricidad generada por parques eólicos marinos circundantes y que luego será distribuida más allá. Las islas energéticas –explican desde WindEurope– podrían también servir como almacenes de electricidad o para la producción de hidrógeno renovable.

La Isla Princesa Isabel (Princess Elisabeth Island), en el mar del Norte, agrupará hasta 3,5 GW de capacidad eólica marina

y podría tener interconectores con el Reino Unido y Dinamarca.

Dinamarca tiene planes para dos islas energéticas, una isla artificial en el mar del Norte y otra en el mar Báltico, la Isla Bornholm. La isla del mar del Norte podría “crecer” hasta más allá de los 10 GW (el equivalente a diez centrales nucleares). Bornholm alojará entre dos y tres gigavatios de potencia eólica marina y será conectada a Dinamarca y Alemania.

Pues bien, el transporte de electricidad está llamado así a desempeñar un rol clave en todos esos proyectos. Y el sistema más eficiente para transportar electricidad desde los parques eólicos marinos –apuntan desde la patronal eólica europea– es vía HDVC. ¿Y qué pretende el proyecto InterOpera? Asegurar que todas las soluciones HDVC, sean del proveedor que sean, puedan trabajar conjuntamente sin incidencia alguna.

InterOpera está cofinanciado por la UE (con 50 millones de euros) y los más de 20 socios que congrega (con otros 19 millones de euros). WindEurope liderará la comunicación del proyecto y la diseminación de los resultados.

Van a participar en InterOpera hasta 8 operadores de sistemas de transporte eléctrico, 3 desarrolladores de parques eólicos marinos, 4 fabricantes de equipamiento HDVC, 2 fabricantes de turbinas eólicas, 2 asociaciones sectoriales, 2 universidades y un coordinador de todo ello, el instituto de investigación e innovación francés SuperGrid.

El proyecto, que acaba de emprender su periplo (la reunión de lanzamiento tuvo lugar a mediados de enero en Lión, Francia), declara como su principal objetivo hacer compatibles e interoperables todos los futuros sistemas y soluciones HDVC, es decir, que sea cual sea el fabricante, y sea cual sea la tecnología, todos sean capaces de interactuar perfectamente y operar de manera conjunta.

El proyecto –explican desde WindEurope– no versa solo sobre el desarrollo de especificaciones técnicas, sino que también pretende alumbrar acuerdos sobre los marcos de suministro, comercialización, legislación y regulación que deben facilitar la licitación de proyectos, la ejecución de obras y la operación a gran escala de las redes multiterminales, multiproveedor y multipropósito HDVC del horizonte 2030. ■





Serie ES G2

3-6kW | Monofásico | 2 MPPTs | Híbrido (LV)



Serie Lynx Home U

Batería de bajo voltaje | 5,4kWh – 32,4kWh

ENERGÍA CUANDO LA NECESITAS

Probablemente, la gama de híbridos más amplia del mercado



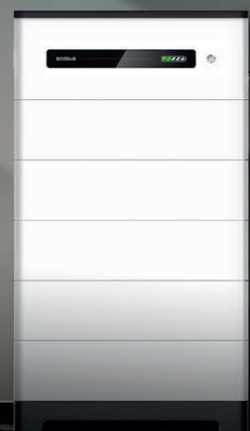
Serie ET PLUS+


5-10Kw | Trifásico | Híbrido (HV)



Serie Lynx Home F PLUS+

Batería de alto voltaje | 6,6 kWh-16,4 kWh



Ven a visitarnos a nuestro stand de  **genera** en el pabellón @8-04A del 21 al 23 de febrero de 2023



■ Ya está aquí el mapa de comunidades energéticas de España

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) acaba de publicar en su página oficial (lo hizo el pasado 25 de enero) la primera fase del mapa de comunidades energéticas. El mapa (o visor) ha abierto página con un primer bloque de 43 proyectos de comunidades energéticas que han recibido ayudas del programa CE Implementa 01 y 02 si bien, al cierre de esta edición, había alcanzado ya los 51 proyectos. En los próximos días –ha anunciado el IDAE– se irá ampliando la información para que albergue los 73 proyectos de comunidades energéticas (CEs) seleccionados en los programas CE Implementa 01 y 02.

Según el Ministerio, este mapa/visor muestra de forma sencilla la información sobre los proyectos de comunidades energéticas del programa CE Implementa, y

además (1) permite acceder a la información de las estadísticas a nivel municipal, provincial, autonómico y local; (2) facilita herramientas a los actores del sector para crear otras propuestas de valor a partir de la información publicada; y (3) visibiliza a las comunidades energéticas para convertirlas en potenciales puntos de contacto y fuentes de inspiración para la formación de potenciales comunidades futuras.

El IDAE ya ha publicado cuatro convocatorias del programa CE Implementa para apoyar proyectos piloto singulares de CEs. En las dos primeras, ya resueltas, se han otorgado ayudas por valor de 40 millones de euros, (M€) a 73 comunidades energéticas, que han movilizado más de 90 M€ de



inversión y a más de 95.000 socios. Las dos últimas, con otros 40 millones de euros en ayudas, siguen abiertas y cerrarán su plazo de solicitud el próximo 13 de febrero.

■ Más información:

→ idae.es

■ El Gobierno inyecta 240 millones de euros al impulso de las energías marinas

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico publicó hace unas semanas la primera convocatoria de ayudas del pionero Programa RenMarinas Demos. ¿Objetivo de este innovador programa? Impulsar (1) los bancos de ensayo (áreas marinas donde puedan ser probados los dispositivos de aprovechamiento de las energías renovables oceánicas) y (2) el desarrollo de prototipos demostradores (de eólica marina, fotovoltaica flotante, de las olas, las corrientes, etcétera).

El Programa RenMarinas Demos (que está dividido en cuatro subprogramas) tendrá una dotación de 240 millones de euros, que serán gestionados por el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), y pretende impulsar la creación de plataformas de ensayos, demostradores tecnológicos y proyectos mixtos. El programa forma parte del Proyecto Estratégico para la Recuperación y Transformación Económicas de Energías Renovables, Hidrógeno Renovable y Almacenamiento (ERHA). Este proyecto estratégico (ERHA) tiene por objetivo “situar a España como referente en energías renovables de nueva generación”. La línea de ayudas que vehicula pretende fomentar ese liderazgo “y reforzar la I+D+i para el mejor aprovechamiento de los recursos naturales marinos, permitiendo probar en

España soluciones innovadoras asociadas a las energías renovables marinas”.

El primero de los subprogramas, dotado con 90 millones de euros, se destina “exclusivamente a organismos de investigación para la ampliación de las plataformas de ensayo existentes o la creación de nuevas infraestructuras de experimentación de tecnologías renovables marinas”. El subprograma 2, con 60 millones, subvencionará proyectos de las mismas características, pero “desarrollados por empresas, consorcios o agrupaciones empresariales”. Se trata, en ambos supuestos, de incentivar la creación de infraestructuras destinadas al ensayo, la demostración y validación de prototipos, dispositivos innovadores o proyectos precomerciales de tecnologías renovables marinas en condiciones reales de operación dentro del dominio público marítimo-terrestre nacional y de las aguas de servicio portuarias españolas.

Estas actuaciones implican tanto la puesta en marcha de nuevas infraestructuras de ensayos dentro o fuera de las infraestructuras portuarias, como la adaptación y/o refuerzo de infraestructuras existentes para ensayos renovables marinos.

PROTOTIPOS

El subprograma 3 dedicará 45 millones de euros al desarrollo de demostradores tecnológicos, es decir, a los propios prototipos y

soluciones tecnológicas vinculadas a energía eólica marina –tanto flotante como de cimentación fija–, energía de las olas, de las corrientes, solar fotovoltaica flotante e híbridos tecnológicos de las anteriores. Este subprograma apoyará los “proyectos de carácter innovador de los desarrolladores tecnológicos en el sector de las renovables marinas, para que puedan implantar y validar sus modelos experimentales en las plataformas de ensayo reforzadas o de nueva creación en las costas y aguas españolas”.

La cuarta línea del Programa dispone de otros 45 millones de euros “para proyectos conjuntos de plataformas de ensayos y demostradores tecnológicos renovables marinos cuando ambos se desarrollen en una misma actuación y emplazamiento marino”.

Las ayudas se otorgarán en régimen de concurrencia competitiva y se instrumentarán como una “subvención a fondo perdido” que el IDAE podrá adelantar al beneficiario. Dado el carácter incentivador de las ayudas, solo se admitirán proyectos cuya ejecución no se haya iniciado con anterioridad a la solicitud de la ayuda. Los proyectos deberán estar finalizados antes del 15 de enero de 2026 y tendrán que respetar el principio de “no causar un daño significativo” al medio ambiente.

■ Más información:

→ idae.es



LONGi

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 incumplimiento de las directivas europeas y el triunfo de las renovables especulativas

Coincidencia paradójica la del emplazamiento de la Comisión Europea a España por el incumplimiento de la Directiva (UE) 2018/2001, de energías renovables, y el fin del plazo de tramitación de las declaraciones de impacto ambiental (DIA) de cientos de proyectos eólicos y fotovoltaicos para no perder los permisos de conexión. Cualquiera que repase el BOE comprobará que se trata de la apoteosis de las instalaciones renovables a gran escala conectadas a la red eléctrica centralizada y sin vinculación a ningún estudio de demanda.

Javier García Brevia

ACCELERAR LAS RENOVABLES PARA LOS GRANDES PROYECTOS Y GRANDES ACTORES

En diciembre, la Comisión Europea aprobó el Reglamento (UE) 2022/2577, para acelerar el despliegue de energías renovables, como respuesta al impacto energético de la invasión de Ucrania por Rusia. El reglamento establece “la presunción de que los proyectos de energías renovables son de interés

público superior a efectos de la legislación medioambiental” y se les podrá eximir de la evaluación de impacto ambiental. España trasladó simultáneamente este criterio al RDL 20/2022. Este fraude de las normas europeas y nacionales, que permite incumplir sus propias normas, ha provocado que en los dos últimos meses las operaciones corporativas de compra venta de activos renovables se hayan disparado en España hasta alcanzar los 10.000 millones de euros mediante alianzas de grandes empresas, eléctricas, petroleras, bancos y fondos de inversión.

Los proyectos renovables atascados en la DIA se han desatascado en semanas y cerca de 60 GW de nuevas instalaciones renovables se unirán a los 145 GW autorizados en los últimos cuatro años. Ante estas cifras, el éxito de 2,5 GW de autoconsumo instalados en 2022, o los 5 GW acumulados, palidece por la gigantesca desproporción entre generación centralizada y distribuida; es un desequilibrio lógico si se tiene en cuenta que la planificación del PNIEC no establece objetivos de recursos energéticos distribuidos porque está orientado a las instalaciones renovables centralizadas a gran escala y no a las pequeñas instalaciones.

Tanta capacidad renovable no va a modificar el sistema energético ni va a suponer ventajas para los consumidores ya que se trata de un modelo especulativo y caro. Los principales protagonistas de la exuberancia inversora y de las operaciones corporativas son los grandes actores del “pool” eléctrico. Europa persigue este acelerón de las renovables para competir con las ayudas de más de 370.000 millones de dólares que la administración Biden ha aprobado para las renovables en EEUU; pero sin modificar el diseño del mercado eléctrico servirá de muy poco.

España incumple el articulado y el espíritu de la directiva de energías renovables

El incumplimiento por España de la Directiva (UE) 2018/2001 de renovables no se limita al articulado sino también a sus objetivos principales que se deberían haber traspuesto al ordenamiento jurídico en junio de 2021. En la misma situación están la Directiva (UE) 2018/844, de eficiencia energética de edificios, que finalizó el plazo de trasposición en marzo de 2020, y la Directiva (UE) 2019/944, del mercado interior de la electricidad, cuyo plazo finalizó en diciembre de 2020, ambas aún sin trasponer plenamente.

TRASPOSICIÓN

La trasposición parcial, incompleta, dispersa y fuera de plazo de las directivas europeas ha sido práctica habitual de todos los gobiernos. Se trata de un hecho grave ya que las directivas son normas jurídicas obligatorias que establecen derechos de ciudadanía para proteger a los consumidores facilitándoles el acceso a instrumentos de eficiencia energética que los transforman en consumidores activos, capaces de gestionar su oferta y demanda de energía.

El despliegue eficiente de las renovables que establece la Directiva (UE) 2018/2001 se fundamenta en la figura del consumidor activo con derecho a generar, almacenar, consumir y vender su propia energía renovable y participar, directamente o mediante agregador, en los mercados energéticos aprovechando las ventajas del autoconsumo y los contadores inteligentes.



Sigue en página 24...

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

victtron energy

teca
Elektronik

BYD

AMPERE
ENERGY

BeePlanet
factory

EXIDE
TECHNOLOGIES

BULTMEIER

ESDEC
INNOVATIVE MOUNTING SYSTEMS

SUNFER

Sölver

Tigo

VMC
vector motor control

STÄUBLI

HT
INSTRUMENTS

FLUKE

SALTOKI
e-solar



saltoki.com

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

Viene de página 22...

La definición del autoconsumidor de energías renovables articula toda la directiva y define el desarrollo de las renovables como instrumento para reducir la demanda energética y las emisiones mediante figuras como los autoconsumidores de forma compartida, las comunidades de energías renovables y los marcos facilitadores a nivel nacional, regional y local de estos nuevos derechos para contribuir a un nuevo diseño urbano mediante la integración de renovables en los edificios, la calefacción y refrigeración, y el transporte.

El desarrollo de las renovables que se establece apunta a un crecimiento de las instalaciones no tanto a gran escala sino como energía de proximidad a los centros de consumo, que es la mejor definición de la generación distribuida, y a la protección de las pequeñas instalaciones y la participación de pequeños actores y entes locales. Se describe así un modelo energético más vinculado a la economía local y productiva y a la gestión de la demanda que permite abrir la competencia a millones de consumidores y abaratar la electricidad.

Si el RDL 15/2018 supuso aire fresco para las renovables en España, el desarrollo a cuenta gotas del RD 244/2019, sobre autoconsumo, que mantiene barreras no incluidas en la directiva, más la descon-

fianza de los códigos de construcción en la incorporación de renovables en la edificación, incluida la recarga de vehículos eléctricos, y la falta de regulación sobre aplicaciones y contadores inteligentes, agregadores o comunidades ciudadanas de energía, han agravado el desequilibrio de nuestro sistema energético entre recursos energéticos centralizados y distribuidos, lo que genera riesgos y costes que solo pagan los consumidores debido a un mercado cerrado a la competencia.

CONSECUENCIAS DEL INCUMPLIMIENTO DE LAS DIRECTIVAS EUROPEAS

A pesar de que el Reglamento (UE) 2022/2577 pide acelerar también el autoconsumo y las comunidades locales de energía, lo único que se ha acelerado es la tramitación de las instalaciones a gran escala afectadas por la evaluación ambiental. El resultado ha de preocupar porque pone en cuestión los objetivos climáticos y la credibilidad de la Unión Europea y de sus Estados miembros.

No reconocer los derechos que las directivas europeas establecen para transformar a los consumidores en consumidores activos determina:

1. Que la planificación energética, como sucede en el PNIEC, no establezca objetivos de capacidad flexible para los recursos energéticos distribuidos, excluyendo la flexibili-

dad desde la demanda como garantía de seguridad energética.

2. No disponer de un marco facilitador del autoconsumo, individual y compartido, y de las comunidades energéticas locales hace que persistan las barreras para que los consumidores accedan a la energía más limpia y barata.

3. El retraso de España en la rehabilitación energética y el vehículo eléctrico tiene relación directa con el incumplimiento de la directiva de renovables, que tiene como primer objetivo su integración en la ordenación del territorio, la calefacción, refrigeración y el transporte.

4. El objetivo último de la directiva de renovables es la participación de los consumidores en los mercados energéticos para abrir la competencia. No dar pasos suficientes en esta dirección es seguramente el más grave de los incumplimientos.

5. Se prioriza el desarrollo de renovables especulativas, conectadas a la red centralizada, para futuras operaciones corporativas y se cierra el mercado a las pequeñas instalaciones, a los pequeños actores y entes locales.

Es un modelo de descarbonización y electrificación basado en la suposición de que toda la electricidad de la red será renovable, sin modificar el diseño de mercado. La razón económica se impone a la razón ecológica y la rentabilidad de los inversores al desarrollo local y el equilibrio territorial. El desequilibrio entre generación centralizada y distribuida elevará los costes del sistema eléctrico, los costes sociales y ambientales y los precios.

La Comisión Europea no ha sabido reaccionar frente a la competencia de EEUU y China. Sigue pensando antes en el interés de los monopolios energéticos nacionales que en un diseño de mercado cuyos fundamentos se establecieron hace un lustro en las directivas del “paquete de invierno”, con la regulación de los instrumentos inteligentes de eficiencia energética para la autosuficiencia energética de Europa. A ellos se deberían dirigir las inversiones del Fondo de Soberanía Europeo que se empezará a discutir este mes de febrero y no a seguir la secuencia de los ciclos inversores que marcan las grandes corporaciones energéticas. ■



The Sonnen logo, featuring a white circle with a dot inside, followed by the word "sonnen" in a white sans-serif font, all on a dark blue rectangular background.The EN logo, consisting of the letters "EN" in white on a small blue rectangular background.The genera logo, featuring a stylized orange sun icon followed by the word "genera" in a white sans-serif font.

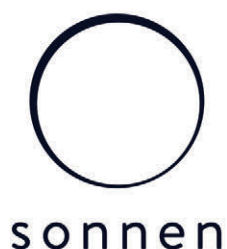
sonnen

Visítanos
pabellón 8
8D16
IFEMA

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**



P A N O R A M A

¿Cómo?

Es la pregunta por antonomasia del mundo renovable. Su potencial, su contribución y su función es una batalla ya ganada, pero su impacto continúa generando dudas y rechazos. Pedro Fresco, ex director de general de Transición Ecológica en la Generalitat Valenciana, y Fernando Prieto y Juan A. Avellaner, del Observatorio Sostenibilidad, reflexionan sobre el particular, en exclusiva, para Energías Renovables.

Celia García-Ceca

Ya en 2021, *Energías Renovables* llevó en la portada de noviembre el siguiente titular: “Fotovoltaica y biodiversidad, de la mano mucho mejor”. El debate existía en ese momento, y el debate sigue existiendo ahora, algunos meses después. El binomio fotovoltaica y biodiversidad marca agenda, genera debate e incluso jornadas y congresos para debatir sobre ello. En las próximas líneas hablaremos del nuevo informe de la consultora independiente de Estudios Medioambientales y Territoriales (EMAT), que ha estudiado y analizado, en colaboración con la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), el potencial de las instalaciones fotovoltaicas como hábitat para las especies silvestres, la incidencia de instalaciones en funcionamiento en la biodiversidad, la inquietud social y ambiental sobre la implantación de nuevos proyectos.

El *II Estudio biodiversidad en plantas solares fotovoltaicas* ha tomado como objeto de estudio un total de cuatro plantas fotovoltaicas (dos de reciente puesta en marcha y dos con más de 10 años de antigüedad) ubicadas en Trujillo (Cáceres), Puertollano (Ciudad Real), Mula (Murcia) y Totana (Murcia). Por ejemplo, uno de los resultados del estudio muestra que en la planta de Puertollano y de Totana (las más antiguas) hay más biodiversidad dentro de ella que fuera. “Las dos plantas con mayor presencia de especies singulares son de nuevo las más consolidadas por ser de más antigua instalación y las situadas en ambientes naturales más ricos y diversos”, añade el informe.

Las principales conclusiones del informe son:

- Una vez puesta en marcha una instalación fotovoltaica, su espacio resulta apto para la presencia de un buen número de especies de aves, de invertebrados y de otros vertebrados.
- Las plantas fotovoltaicas pueden albergar especies de interés facilitando un espacio seguro incluso para su reproducción y contribuyendo a su protección y conservación.
- La aptitud como refugio de fauna de las plantas fotovoltaicas se sustenta en la presencia de un hábitat dominante.

- Tranquilidad y ausencia de otros impactos derivadas de excluir las actividades agrarias intensivas, las cinegéticas u otras actividades recreativas del interior de los recintos.
- Rápido y positivo impacto en la biodiversidad al introducir variedad en los hábitats y en la vegetación, se dejan espacios libres de placas, se crean corredores ecológicos, o se instalan puntualmente cajas-nido o bebederos, así como charcas donde no las hubiera.
- Por lo general, si se ha escogido bien el emplazamiento, evitando afectar a los espacios de más valor y especies más sensibles, y se hace un adecuado mantenimiento, en las plantas fotovoltaicas se podrá establecer a medio plazo una biodiversidad de fauna incluso superior a la preexistente.

¿Cómo proteger la biodiversidad?

- En el amplio espacio de una instalación se pueden acometer medidas de mejora medioambiental que, sin afectar a la producción eléctrica, potencian cualidades que faciliten una mayor acogida de fauna y de biodiversidad en general.
- El espacio de la planta puede ser una fuente muy notable de recursos tróficos para las aves, como semillas e insectos, que se ven favorecidos por un control lo más tardío posible de la vegetación herbácea y por la correcta aplicación de medios mecánicos o del uso del ganado.
- Las mejoras destinadas a la biodiversidad que se pueden poner en práctica pasan, por ejemplo, por la protección y potenciación de los hábitats singulares y espacios de importancia para la fauna de los que ya disponga el terreno o el correcto manejo del control de la vegetación.

Santiago Martín Barajas, el director de Emat, fue el encargado de presentar el estudio en una jornada celebrada en Madrid y organizada por UNEF, donde destacaba, a modo de resumen, las características que tiene que tener una planta fotovoltaica en cuanto a la biodiversidad. Martín señalaba que la agricultura y la caza son dos actividades humanas muy impactantes que no se pueden llevar a cabo, y que a mayor tamaño de la instalación, mejor para la biodiversidad. “Estamos creando reservas integrales donde pueden pasar años sin que se ponga el pie de una persona. Hay que apostar por esas medidas para mejorar la biodiversidad, que suelen ser baratas, y que suelen ser las mejores. Si llevamos a cabo estas actuaciones, las instalaciones fotovoltaicas pueden ser en pocos años auténticos refugios para la biodiversidad. Haciendo bien las cosas, que no es más caro que hacerlas mal, podemos tener plantas que sean el refugio y la tabla de salvación de varias especies. Todos los estudios coinciden: una gestión adecuada favorece la biodiversidad”, concluía Barajas. ■



■ Renovables sí, y así sí

Pedro Fresco *Ex director de general de Transición Ecológica en la Generalitat Valenciana*

Una de mis principales preocupaciones como director general de Transición Ecológica en la Generalitat Valenciana fue intentar impulsar la implantación de energías renovables y, al mismo tiempo, reducir el rechazo de algunos proyectos en el territorio. El rechazo a la implantación de renovables es algo que ha ido creciendo con el paso de los años y por parte de algunos actores se ha llegado a hablar incluso de moratorias o prohibiciones casi generalizadas. Para mí esas pretensiones eran del todo inaceptables y representaban una irresponsabilidad histórica y climática evidente, así que había que llevar el debate al terreno de lo razonable: No se trataba de paralizar o limitar el desarrollo renovable, pretensión inadmisibles, sino de que este fuese responsable y excelente.

Encontramos la manera de promover estos desarrollos excelentes gracias a una figura creada por el Decreto-Ley 1/2022 del Consell de medidas urgentes en respuesta a la emergencia energética y económica por la guerra en Ucrania. Se trataba de una figura regulada en artículo 10 de ese mismo Decreto-Ley, que permitía declarar determinados proyectos renovables o ámbitos territoriales como actuaciones de prioridad energética. La figura de "prioridad energética" otorgaba ciertas ventajas a los proyectos, como la tramitación de urgencia, la compatibilidad territorial y urbanística o la exención de los umbrales máximos de ocupación de suelo no urbanizable común del municipio (algo extremadamente polémico en ese momento, aunque después la abogacía de la Generalitat suavizó su aplicación), y podía ser solicitada tanto por la



Consellera de Transición Ecológica como por el Conseller de Economía de forma discrecional, aunque debía ser en todo caso aprobado por la Consellera de Territorio y Urbanismo. Así que marcamos el objetivo: Aquellos proyectos que fuesen realmente excelentes y que destacasen por su menor impacto ambiental y su mayor impacto social positivo debían ser propuestos como prioritarios energéticos.



**Connecting
Strength**

Montaje flexible con TiltUp Vento

Muchas posibilidades con los ángulos de elevación de 20°, 25 y 30°, una amplia gama de disposiciones de módulos y varios tipos de anclaje al tejado





P A N O R A M A

El problema era cómo definir esa excelencia, cuestión nada sencilla. Para ello marcamos unos criterios de obligado cumplimiento y, de cumplirse, se procedería a un análisis de características de excelencia basado en ocho criterios puntuables. Si se obtenía una puntuación mínima en el análisis de esos criterios, habiendo cumplido previamente los puntos obligatorios, se procedería a pedir su declaración como proyecto de prioridad energética. No entramos a plantear esto por zonas porque lo que nos interesaba era la excelencia de los proyectos concretos.

Tres criterios obligatorios

Los criterios obligatorios eran tres. El primero, obligado por la propia definición de prioridad energética del Decreto-Ley 1/2022, que estuviesen en suelo no urbanizable común (no protegido). El segundo era que no estuviesen situados en zonas mapeadas como incompatibles por el Decreto-Ley 14/2020 que regulaba el procedimiento de autorización de estas instalaciones, algo lógico para no estar analizando proyectos que fuesen inviables. Y el tercero, que era el criterio obligatorio clave, es que el proyecto contase con una carta de apoyo del ayuntamiento o ayuntamientos de los municipios donde se quisiese instalar en la que respaldasen su declaración como prioritario energético.

Nosotros queríamos acabar con una práctica que, sin ser la habitual, si se estaba produciendo en algunos casos: promotores que no hablan con los ayuntamientos, enterándose estos cuando les llegaba la petición de compatibilidad urbanística. A los municipios hay que seducirlos, hay que escucharlos, y para eso se necesita ir de cara e intentar ganar su apoyo. Quien no lo hiciese así no podría ser considerado prioritario.

Pasado el filtro obligatorio, entraba la matriz de excelencia. Aquí era importante que los criterios fuesen claros, no interpretables y que fuesen fáciles de analizar por los trabajadores públicos. El análisis para ser prioritario energético no podía convertirse en otro procedimiento burocrático lentísimo, era importante ser ágil y rápido. En el proceso de definición de estos criterios se priorizó la simplicidad a la perfección. Para nada vale un procedimiento perfecto que es imposible de gestionar, y más en una dirección general como la que dirigía que no iba precisamente sobrada de personal.

Después de muchos análisis, redefiniciones y consultas, los criterios de esta matriz de excelencia fueron ocho, con puntuaciones distintas en función de la importancia que le otorgábamos. Eran estos:

- 1- Estar en zona de sensibilidad baja según el mapeo del ministerio: 20 puntos
- 2- Tener un certificado de excelencia de la planta: 10 puntos
- 3- Estar en municipios que consuman más que la generación renovable instalada en el término municipal (para buscar una mayor distribución territorial): 10 puntos
- 4- Que el promotor realice acciones de impacto climático positivo

(reforestaciones, promoción de proyectos de biomasa, de comunidades energéticas, instalación de autoconsumo o medidas de eficiencia en los edificios municipales, etc.): 20 puntos máximo (5 puntos por medida)

5- Acciones a favor de los regantes del municipio, para abaratar su coste energético: 10 puntos.

6- Participación local: Proyecto participado por los empadronados en la comarca, bien en el capital bien en la financiación: 20 puntos máximo (1 punto por cada 1% participado).

7- Sustitución de actividades nocivas para el medio ambiente: 10 puntos

8- Ocupación eficiente del terreno: Ocupación inferior a 1,5 ha/MW con estructura fija o 2 ha/MW con seguidor (10 puntos) y doble uso del suelo (10 puntos): Total 20 puntos

Para poder “aprobar” en la matriz de excelencia había que obtener 50 puntos si se era un proyecto fotovoltaico y 40 si era eólico (el criterio 8 era solo para fotovoltaica). En ese caso, se hubiese solicitado la consideración de prioritario energético en base al cumplimiento de criterios de excelencia marcados por la Conselleria de Transición Ecológica. Esta estructura, en la que estuvimos trabajando varios meses, fue autorizada por la Consellera Mireia Mollà el día antes de su cese. Hubiese sido anunciada a los medios la semana siguiente y publicada en el DOGV como resolución de la Consellera. El cese de la Consellera Mollà hizo imposible que se activase, pues el nuevo equipo dirigente no mostró ningún interés en el procedimiento.

Renovables con beneficios a los territorios

Si se analiza la propuesta se verá que tiene ciertos elementos comunes con los concursos de capacidad que quiere realizar el Ministerio para la Transición Ecológica, con criterios sociales que puntúen para obtener ese acceso a red. En el fondo el objetivo es el mismo: queremos desarrollos renovables que aporten beneficios a los territorios donde se implantan y que lo hagan con el menor impacto ambiental posible. Nosotros usamos la herramienta que teníamos a nivel autonómico, que eran los proyectos de prioridad energética y las ventajas que podíamos ofrecer, pero la idea de fondo es similar.

Nuestro procedimiento era incentivador, no prohibía otros desarrollos, sino que daba ventajas a aquellos que eran identificados como mejores. Hubiese servido para agilizar los mejores proyectos pero, sobre todo, para incentivar a los promotores a buscar el apoyo local, a ofrecer más beneficios a los municipios y a aplicar los mejores estándares. El procedimiento marcaba un camino de desarrollo responsable de las renovables. Y creo que hubiese funcionado.

En la administración, al igual que en otros ámbitos, hay muchos proyectos que no salen adelante. Es parte de la vida. Pero las ideas nunca caen en saco roto, siempre se aprende con ellas, siempre sirven para inspirar a otros. Existe un gran debate en España sobre el desarrollo de renovables de forma responsable y óptima, sobre cómo conseguir el apoyo del territorio y esta propuesta pretendía dar respuesta a esas inquietudes. No era la propuesta perfecta, ni mucho menos, era la propuesta que podíamos hacer con las limitaciones que teníamos, pero creo que iba en la dirección correcta, que huía de falsas soluciones y que apuntaba al foco de algunos de los problemas que tenemos.

Este gran debate es algo que debemos encarar en 2023. Tenemos que erradicar la tentación de las moratorias, las soluciones irreales y el retardismo funcional, y la mejor manera de hacerlo es llegar a un consenso sobre la necesidad de beneficios locales de los desarrollos renovables y la búsqueda de estándares de excelencia. Podemos y debemos hacerlo. Sirva esta propuesta, lamentablemente abortada, como mi modesta aportación a este gran debate, que tenemos que culminar cuanto antes y de forma satisfactoria para poder decir, finalmente, “Renovables sí, y así Sí”. ■



■ Renovables sostenibles: fotovoltaica

Fernando Prieto y Juan A. Avellaner *Autores principales del Observatorio Sostenibilidad*

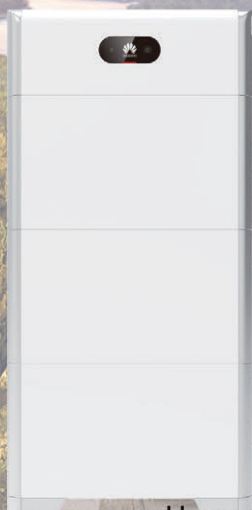
Renovable no es sinónimo de sostenible. Un escenario de sostenibilidad por supuesto implica que haya renovables, pero también el mantenimiento de variables como la producción de los ecosistemas agrarios, la conservación de las zonas forestales y de los procesos de los ecosistemas, la protección de los paisajes, y por supuesto el contar con la opinión de la población afectada, la lucha contra la desigualdad, el reparto de beneficios entre todos... Todo esto, y en la coyuntura actual de emergencia climática, hay que hacerlo de una forma rápida pero ordenada. Recuerden lo de “vísteme despacio que voy deprisa”, porque si no nos podemos encontrar con impactos irreversibles, paisajes destruidos y con impactos que van a ser muy caros de dismantelar una vez realizados. En esta encrucijada queremos más renovables, pero no el “far west”, es decir, que sea un proceso racional, ordenado y planificado que tenga en cuenta factores sociales ambientales y económicos. El desarrollo en los últimos años de las energías renovables, en general, ha tenido un fuerte debate en relación al impacto en los paisajes, en la biodiversidad y en cientos de comunidades en las que ha generado un importante rechazo hacia este

tipo de despliegue y, por ello, a las tecnologías, a pesar de que son claves para la descarbonización de la economía y para poder llegar al cada vez más lejano objetivo de no alcanzar los 1,5º C, con los resultados que ya sabemos.

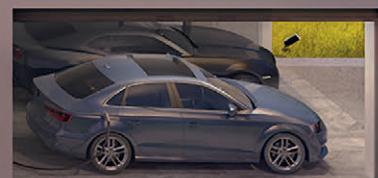
En las últimas semanas se han producido hechos contradictorios. El Decreto 2020/2022 ha eximido a estos proyectos de renovables –según la Asociación Española de Evaluación de Impacto Ambiental–, del trámite de evaluación de impacto ambiental, independientemente de su tamaño, obviando el más mínimo “Principio de Precaución”, de aplicación generalizada en todo el mundo civilizado desde la Cumbre de Río de 1992. En este sentido, un estudio reciente del Observatorio de Sostenibilidad para la Alianza Energía y Territorio (Aliente) señala que es posible el desarrollo de las renovables con un mínimo impacto ambiental asumible, y que esta línea debe de ser explorada y analizada conjuntamente por la Administración y la ciudadanía, en concreto. Se ha estimado que se puede situar hasta diez veces la producción fotovoltaica del plan nacional integrado de Energía y Clima (PNIEC) con un mínimo impacto ambiental implantándolos en zonas ya artificiales.



ENERGÍA INTELIGENTE PARA UNA VIDA MEJOR



Huawei Residential Smart PV Solution



Wattkraft Iberia





P A N O R A M A

Siguiendo en el estudio anterior, las placas se distribuirían en un 50% aproximadamente sobre suelos ya construidos e industriales, y el resto en zonas muy antropizadas y de escaso valor ambiental: minas de diferentes materiales, incluyendo carbón, que podrían contribuir con sus 42 gigavatios (GW); en zonas de invernaderos ya consolidados como los de Almería, donde podrían instalarse hasta 45 GW; infraestructuras viarias, autovías, autopistas, carreteras y vías de ferrocarril (como en Alemania), que podrían contribuir con otros 15 GW (y que podrían pagar parte de su mantenimiento); cubrimiento de canales e infraestructuras hidráulicas con 8,5 GW (que además podrían ayudar a la disminución de la evaporación); y los vertederos y escombreras, que podrían contribuir hasta con 3,5 GW. Y, esto sin contabilizar los tejados de fibrocemento, actualmente sin posibilidad de instalación por razones medioambientales, que podrían alcanzar los 15 GW. Además, se podrían añadir fachadas (con sistemas innovadores) y proyectos en algunos embalses, que previos estudios de impacto detallados, podrían aumentar estas capacidades de producción y reducir de una forma sustancial la evaporación.

En el informe referido se ha tenido muy en cuenta la biodiversidad. Así, se han dejado fuera del cómputo para el caso de zonas mineras, vertederos y escombreras todas las zonas de la Red Natura, zonas importantes para las aves, para los mamíferos y el total de Reservas de la Biosfera designados después de procesos de análisis y evaluación exhaustivos. Los cálculos de estas producciones se han realizado de una forma muy conservadora, por lo que podría considerarse que la generación de energía sería superior a la indicada.

Mínimo impacto en las zonas mineras

El caso más sencillo y paradigmático y donde se puede implementar ya de una forma masiva reside en las zonas mineras. Podemos ver los casos de minas de lignito en Alemania o de China. En España, en la zona de Andorra, en Teruel, ya se está implementando. En estas zonas y con un mínimo impacto se puede producir energía fotovoltaica de una forma intensiva y extraordinariamente factible. La localización de estas superficies, por supuesto, no eximiría de estudios de impacto ambiental más detallados. Adicionalmente, la sustitución de las centrales de carbón liberan potencia en las subestaciones y en las redes, reduciendo el impacto de la evacuación.

Pero es también muy importante el caso de la producción de energía en tejados y cubiertas, que se pueden aprovechar por pequeñas y

medianas empresas, por ciudadanos, por comunidades energéticas. Y aquí, la energía llega directamente a la gente, haciendo partícipe a una parte importante de la población en la producción y la gestión de la energía, fomentando el autoconsumo y la energía distribuida. Además, esos efectos energéticos, socio-económicos y culturales de importancia los va a generar el autoconsumo colectivo, modelo para integrar la generación y la eficiencia energética al posibilitar modelos de asunción de conciencia ambiental. Es posible, casi por primera vez en la historia, que esta revolución tecnológica revierta directamente en la mayoría de los ciudadanos, y no como hasta ahora solo en unas cuantas compañías.

Aquí también vemos que otros países nos llevan mucha ventaja. Por ejemplo, China acaba de alcanzar una potencia de 27 GW en tejados solares. En 2021 y de cara a 2023, se espera, por ejemplo, que muchos municipios hayan instalado paneles en el 50% de la superficie disponible en edificios gubernamentales. Alemania ya tiene 2 millones de tejados solares, el Reino Unido, 800.000, Italia 600.000, Australia ya se acerca a los 3 millones de viviendas, y California ya superó en 2019 el primer millón de tejados solares.

Superar las previsiones del PNIEC

Y aquí, en el “país del sol”, vamos con continuas demoras, con balances negativos para el productor, y burocracias rancias y legislaciones obsoletas. Solamente se alcanzan alrededor de 200.000, pero que ya pueden suponer unos nada despreciables 5,2 GW (casi el 5% de la potencia generadora en España). Este ritmo solo se ha acelerado en este último año, a pesar de que este Gobierno ya lleva casi 5 años de gestión. Si se mantiene el ritmo del 2022, se evitan trabas administrativas como las existentes a las comunidades energéticas, se permite el balance neto anual y se aceleran los trámites como las subvenciones y ayudas, se podría superar muy holgadamente las previsiones del PNIEC, que señala 39 GW fotovoltaicos para el 2030, cuando ya existen unos 19 GW. Es decir, faltarían unos 20 GW hasta el 2030. En este informe se proponen soluciones para estos 20 GW de forma que se puedan escoger entre las soluciones ofrecidas de menor impacto ambiental, máximo beneficio para la sociedad y menor coste económico.

Este informe se puede resumir con el hashtag #renovablesasi, intentando paliar conflictos que seguramente nunca se deberían haber producido de instalación de renovables contra el criterio de los ciudadanos, con el enorme trabajo de comunidad a comunidad realizado por Aliante. Finalmente, hay que recordar que un mayor desarrollo de fotovoltaica permitirá que los proyectos eólicos más cuestionados por la sociedad y los de mayor impacto ambiental y sobre la biodiversidad sean revisados y supervisados. Y refleja una fórmula ganadora donde toda la sociedad se beneficia: los ciudadanos, participando de esta revolución solar mediante comunidades energéticas o en sus propios tejados; los ecosistemas, los paisajes y la biodiversidad; y las zonas agrarias y forestales donde el impacto sería marginal.

¿Por qué nos empeñamos en seguir ocupando zonas valiosas y productivas como las agrarias o forestales o de interés para la conservación y la recuperación agrícola cuando hay alternativas en espacios con menor valor ecológico? ¿Por qué no facilitamos los trámites de las comunidades energéticas y de la instalación en las ciudades y zonas urbanas, aparcamientos, polideportivos, estaciones de tren, etc.. en vez de ocupar ecosistemas valiosos? Porque no buscamos los acuerdos con la población en vez de la judicialización de los procesos? Iniciemos el camino de las renovables sostenibles. No hay otra opción. ■





SUNOVA SOLAR

Leading one-stop PV Supplier

Energía rentable para tu negocio

Visítanos en



 **Febrero 21-23**

 **Ifema**

Stand

10D05

**Make
it
Happen**

www.sunova-solar.com





P A N O R A M A

Renovables en América Latina: los 12 notables

De los 20 países del mundo con más de un 70% de energías renovables en su matriz energética, una docena de ellos están en Latinoamérica y el Caribe. Son Paraguay, Costa Rica, Ecuador, Uruguay, El Salvador, Panamá, Colombia, Venezuela, Brasil, Belice, Nicaragua y Guatemala. El viento y el sol, pero sobre todo el agua, son los artífices de este logro, ceñido, fundamentalmente, a la generación de electricidad.

Pepa Mosquera

Los datos los aporta la Organización Latinoamericana de la Energía (Olade) en su informe de 2022.



Paraguay

Paraguay, un país pequeño en comparación con las naciones que lo rodean (406.752 Km², 100.000 menos que España y solo 6,7 millones de habitantes), pero muy rico en recursos hídricos, ha logrado, gracias a esa abundancia de agua, convertirse en pionero en el mundo en conseguir una generación eléctrica cien por cien renovable. La producen, principalmente, la central eléctrica de Itaipú, que cuenta con 20 generadores, con una capacidad nominal de 700 MW cada uno y, en menor medida las centrales de Yaciretá, de 1.600 MW de potencia, y Acaray, que añade otros 200 MW. Gracias a ello, y a las mejoras realizadas en el sistema eléctrico nacional, el país ha podido desconectarse totalmente de la generación de electricidad con energía térmica.

El Plan Maestro de Generación 2021-2040 indica que la capacidad instalada actualmente en gran hidráulica permite a Paraguay cubrir con esta fuente sus necesidades eléctricas hasta el año 2030. Los grandes emprendimientos en marcha, como el proyecto Corpus, (3.200 MW), Itá Cora-Itati (1.700 MW), Aña Cuá (270 MW), todos binacionales con Argentina sobre el río Paraná, añadirían otros 9.000 MW, a los que podrían sumarse algo más de 872 MW en minihidráulica.

Si hablamos de generación bruta de energía, la oferta es, también, en principio, predominantemente renovable ya que Paraguay atiende con hidroenergía un 40% de ella y un 36% con biomasa, mientras que el 24% restante la aportan derivados de petróleo, en este caso totalmente importados. Sin embargo, su consumo final de energía está lejos de ser sostenible, no solo por la participación de fuentes fósiles sino por el origen y la forma en que se consume la biomasa; fundamentalmente, leña y carbón vegetal en las zonas rurales y periurbanas, tanto en los hogares como en las pequeñas industrias, pese al elevado nivel de deforestación que afecta al país.

Con la finalidad de revertir esta situación, el gobierno presentó recientemente su ruta de hidrógeno verde (H2V), teniendo como foco principal el sector transporte. El documento contempla proyectos piloto para la producción de H2V en tres ciudades del país, la mayor con capacidad de 200 kg de H2V por día, y otras dos con capacidad de 60 kg por día.

Más información:

→ <https://www.ande.gov.py/generacion.php>



Costa Rica

En Costa Rica, la electricidad viene también del agua, junto con la obtenida del viento, el sol y los volcanes. Todos estos recursos se encuentran en su propio territorio y han permitido al país centroamericano tener una matriz limpia y sortear el actual incremento en los precios internacionales del petróleo. En 2021, Costa Rica generó nada menos que el 99,91% de su electricidad mediante fuentes renovables, mientras que en el primer semestre del 2022 esa participación fue del 98,58%, según datos del Centro Nacional de Control de Electricidad (CENCE).

La apuesta de Costa Rica por la hidroelectricidad viene de lejos, en concreto de finales del siglo XIX, cuando se utilizó este recurso para iluminar San José, la capital del país, en sustitución de las lámparas de queroseno del alumbrado público. Ahora, en un año promedio, el 67% de la matriz energética costarricense corresponde a hidroelectricidad, mientras que el restante 33% se logra mediante geotermia, biomasa (principalmente bagazo de caña), eólica y solar. Si nos atenemos a los datos de 2021, el agua fue la principal fuente energética, con el 73,39%, seguida de la geotermia con el 13,84%, el viento con el 12,12%, y la biomasa y el sol con el 0,63%.

Costa Rica cuenta, además, con hoja de ruta para desarrollar la eólica marina, lo que podría convertir al país en pionero en Centroamérica el uso de este recurso. El potencial técnico se ha establecido en de 14 GW, cerca de 1 GW de en fondo fijo y 13 GW en marina flotante.

En Costa Rica (y en otros países latinoamericanos), las energías renovables están jugando, además, un importante papel en el desarrollo rural, a través de la creación de cooperativas y empresas municipales que, en un principio, buscaban autoabastecerse pero terminaron llevando electricidad a las zonas rurales, permitiendo, así, mejorar la operatividad de centros de salud, colegios o el acceso a internet en lugares aislados de la red. La Cámara de Empresas de Distribución de Energía y Telecomunicaciones (CEDET), fundada en el año 2014, es un buen ejemplo de ello. En la actualidad, la conforman dos empresas municipales y cinco cooperativas que brindan electricidad a más de un millón de costarricenses gracias a la operación de 21 centrales hidroeléctricas, dos centrales solares y tres parques eólicos.

Más información:

→ <https://apps.grupoice.com/CenceWeb/>



Ecuador

El agua es, igualmente, un elemento clave en Ecuador. En 2021, el 93,2% de la electricidad generada en este país fue renovable

gracias, principalmente, a la operación continua de centrales hidroeléctricas como Coca Codo Sinclair (1.500 MW de potencia instalada), Paute (1.100 MW, Sopladora (487 MW), Minas San Francisco (270 MW) y Delsitanisagua (180 MW), entre otras.

Le eólica y la energía solar, junto con la geotérmica y la biomasa, son otros recursos presentes en Ecuador, aunque su participación es aún minoritaria (en torno al 1% del *mix*). Para multiplicar su participación, la administración está implementando un marco legal asentado en la seguridad jurídica y en procesos públicos transparentes, según afirma. Estos procesos incluyen mecanismos de alianzas público-privadas, regulaciones previsibles y simplificadas, esquemas tarifarios favorables e incentivos al sector privado.

Un ejemplo de ello es la implementación de un Bloque de Energías Renovables No Convencionales de 500 megavatios, al que en noviembre pasado habían presentado ofertas una decena de empresas de diferentes partes del mundo (españolas, entre ellas), que ayudarán a elevar la participación de las energías limpias en el *mix* ecuatoriano del 3% actual al 15% en los próximos años.

Como en el caso de Paraguay, en Ecuador la generación de energía primaria es, de momento, muy poco sostenible. De hecho, el petróleo supone el 88% frente al 4% que representa la hidráulica. Para más inri, la Amazonia ecuatoriana alberga el mayor volumen de reservas de estos recursos, ya que en ella se localizan el 99% del petróleo del país y el 100% de las arenas saturadas de petróleo pesado y asfalto. Su extracción en uno de los ecosistemas más importantes de la Tierra es un problema ambiental de primer orden, que podría evitarse con la colaboración económica internacional para ayudar al país a preservar sin tocar estas reservas de petróleo. Hasta ahora, los intentos hechos en esta dirección han resultado fallidos.

Más información:

→ <https://www.recursosyenergia.gob.ec/>



Uruguay

En Uruguay, lo que en un momento supuso un contratiempo ha pasado a ser una ventaja. Casi sin combustibles fósiles en su territorio, Uruguay logró hace ya una década transformar completamente su generación de electricidad y en la actualidad, cerca del 98% de ella proviene de fuentes renovables, principalmente hidroeléctrica, solar y eólica. El aporte de la energía del viento, con 49 parques eólicos y una capacidad de 1.600 MW a finales de 2021, ubica al país sudamericano como uno de los líderes de la región en esta tecnología. En solar fotovoltaica tenía instalados en esa misma fecha 260 MW.

La primera etapa de la transformación de la matriz energética uruguaya se sustentó en un modelo de colaboración público-privada, en la que el sector público jugó un rol de coordinador del sistema y administrador del esquema de subastas, generando certezas a los inversores nacionales e internacionales. La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) ha destacado este modelo de promoción y estímulo de Uruguay, e incluye los llamamientos realizados por la Administración Nacional de Usinas y Trasmisiones Eléctricas (UTE) como ejemplos a seguir en su guía para el diseño de subastas.

Todo ello ha conducido a que Uruguay sea actualmente el segundo país del mundo con mayor participación de energías renovables variables según el informe REN21 del año 2021. Ahora, con el compromiso de alcanzar la neutralidad en carbono en 2050, está inmerso en la “segunda transición energética” mediante la total descarbonización de su consumo de energía, todavía dependiente del petróleo en el sector del transporte.



La presa de Itaipú, entre Brasil y Paraguay, es la segunda represa hidroeléctrica más grande del mundo. América Latina genera el 25% de su energía a partir de energías renovables, en gran parte a partir del uso de la energía hidroeléctrica.

Aquí aparece la movilidad eléctrica y el hidrógeno verde como grandes aliados. De momento, más de 1.500 vehículos eléctricos recorren las carreteras de los casi 175 000 kilómetros cuadrados del país, entre autobuses, taxis y coches particulares. UTE ha desarrollado una red de 150 cargadores eléctricos que abarca todo el territorio nacional, la cual se complementa con redes de carga privadas.

Más información:

→ www.uruguayxxi.gub.uy



El Salvador

El Salvador es otro país que recurre cada vez más a las fuentes de energía verde, como la hidroeléctrica, la biomasa, la solar fotovoltaica y la geotérmica. La nueva política energética 2020 - 2050 de la Administración central tiene como principal objetivo reducir las tarifas eléctricas, dando prioridad a las energías limpias frente a la importación de combustibles fósiles (En 2019, más de dos tercios del suministro total de energía del país procedía todavía de fuentes fósiles) y facilitando la eliminación paulatina de los subsidios a la electricidad.

La promoción y producción con energía geotérmica es una de las áreas en las que está trabajando especialmente. A pesar de contar con una larga tradición en el uso del calor de la tierra, su desarrollo ha sido bastante lento en los últimos años, con un número limitado de nuevos proyectos puestos en marcha. En la actualidad, esta fuente representa el 25% del consumo energético en El Salvador, cuando podría soportar el 35% del *mix* a medio plazo, según datos oficiales.

En la cesta de energías renovables del país, la solar fotovoltaica supone entre el 6% y el 7% y la energía hidroeléctrica hasta el 62% durante la temporada de lluvias. La Superintendencia General de Electricidad y Telecomunicaciones (SIGET) salvadoreña prevé impulsar nuevos proyectos de energía solar por 300 MW en distintos puntos del país para que estén operativos en 2025. En geotermia planifica dos proyectos que totalizan 45 MW (Chinameca, de 25 MW) y San Vicente, de 20 MW) que podrían estar listos para 2027.

La energía generada por estas instalaciones se va a destinar, fundamentalmente, a alimentar las minas de criptomonedas en El Salvador, una actividad que cuenta con el total respaldo del presidente del país, Nayib Bukele.

Más información:

→ www.siget.gob.sv/



Parque eólico Guajira 1, de Isagen, en Colombia



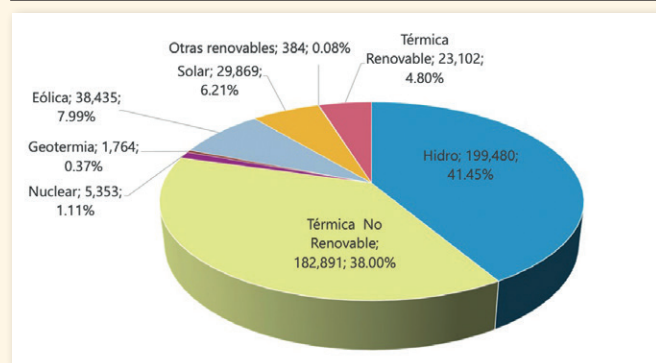
Panamá

Panamá ha llegado a cubrir con fuentes renovables el 97% de la electricidad en algunos periodos de 2022, según datos de la Autoridad Nacional de los Servicios Públicos (ASEP). En concreto, un 91,09% con hidráulica y otro 5,82% con solar fotovoltaica y eólica. A lo largo de 2021, el porcentaje de generación con renovables fue del 84%, de acuerdo con la Organización Latinoamericana de Energía (Olade).

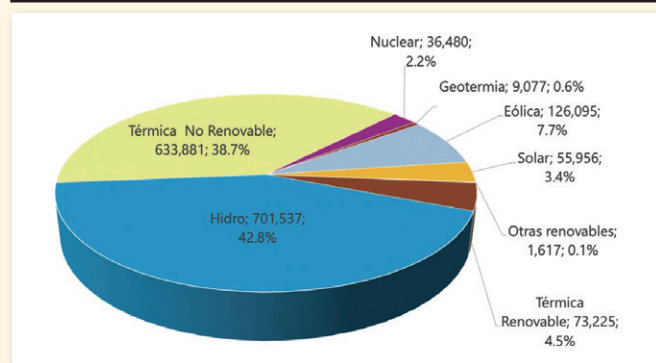
Estos ratios evidencian que la matriz energética de Panamá camina en la buena dirección, lo que resulta muy elogiado en un país que tiene un mercado eléctrico relativamente joven, carente de regulación estatal hasta la entrada en vigor en 1999 de la Ley de Prestación del Servicio Público de Electricidad. Un par de décadas después, en 2020, el gobierno daba otro paso importante al aprobar las líneas estratégicas de la Agenda de Transición Energética.

Actualmente, la oferta de electricidad en Panamá proviene del agua, el sol y el viento y, en menor proporción, de plantas térmicas y energía importada. Según cifras de la Contraloría General, las renovables lideran la matriz energética con una oferta acumulada hasta septiembre pasado de 6.740.923 kWh (kilovatio hora), en compara-

Capacidad instalada para generación eléctrica en ALC, América Latina y Caribe (MW; %) 2021



Generación eléctrica ALC por fuente (GWh; %) 2021



ción con los 1.616.905 kWh que generan las plantas térmicas. Del total generado con renovables, la hidráulica aportó 5.728.023 kWh, la solar 540.675 kWh y la eólica 472.225 kWh. Otros 220.466 kWh se importaron y 148.097 kWh corresponden a autogeneración.

“Panamá tiene importantes oportunidades en el ámbito de las energías renovables”, decía el pasado 8 de septiembre el director ejecutivo de la Agencia Internacional de Energías Renovables, Francesco La Camera, al visitar el parque eólico y la planta fotovoltaica Penonomé. Expertos del mercado energético panameño advierten, no obstante, que el país tiene que realizar un avance mucho mayor en eficiencia energética y en conexiones eléctricas, sus asignaturas pendientes.

Más información:

→ www.asep.gob.pa

Hacia un 70% renovable en 2030

Renewables in Latin America and the Caribbean, RELAC, es una iniciativa suscrita hasta el momento por 15 países del área, comprometidos a que para 2030 el 70% de su consumo de energía eléctrica venga de energías renovables. Una meta que algunos ya han alcanzado gracias a la gran hidráulica.

En otras tecnologías se puede avanzar mucho más. La mayoría de los países de esta zona del mundo tienen una alta riqueza en radiación solar, (por ejemplo, Chile, Perú, México y Argentina tienen promedios diarios que superan los 4,5 kilovatio hora), y el recurso eólico no le anda a la zaga. El potencial en geotérmica y en bioenergía es, igualmente, notable.

La inversión en estas tecnologías y su aprovechamiento han conducido a que a finales de 2021 la capacidad instalada de energía renovable en América Latina y el Caribe sumara 291.770 megavatios (MW), lo que representa una subida del 6% con respecto a 2020. A destacar, en especial, la rápida evolución de la solar fotovoltaica. En la subregión centroamericana, por ejemplo, sumaba 3.276 MW en 2021, teniendo como máximos exponentes a Honduras (514 MW), Puerto Rico (491 MW), República Dominicana (490 MW) El Salvador (478 MW) y Panamá (465 MW).

América Latina destaca, asimismo, por su elevado potencial para la generación de hidrógeno verde. Chile, Uruguay, Paraguay, y Colombia cuentan con hojas de ruta en hidrógeno verde, y otros, como Ecuador, se preparan para lanzarlas en breve. Pero también queda mucho por hacer: en la región, todavía hay 17 millones de personas que carecen de acceso a la electricidad, principalmente en los países centroamericanos, donde se espera que la demanda de energía siga creciendo en las próximas décadas.



Colombia

Colombia se sitúa entre los 20 mayores productores de energía hidroeléctrica del mundo, con 12,6 GW de potencia instalada. Dada la abundancia de ríos en la mayor parte de su territorio, el país podría generar bastante más electricidad con el agua (su potencial se ha estimado en 93 GW, con unos 25 GW adicionales de centrales mini-hidráulicas), si bien los mejores lugares para aprovechar este recurso ya están en uso y el impacto ambiental que supone la construcción de grandes presas resulta difícilmente asumible. Pero Colombia tiene otros recursos renovables importantes.

Uno de los más destacados es el viento, sobre todo en el departamento de la Guajira, donde alcanzan la clase 7 (cerca de los 10 metros por segundo), lo mismo que en la Patagonia chilena y argentina. Se ha estimado que el aprovechamiento de estos vientos permitiría satisfacer casi dos veces la demanda nacional de energía. De momento, Colombia apenas tiene instalados en torno a 510 MW en energía eólica, equivalente al 2,5% de su potencial teórico. El país cuenta, asimismo, con un elevado potencial eólico costa afuera, estimado en 110 gigavatios, que se podría aprovechar tanto mediante parques de fondo fijo como flotantes, según la Hoja de Ruta para la Energía Eólica Costa Afuera de Colombia, presentada hace un año.

Al estar ubicada en la zona ecuatorial, su recurso solar es igualmente significativo (también infrautilizado hasta ahora), y otro tanto ocurre con la biomasa, que cuenta con un potencial estimado en cerca de los 16 GWh anuales, mucho más, por tanto, que el 0,1% que aporta la bioenergía a la producción eléctrica del país a fecha de hoy. Pero esta escasa participación de las renovables no convencionales está cambiando y en diciembre de 2021 Colombia superó en 25 veces la capacidad instalada de energías renovables que tenía en 2018. Y los proyectos actuales en ejecución, que entrarán en funcionamiento este mismo año o en 2024, permitirán que el país multiplique 100 veces su producción energética a partir de las energías renovables.

Más información:

→ <https://ser-colombia.org/>



Venezuela

Además de petróleo y gas, Venezuela también es rica en agua, viento y sol. En el caso de la hidroelectricidad, alberga la cuarta mayor central del mundo, la central de Guri (Estado Bolívar), de 10.200 MW, con la que produce el 72% de la energía eléctrica del país y de la que surten las líneas de transmisión que dan electricidad a cuatro de cada cinco venezolanos.

Poco impulsado hasta ahora por el Gobierno, el potencial a desarrollar en eólica y solar es enorme. De momento, son las empresas y los ciudadanos los que recurren cada vez más a fuentes de energía sostenible para asegurarse disponer de electricidad eficiente y duradera y así enfrentar las interrupciones del servicio del sistema eléctrico nacional, que se producen con frecuencia. Un ejemplo de ello lo ofrece la filial venezolana de Movistar, que va a recurrir a la energía solar para abastecer seis estaciones de telecomunicaciones.

En cuanto a la acción gubernamental, su estrategia es que el mercado de energía renovable crezca un 3,5% durante el período 2022-2027. En fotovoltaica se instalarán al menos 500 MW hasta 2026 en una primera fase, según recoge el Plan de Energías Alternativas. En eólica el objetivo es construir parques eólicos con una capacidad de generación de 10.000 MW durante los próximos 15 años. Con una capacidad ya instalada de 16.521 MW hidroeléctricos, esta fuente seguirá dominando, no obstante, el mix eléctrico venezolano durante mucho tiempo.

Más información:

→ www.vtv.gob.ve



Una cooperativa local de energía instalando paneles solares en la favela de Babilonia en Río de Janeiro, Brasil. Imagen de la cooperativa solar Percília e Lúcio



Brasil

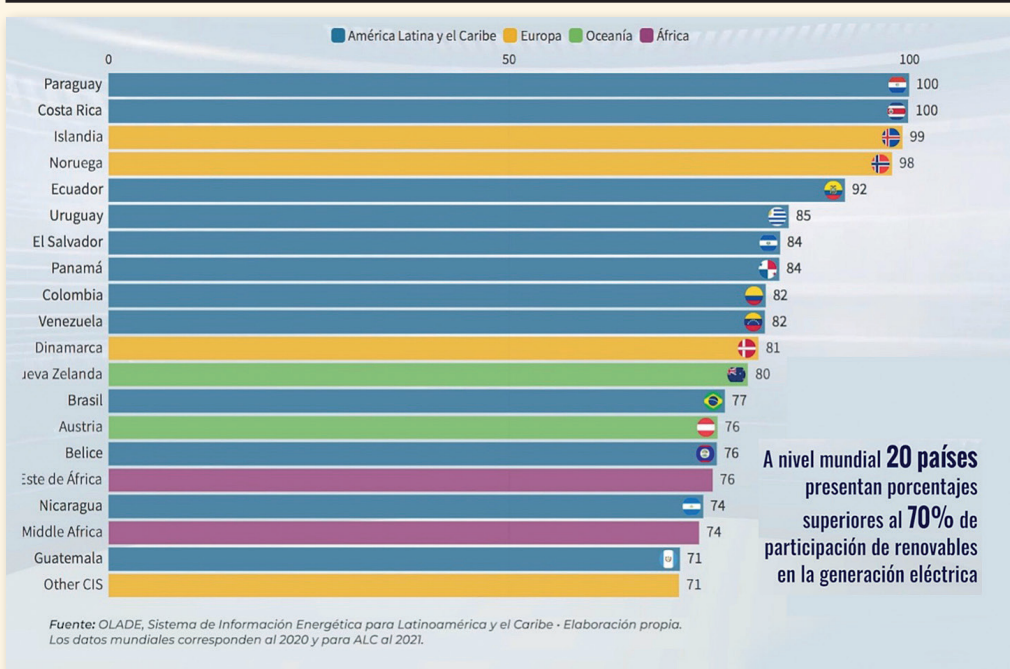
El quinto país más grande del mundo y el sexto más poblado, Brasil, lleva años liderando la capacidad instalada de energía renovable en Latinoamérica, con 158 GW en 2021. La hidroeléctrica por sí sola representa el 58% de toda la electricidad generada en el país. Pero como depender tanto de la hidráulica le hace muy vulnerable a las sequías, como sucedió hace un par de años, Brasil está inmerso en el despliegue de otras opciones de energía verde.

En este escenario, tienen especial protagonismo la eólica y la solar fotovoltaica. Con casi 22 GW instalados y otros 15,4 GW en desarrollo, la primera representa actualmente más del 11% de la capacidad total del país, y la segunda un porcentaje similar, con una capacidad instalada de 23,1 gigavatios (GW). Destaca, en especial, el espectacular avance que está teniendo el autoconsumo en el país, que ya acumula 16 GW, según datos de la Asociación Brasileña de Energía Solar Fotovoltaica (Absolar).



P A N O R A M A

Ranking mundial de generación eléctrica renovable 70-100 (%)



vehículos y autobuses eléctricos para reducir la actual dependencia de los combustibles fósiles. La energía del viento todavía no está desarrollada en Belice, que tiene en sus aguas territoriales el mayor potencial, con un recurso eólico calificado de excelente en algunas áreas.

Más información:

→ www.pressoffice.gov.bz/



Nicaragua

Los datos aportados por el Gobierno de Reconciliación y Unidad Nacional (GRUN) indican que la capacidad de generar energía renovable en Nicaragua suponía en 2020 el 75,94% del total, 50 puntos más que en 2007, cuando la capacidad de generación era predominantemente térmica (más del 70%), a base de fueloil y diésel. La generación verde procede, fundamentalmente,

de la bioenergía (en torno al 18%) la eólica (15%), la geotérmica (13%) y la hidráulica (7%).

En 2021, Nicaragua reportó la instalación de cinco mil paneles solares, fundamentalmente, en las zonas más remotas de la costa de el Caribe y en Río San Juan. Para 2022, el objetivo se centró en el establecimiento de 6.000 sistemas fotovoltaicos, que beneficiarán a 1.700 hogares y el impulso a la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas, como La Camaleona, en el departamento de Jinotega, con una capacidad instalada de 820 kilovatios.

Más información:

→ <https://observatorioplanificacion.cepal.org/es/paises/nicaragua>



Guatemala

Guatemala pone fin a este repaso. Se trata de otro de los países centroamericanos que ha superado la cifra de los 1.000 MW renovables conectados a red. En concreto, tiene instalados 2.872 MW. Pero sobre todo destaca en redes aisladas alimentadas con energía solar fotovoltaica.

El Plan de Expansión del Sistema de Generación 2022-2052, recientemente lanzado por el gobierno, persigue duplicar el parque de generación actual del país, llevándolo hasta los 5.981 MW en 2052. De este total, en energías renovables, 905 MW se añadiría en grandes hidroeléctricas, unos 35 MW en minihidráulica (menores a 5 MW), 356 MW en geotérmica, 310 MW solares, 330 MW eólicos y 15 MW de biogás, para que más del 60% de la energía del país provenga de fuentes renovables no convencionales.

La Comisión Nacional de Energía Eléctrica (CNEE) de Guatemala tiene abiertas ya varias licitaciones para acceder a contratos de potencia y energía para el suministro desde 2026 a 2041 y prepara otra licitación de hasta 1.200 MW.

Más información:

→ www.cnee.gob.gt

→ www.olade.org

Absolar señala que esta fuente, repartida entre grandes y pequeñas instalaciones, creció nada menos que un 62,6 % en 2022, desde los 14,2 GW que había en enero hasta los 23,1 GW en diciembre, lo que hace que se haya convertido, de momento al menos, en la segunda mayor fuente en la matriz eléctrica del país, tras la hídrica (103 GW). La capacidad instalada en solar fotovoltaica también supera en Brasil a la de las plantas de generación de electricidad alimentadas con gas natural (16,4 GW) y a la de las producidas con biomasa (16,2 GW).

La bioenergía es, en cualquier caso, otro recurso muy a tener en cuenta: representa en torno al 9% de la matriz eléctrica brasileña, con 15.320 MW instalados. Pero la mayor contribución viene de los biocombustibles, en especial del biodiésel, que alcanzó los 6.760 millones de litros de producción en 2021 según la asociación Abiove.

Más información:

→ www.absolar.com



Belice

Fronterizo con México y Guatemala, el diminuto Belice (apenas tiene 22.800 km², casi la mitad que Extremadura) está haciendo importantes esfuerzos en el camino hacia la independencia energética y la reducción de su huella de carbono. De momento, su generación eléctrica es un 60% renovable, con la energía hidroeléctrica en primer lugar (alrededor del 38%) y la biomasa en segundo (19%).

La energía solar está limitada, por ahora, a instalaciones fuera de red, para proporcionar electricidad a viviendas, hoteles y complejos turísticos localizados en zonas remotas de este país, que tiene en el turismo su principal fuente de ingresos. El Gobierno de Belice también ha instalado microrredes y farolas solares para iluminación en comunidades rurales que aún no están conectadas a la red nacional y tiene la intención de fomentar la inversión en nuevas instalaciones solares para servicios públicos, pero aún no ha anunciado públicamente una solicitud de propuestas. Otro de sus objetivos, que lleva a cabo junto con Belize Electricity Limited (BEL), es la introducción de

SFONE

SINGLE-AXIS
TRACKER

El seguidor 1P
de Soltec

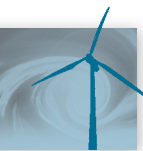
PATENT
PENDING



Para más información visita soltec.com

VISÍTANOS
EN EL
STAND 10E02





EÓLICA

Estos son los números *top* de la eólica española

El último Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España vio la luz en diciembre. El documento repasa exhaustivamente todos los datos clave del año 2021, un año en el que la mayoría de los números eólicos se han disparado. Solo un ejemplo para abrir boca. Nunca antes el sector pagó tantos impuestos en un ejercicio: más de 700 millones de euros. Han pasado solo dos meses desde la publicación de ese informe y la eólica ha seguido batiendo sus marcas. Repasamos aquí ese último Estudio Macro y recogemos la última hora (los últimos registros top) del sector. ¿Por ejemplo? España acaba de cerrar el mes de enero más “eólico” de la historia: los 21.000 aerogeneradores que operan a día de hoy aquí han generado más electricidad en este mes de enero (7,53 teravatios hora) que todas las centrales nucleares españolas juntas (5,08 teravatios hora).

Antonio Barrero F.

El Estudio Macroeconómico del Impacto del Sector Eólico en España es el gran anuario-balance de la eólica nacional, un documento (que la Asociación Empresarial Eólica publica todos los años desde 2008) que recoge todas las magnitudes clave del sector: empleo, peso en el PIB, generación en gigavatios hora, emisiones de gases de efecto invernadero evitadas, ahorros, etcétera, etcétera, etc. Además, tanto en 2021 como en 2022 el sector ha hecho los deberes de cara a futuro, porque ha puesto sobre la mesa

de la Administración proyectos nuevos por valor de 19.000 megavatios, guarismo formidable que pone de relieve un vigor, una pujanza, una fiabilidad y una presumible rentabilidad (económica y social) realmente extraordinarias. El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha publicado, este pasado 25 de enero, los datos-balance del examen ambiental al que ha sometido a todos los proyectos eólicos de más de cincuenta megavatios que tenía sobre la mesa (el examen DIA –Declaración de Impacto Ambiental– es uno



de los hitos clave en toda tramitación). Pues bien, de los proyectos de más de 50 megas evaluados por el Ministerio, veinte han pasado el hito DIA (2.897 MW de potencia, en total).

No todos esos megavatios serán ejecutados, pues algunos pueden varar en los siguientes hitos administrativos que les aguardan, pero el dato publicado por el Ministerio puede ser en todo caso una aproximación al nuevo (futuro) mapa de la eólica en España. A ese dato (parques de más de 50 MW con visto bueno del Ministerio) hay que sumarle además todas las DIAs positivas que también el 25 de enero han visto la luz en las distintas comunidades autónomas. Esa fecha era la que había fijado el Gobierno como límite para que todas las administraciones resolviesen sus respectivas DIAs en un sentido u otro; si el proyecto en cuestión carecía en esa fecha de Declaración de Impacto Ambiental, la Administración podía ejecutar avales, enajenarle el permiso de acceso y conexión al promotor y abandonar la tramitación del parque, o sea, expulsarlo de la carrera eólica.

Las administraciones autonómicas (que debían hacerle el examen ambiental a los proyectos de menos de 50 MW) han corrido como nunca y todas han cerrado fecha (25 de enero) con la inmensa mayoría de las DIAs emitidas. Aún no hay un dato oficial global que concrete cuántos megavatios han supera-

202 Declaraciones de Impacto Ambiental (DIAs) realizadas. 154, positivas



MASTER IN RENEWABLE ENERGY IN THE MARINE ENVIRONMENT

REM PLUS



Universidad
del País Vasco



Euskal Herriko
Unibertsitatea



University College Cork, Ireland
Coláiste na hOllscoile Corcaigh



NTNU



CENTRALE
NANTES

International Master 4 Universities + 50 Companies



Co-funded by the
Erasmus+ Programme
of the European Union

Apply Now

master-remplus.eu

Erasmus Mundus Master
120 ECTS - On Site
English lectured

Scholarships available
International teaching staff
In-company MSc Thesis

Get the best
training in
Renewable
Energy



Miguel Palacios

Así queda la fotografía eólica a día de hoy: casi 3.000 MW con el visto bueno ambiental del Ministerio para la Transición Ecológica, varios miles más con la DIA favorable ya de las comunidades autónomas y 29.976 megas operativos a día de hoy (dato REE). ¿Objetivo 2030 que ha fijado el Gobierno en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima? Alcanzar los 50.333 megavatios de potencia eólica operativa en esa fecha.

Y estos son los números *top*, extraídos del Estudio Macro 2021 (último con datos consolidados), y la última hora de la eólica española.

✓ Nunca antes el cierzo, la tramontana, la galerna, los alisios... produjeron tanta electricidad en un año en España como lo han hecho en los doce meses de 2022, cuando han generado hasta 61.255 gigavatios hora (en 2021, otro año *top*, produjeron 60.485 GWh, o sea, que la generación eólica 2022 ha superado en un 1,2% a la del año precedente, fijando así un nuevo máximo histórico para esta renovable). El dato 21 sale del Estudio Macro. El dato 22 es de Red Eléctrica de España.

✓ El viento ha comenzado además 2023 como un tiro. España acaba de cerrar el mes de enero más fructífero (en generación eólica) de la historia. AEE anunciaba el día 31 de enero que “se ha establecido un récord de generación renovable mensual con 13,5 teravatios hora”, nada más y nada menos que el 59,4% del total de la generación ha sido marca REN. Y la eólica ha acabado el mes como la tecnología limpia que más ha aportado al *mix*, con un 32,4% del total. El parque eólico nacional ha generado más electricidad en enero (7,53 teravatios hora) que todas las centrales nucleares españolas juntas (5,08 teravatios hora).

✓ La generación eólica nunca antes le ahorró a España tanto dinero en combustibles fósiles, los que hubiera tenido que importar el país si todos los kilovatios hora producidos con los vientos patrios hubiéramos tenido que generarlos quemando gas natural o derivados del petróleo, como los que queman (fuelóleo, diésel, etcétera) las centrales térmicas de Canarias, por ejemplo. Según el Estudio Macro 2021 de AEE, la energía eólica le ha ahorrado a España en ese año concretamente 11,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo (teps). El anterior máximo histórico estaba (año 2020) en 10,6 teps. Pero aún hay más, porque, aunque el dato 2022 todavía no lo ha hecho público AEE, la previsión lógicamente es que ese ahorro (de petróleo equivalente) sea ahora mayor y estemos ante un nuevo máximo histórico. Por lo susodicho: en 2022 el parque eólico nacional ha generado más electricidad que nunca antes en doce meses.

Contribución del sector eólico al PIB en millones de euros constantes (base 2015)



do el hito ambiental en la España de las autonomías, pero, para que nos hagamos una idea aproximada de las dimensiones del aluvión eólico, bien pueden valer media docena de apuntes.

Uno: Galicia le ha dado DIA positiva a 2.000 megavatios eólicos (dato Xunta). Dos: Navarra se la ha dado a 311 MW (dato Gobierno foral). Tres: Cantabria le ha dado el sí a 240 MW (dato Gobierno de Cantabria). Cuatro: al menos 101 megavatios eólicos habrían obtenido DIA favorable en Cataluña (dato EFE). Cinco: Andalucía le ha dado el sí a 12.000 MW renovables y, aunque no ha desglosado el dato eólico, este lógicamente podría ascender a varios cientos de megavatios (el dato de los 12.000 es de la Junta). Y seis: Castilla y León habría dado luz verde, según diversas fuentes, a unos 950 megavatios eólicos.

Ahora —cabe insistir—, las instalaciones con DIA ambiental favorable habrán de alcanzar y superar otros hitos, el primero de los cuales es la obtención de la autorización administrativa previa; a continuación habrán de recabar la autorización administrativa de construcción; y, por fin, la autorización administrativa de explotación definitiva).

MANTENIMIENTO CORRECTIVO PARA EL SECTOR EOLICO

GENERADORES, MULTIPLICADORAS,
TRANSFORMADORES, MOTOREDUCTORES...

- ✓ Y de la mano de ese máximo histórico (de toneladas equivalentes de petróleo que nos hemos ahorrado) viene el siguiente, el que hace referencia al peso económico de ese ahorro. Importar esas 11,6 teps en 2021 le hubiese costado al país 2.713,5 millones de euros, según las estimaciones que AEE recoge en su Estudio Macro. Pues bien, ese ahorro (2.713 M€) ha sido además el mayor de los últimos diez años. El mayor... hasta 2022. Porque, aunque la Asociación Empresarial Eólica aún no ha publicado el dato correspondiente a este 22 que acabamos de dejar atrás, lo cierto es que el precio del barril de petróleo, que osciló en 2021 (Brent) entre los 50 y los 86 dólares, ha estado gran parte del año 22 por encima de los 100, disparándose en verano hasta mucho más allá de los 120 euros. ¿Conclusión? 2022, de manera irrefutable, va a volver a fijar nuevo máximo histórico en este ítem.

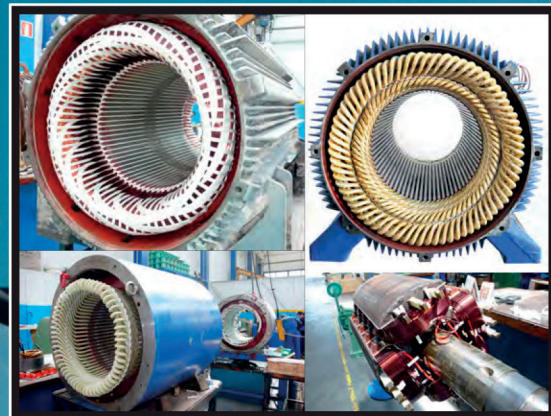
Llegados aquí, en todo caso, conviene alejar algo la mirada para entender en su verdadera magnitud la importancia de este dato. Así lo hace Estudio Macro 2021 para repasar toda la década: 12-21. Y ahí los números resultan ya sencillamente extraordinarios. Según AEE, la energía eólica ha sustituido en esos diez años (2012-2021) importaciones de combustible fósil por valor de casi... 20.000 millones de euros. El Estudio Macro concreta: se sustituyeron 517 teravatios hora (TWh) de electricidad producida con combustible fósil en el periodo 2012-2021 y se evitó la importación de 99,2 millones de toneladas equivalentes de petróleo (727 millones de barriles de petróleo), por valor de 19.668,5 millones de euros en el periodo 2012-2021.

- ✓ Otra de las marcas que ha batido la eólica en 2021 en España es la referida a las emisiones de CO₂, marca que 2022 habrá vuelto a batir. El último Estudio Macro en todo caso también en este ítem va más allá de la anualidad y hace balance-década. En términos de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, en el periodo 2012-2021 los vientos de España -concreta AEE en su Estudio- han evitado la emisión (en esos diez años) de 270 millones de toneladas de CO₂.

- ✓ Y de la mano de ese máximo histórico (31,7 millones de toneladas), viene el siguiente, relativo al peso económico de ese ahorro. Según AEE, el valor de los correspondientes derechos de emisión de CO₂ que se ha ahorrado en los últimos diez años el sistema eléctrico nacional (2012-2021) asciende a 4.296,0 millones de euros. Pues bien, de ese total de ahorro -apunta AEE en su Estudio Macro-, hasta 1.588,9 millones corresponden a 2021, o sea, que el 36,7% del ahorro producido durante toda esta década tiene el sello de 2021. En este caso ocurre lo mismo (subida brutal) que con el precio del petróleo. El precio medio del CO₂ durante 2021 giró en torno a los 53 euros la tonelada. El precio medio en 2022 se ha ido por encima de los 80. En febrero, el mes en el que el ejército ruso atacó territorio ucraniano, superó los 90. ¿Conclusión? A la espera del dato concreto, parece fuera de toda duda que el ahorro en derechos de emisión va a fijar un nuevo récord en 2022.

Quienes deben pagar los derechos de emisión de CO₂ son las empresas emisoras de ese CO₂, que acaban repercutiendo en el consumidor final ese coste añadido, por lo que el ahorro en derechos de emisión también supone, indirectamente, ahorro para el bolsillo del consumidor (si la empresa no tiene que costear ese gasto porque genera con el viento y no con gas, pues no repercutirá ese no-coste al usuario final).

- ✓ Más impuestos que nunca antes. Las empresas del sector eólico han pagado en 2021, en impuestos y tributos, 736 millones de euros, "el mayor importe de toda la serie histórica", según el Estudio Macro



TALLER HOMOLOGADO-SERVICIO OFICIAL Y ASISTENCIA TÉCNICA

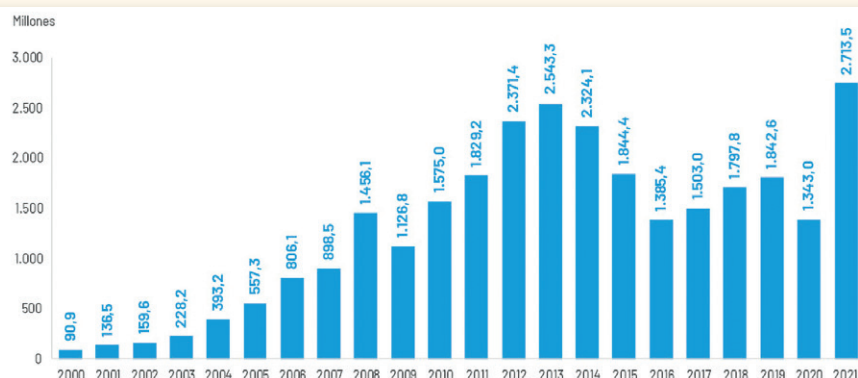


C/Sindicalismo 13-15-17 Pol.Ind.Los Olivos
28906 Getafe (Madrid)
Tel: 91 468 35 00 - Fax 91 467 06 45
e-mail: direccion@santosmaquinaria.es
www.santosmaquinaria.es

Desde **1967**



Ahorro en importaciones de combustible fósil (euros 2015)



Balanza fiscal del sector eólico



2021 de AEE. Si ponemos las largas, el importe de los impuestos pagados por los agentes del sector durante el periodo 2011-2021 ha ascendido a 5.404 millones de euros. “En el caso de los productores eólicos -concreta el Estudio-, por cada 1.000 euros de ingresos, 148 se dedican a pagos de impuestos y tributos”.

- ✓ La energía eólica ha supuesto en 2022 un ahorro de 8.252 millones de euros en el coste de la energía del mercado eléctrico. En concreto, y según la información facilitada por la Asociación Empresarial Eólica a mediados de enero, el efecto reductor de la eólica en el acumulado de 2022 ha sido de 31,25 euros por megavatio hora (€/MWh), es decir, que, si no hubiéramos tenido energía eólica, el precio medio de la electricidad en 2022 –especifica AEE– se hubiera visto incrementado un 18%: desde los 167,61 €/MWh hasta 198,86 €/MWh. ¿Ahorro, pues? 8.252 millones de euros. Nunca antes fue tan elevado ese ahorro.
- ✓ Según el Estudio Macro de AEE, a las 03.03 horas del 28 de diciembre de 2021, la eólica cubrió el 83,6% del total de la demanda. Es decir, que el viento (los vientos de este país de más de 47

millones de habitantes) produjeron en ese momento, ocho de cada diez kilovatios hora. Nunca antes (ni después), se ha alcanzado tal porcentaje sobre el total de generación: 83,6.

- ✓ Otra marca sin par. La energía eólica ha generado 20.594 megavatios (MW) a las 18.40 horas del 21 de noviembre de 2022, estableciendo así un nuevo máximo histórico de producción eólica instantánea (el dato lo facilitaba el propio Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico el mismo 21 de noviembre). El anterior *top* eólico data del 8 de diciembre de 2021, a las 13.35 horas, cuando se alcanzaron 20.452 MW.
- ✓ Y el tercer máximo, registrado el mismo día (21 de noviembre), relativo en este caso a la cobertura de la demanda. La eólica cubrió ese día el 54,4% de la demanda eléctrica nacional: máximo histórico. Nunca antes la eólica había alcanzado un porcentaje tal de cobertura de la demanda en un día entero.
- ✓ Y, por fin, el PIB. Empezamos por el largo plazo. La contribución total del Sector Eólico al Producto Interior Bruto (PIB) en el periodo 2012-2021 ha sido de 33.107 millones de euros, lo que daría una media de unos 3.300 millones de euros año. Pues bien, en 2021, y según los datos recogidos en este último Estudio Macro de AEE, la contribución “directa” se ha disparado hasta los 3.950,7 millones de euros, el mayor guarismo de la serie, muy por encima del anterior máximo histórico. ¿Dato 2022? Habrá que esperar.

No todo son buenos números en el sector, no obstante. Según la AEE, deberíamos estar instalando más de 2.200 megavatios de potencia eólica cada año para cumplir con el objetivo establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 y, sin embargo, en 2021 solo fueron instalados alrededor de 1.000 (dato REE) y en 2022, aproximadamente 1.400 (REE).

2023 debe ser el año del relanzamiento. El hito de las DIAs ha sido ya superado. Queda mucha tramitación por delante, pero las administraciones han demostrado que, cuando hay voluntad política, las cosas salen.

Si la velocidad de crucero alcanzada en estos últimos meses por las diferentes administraciones no se relaja, 2024 podría ser un gran año eólico.

La aprobación, presuntamente inminente, de los planes de ordenamiento del espacio marítimo, podría además abrir un nuevo frente, el eólico marino, que están esperando como agua de mayo muchas empresas españolas.

La condición de este ejercicio (2023) de año electoral puede acelerarlo todo. Habrá que ver si es para bien... o no. ■

REGISTER
NOW

WINDEUROPE ANNUAL EVENT COPENHAGEN

25-27 APRIL 2023



Wind[•]
EUROPE

ANNUAL EVENT
2023
COPENHAGEN
25-27 APRIL

EVENT AMBASSADORS

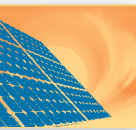


IN COLLABORATION WITH



To become an exhibitor or sponsor please contact: sales@windeurope.org

windeurope.org/annual2023



El valioso y perdurable legado de los pequeños productores solares

“Contribución económica y social de las pequeñas instalaciones fotovoltaicas en España. Este es el título del nuevo informe elaborado por la consultora PwC España para la asociación nacional de Productores de Energía Fovoltaica, Anpier, en el que se muestra la imagen más completa ofrecida hasta la fecha de la destacada aportación realizada por los pequeños productores solares a la Transición Energética y Justa en España.”

Maria Luke

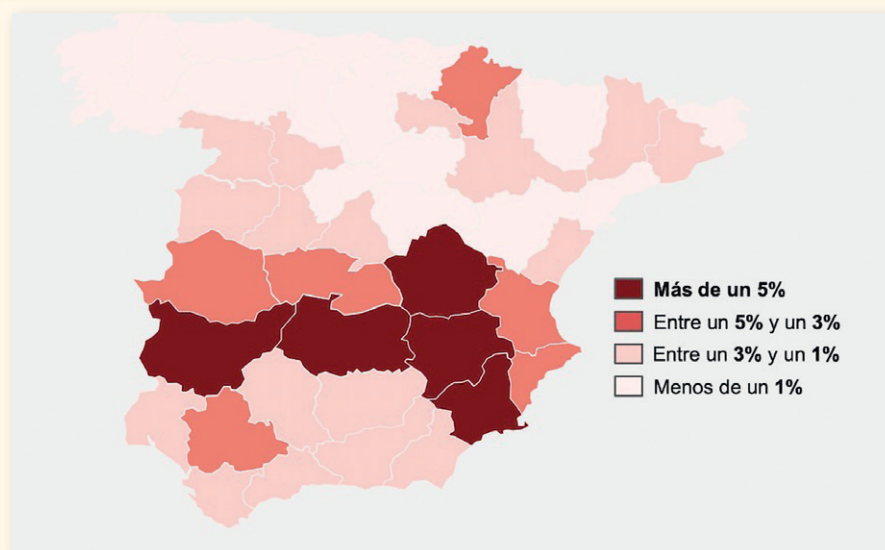
Los pequeños productores, aquellos que tienen planta iguales o inferiores a los 100 kW, fueron los pioneros de la fotovoltaica en España hace 15 años, iniciando el desarrollo de esta tecnología y asumiendo para ello unos costes de inversión bastante más elevados que los actuales. Esta participación mayoritaria

ha conducido a que casi un 30% de la potencia fotovoltaica actualmente instalada se levantara antes de 2013 y a que aún hoy, las pequeñas instalaciones solares representen el 21% de toda la potencia fotovoltaica que hay en el país.

La historia de estos pioneros y de sus plantas está ligada, íntimamente, al marco

regulatorio que ha ido definiendo el avance (y también la paralización) de esta tecnología en España, en donde ha habido dos períodos claramente diferenciados de crecimiento de la solar fotovoltaica. El primero se dio entre los años 2007 y 2013, con la instalación de 4.500 MW, y el segundo entre 2019 y 2021, con 10.500 MW. Entre ambos suman el 98% de la capacidad total instalada hasta la fecha.

Distribución de la potencia instalada de pequeñas plantas fotovoltaicas (% sobre total)



Las pequeñas plantas fotovoltaicas (≥ 100 kW) se reparten a lo largo de todo el territorio nacional, aunque buena parte de estas se concentran en las provincias de Albacete, Murcia, Cuenca, Ciudad Real o Badajoz

■ “El sol puede ser suyo”

El sistema de *feed-in-tariff* (FIT) para instalaciones fotovoltaicas del RD 661/2007, junto con la campaña del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) “El Sol puede ser suyo”, supuso el despegue de la tecnología en España y la superación en tan solo uno año de los objetivos de potencia instalada para todo el lustro (400 MW), plasmados en el Plan de Energías Renovables (PER) 2005-2010.

El Real Decreto 661/2007 establecía para las plantas inferiores a 50 MW un sistema de *feed-in-tariff* con un precio fijo garantizado por MWh producido durante toda la vida útil de estas instalaciones, permitiendo la recuperación de la inversión y una rentabilidad razonable. Este marco regulatorio vino acompañado por la citada, y famosa, campaña del IDAE “El Sol puede ser suyo” para fomentar la participación de pequeños inversores en nuevas plantas fotovoltaicas. Y vaya si lo logró.

Las actuaciones tuvieron tanto éxito que en mayo de 2008 se habían superado los 1.000 MW de potencia instalada, 2,5 veces el objetivo establecido para 2010. Así que se aprobó un nuevo Real Decreto, el 1578/2008, que establecía la retribución para las plantas registradas con posterioridad a septiembre de 2008, igualmente mediante un sistema de precio fijo garantizado durante toda la vida útil de las plantas.

Estos buenos momentos que estaba viviendo la solar fotovoltaica se frenaron de seco poco después. Con la excusa (según unos) o la necesidad (según otros) de contener el déficit tarifario del sistema eléctrico, que andaba desbocado y en 2008 ya alcanzaba los 20.000 M€, el Gobierno de Zapatero aprobó en 2010 una limitación de horas retribuidas a las instalaciones fotovoltaicas; y dos años más tarde, en 2012, la Administración Rajoy lanzó un nuevo impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica (IVPEE), gravando con un 7% el importe total que percibe cada instalación por la producción de energía, independientemente de la tecnología que emplea.

La nueva Ley 24/2013 del Sector Eléctrico y el Real Decreto 413/2014 profundizaron en el cambio del sistema retributivo, haciendo que el nuevo esquema supusiera una



reducción de hasta el 50% de los ingresos para algunas plantas solares fotovoltaicas.

■ Situación actual: las subastas de capacidad

El inicio del segundo periodo favorable a las energías limpias se produjo en 2017, cuando tras casi cinco años de moratoria, se celebraron dos subastas de nueva capacidad renovable (RD 359/2017 y RD 650/2017) en las que se adjudicaron 3.910 MW de

potencia fotovoltaica. Posteriormente, El RD-L 23/2020 creó el Régimen Económico de Energías Renovables (REER), y el RD 960/2020 estableció un calendario de cuatro subastas, que han adjudicado 2.933 MW a la tecnología fotovoltaica.

Ahora bien, hay notables diferencias entre ambos periodos. Entre 2007 y 2013, el tamaño medio de las nuevas instalaciones rondaba los 103 kW, mientras que las adjudicatarias de las subastas más recientes

global solar distribution

krannich

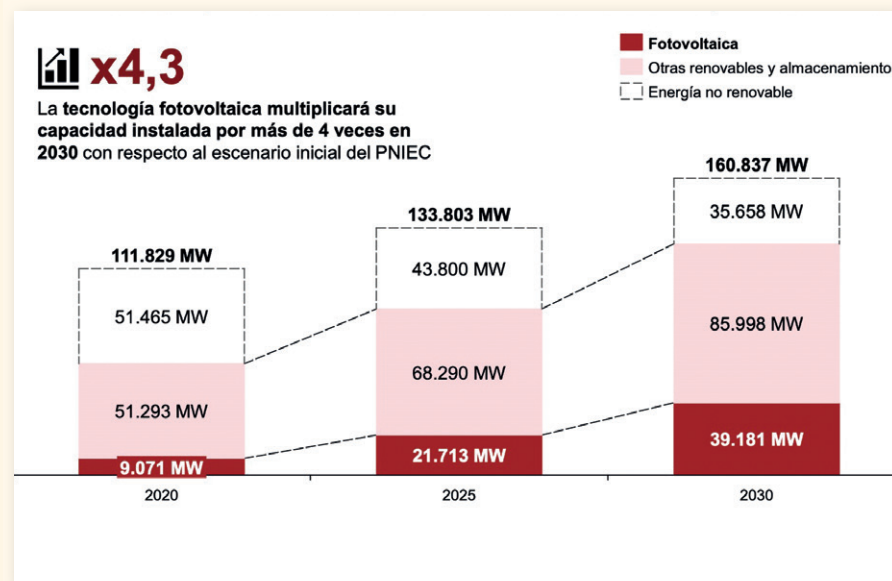
Más de 25 años dándote energía

Ponemos a tu disposición nuestra experiencia y recursos, así como un asesoramiento técnico permanente.

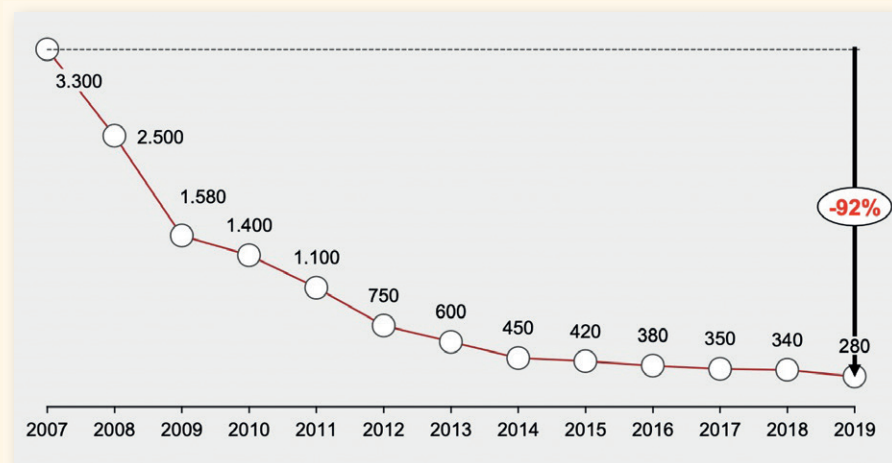


SOLAR FOTOVOLTAICA

Evolución de la potencia instalada renovable en los escenarios del PNIEC



Evolución del coste de los paneles solares (€/kW)



Propuesta regulatoria de Anpier

Para compensar los ingresos perdidos por los productores fotovoltaicos tras los sucesivos cambios regulatorios, Anpier plantea extender la vida útil de las plantas fotovoltaicas tipo recogidas en el RD 413/2014. Esta fórmula implicaría ampliar por un período regulatorio adicional de seis años la vida útil de los huertos solares, cifrada actualmente en 30 años. Desde la asociación explican que esta extensión supondría la materialización de reinversiones en estas plantas, manteniendo su capacidad operativa y generando un efecto económico positivo en la economía.

“La estabilidad regulatoria, la expectativa de ingresos suficientes y la minimización de los riesgos financieros son fundamentales para impulsar el desarrollo de nuevas tecnologías de generación eléctrica, como en su día lo fue la fotovoltaica”, señalan desde Anpier. Y recuerdan que aunque la retribución a las renovables ha experimentado ajustes progresivos en Europa conforme la tecnología ha ido madurando, son pocos los países de la UE que han aplicado estos cambios sobre instalaciones en operación, dejando en la mayoría de casos fuera a los pequeños productores.

Los países de la UE que han realizado cambios retroactivos en sus FiT y FiP vinculados a la tecnología fotovoltaica son, además de España, Francia, Italia, República Checa, Bulgaria y Grecia. Estos cambios han supuesto, en la práctica, una reducción efectiva de los ingresos garantizados a los productores para una serie de años, aunque con excepciones; por ejemplo, para las plantas más pequeñas, como es el caso de Italia, Grecia, Francia, República Checa y Bulgaria.



(2017-2021) tienen de media 46 MW. En la actualidad podemos considerar el tamaño medio de un pequeño productor en unos 3 MW, aunque en sus inicios era mucho menor, generalmente inferior a los 100 kW. Y mientras que entre 2007-2013 las plantas de ≤100 kW representaron alrededor del 62% de la nueva capacidad instalada, en el período 2019- 2021 los pequeños productores no llegan al 0,5%, incluyendo en este caso también las de menos de 3 MW.

Pese a todo, las pequeñas instalaciones suponen aún hoy la inmensa mayoría del parque de generación fotovoltaico y casi el 98% de las instalaciones de esta tecnología inscritas en el Registro Administrativo de Instalaciones de Producción de Energía Eléctrica tienen un tamaño igual o inferior a 100 kW (casi la mitad están entre los 50 y los 100 kW). En términos de potencia instalada, estas instalaciones suponen 1 de cada 5 MW instalados.

■ Beneficios sociales, económicos y medioambientales

La aportación de estos pequeños productores de energía renovable es complementaria a la de las grandes plantas, con unos beneficios sociales y económicos alineados con las estrategias de transición justa y reto demográfico.

- **Contribuyen a reducir el precio del pool.** La generación renovable, como la fotovoltaica, tiene un coste marginal (el coste de producir una unidad adicional) nulo, de tal forma que al entrar en el mercado mayorista desplaza a otras tecnologías más caras, como las centrales de gas o de carbón, reduciendo el precio final. Según el informe elaborado por PwC para Anpier, el efecto de eliminar la energía vertida por las pequeñas plantas hubiera incrementado unos 3 M€ el coste total mayorista de la electricidad durante 2021.

- **Reducen pérdidas del transporte de electricidad.** La mayoría de las pequeñas plantas fotovoltaicas están conectadas directamente a la red de distribución. Esto permite reducir la distancia a los puntos de demanda (hogares y comercios), evitando de esta manera las pérdidas vinculadas al transporte. Estas pérdidas evitadas han sido

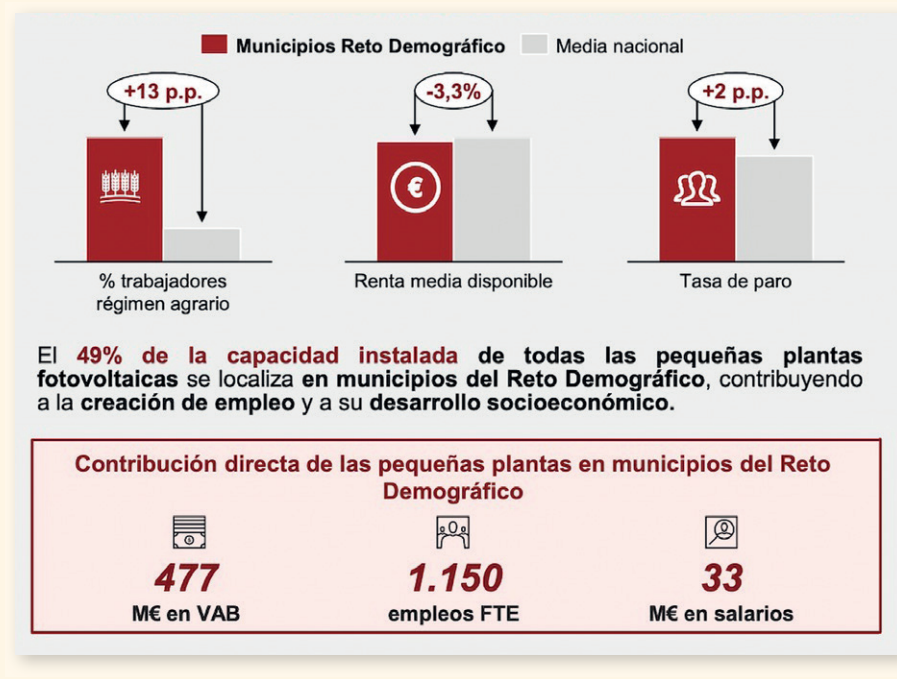


estimadas en 96 GWh, lo que equivale al suministro de casi 23.000 hogares al año y un ahorro de unos 9 M€ en el coste total mayorista de la electricidad en 2021.

- **Garantizan la seguridad del suministro.** La generación distribuida contribuye también a garantizar la seguridad en el suministro eléctrico, ya que permite atomizar la producción eléctrica a lo largo del territorio.

- **Evitan emisiones de CO₂,** una de las prioridades establecidas en el PNIEC 2021-2030 para el sistema energético. En este sentido, las pequeñas plantas fotovoltaicas llevan contribuyendo muchos años a estos objetivos, con 2,3 millones de toneladas de CO₂ evitadas durante el año 2021 y 123 millones de euros de ahorro en derechos de emisión EUA durante ese mismo año.

El reto demográfico en España



- **Elevan el PIB nacional.** Las pequeñas plantas fotovoltaicas contribuyeron con casi 2.200 millones de euros al PIB nacional durante el año 2021, lo que les permitió, además, mantener alrededor de 20.000 puestos

de trabajo. Teniendo en cuenta los impuestos soportados y recaudados tanto de forma directa, como indirecta e inducida, los pequeños productores contribuyen, asimismo, a la recaudación de ingresos para la Hacienda

RENAC

ENERGÍA INTELIGENTE PARA UNA VIDA MEJOR

Te esperamos en
Genera 2023

10B27

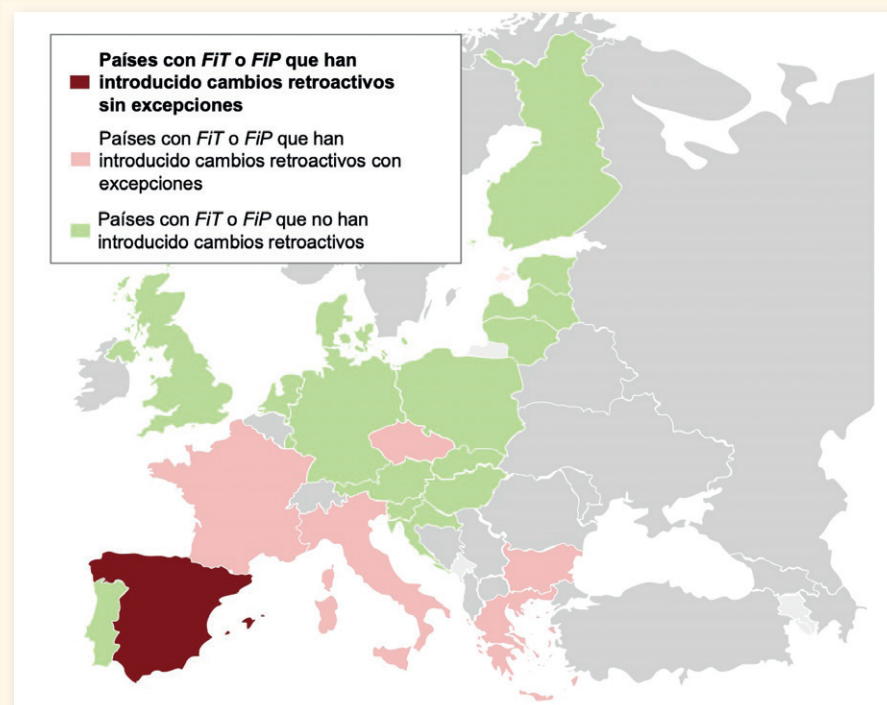


europa@renacpower.com
www.renacpower.com

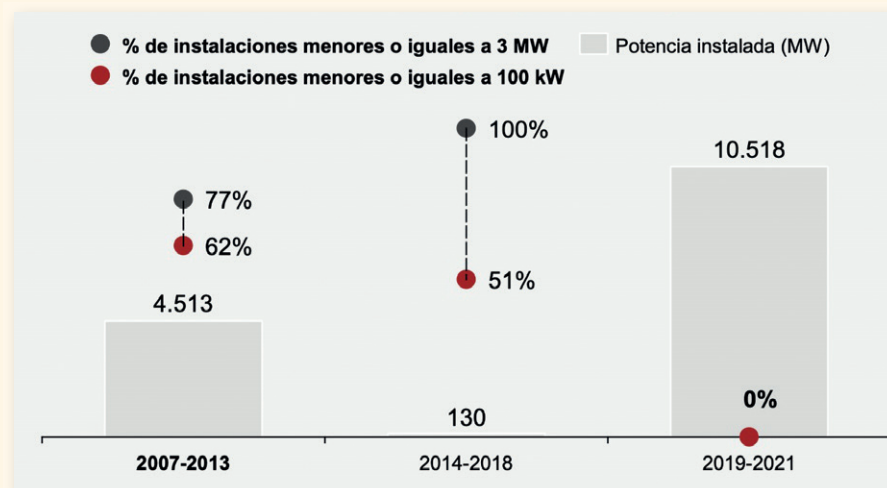




Cambios retroactivos UE



Potencia instalada fotovoltaica por periodo temporal 2007-2021



Pública y la Seguridad Social: alrededor de 530 millones de euros en 2021.

- **Impulsan la transición justa.** Estas plantas están situadas, por lo general, en entornos rurales de la España vaciada (casi la mitad se localizan en municipios del Reto demográfico), creando empleo local y ayudando a fijar la población, al proporcionar ingresos complementarios a las rentas agrarias para los titulares de las plantas, y reduciendo la desigualdad entre el mundo urbano y rural.

Hacia la neutralidad en carbono

En su objetivo de convertir a España en un país neutro en carbono en 2050, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) establece unos ambiciosos objetivos de reducción de gases de efecto invernadero (GEI), fundamentalmente CO₂.

Para lograrlo, una de las principales líneas de actuación propuestas se centra en la descarbonización del sistema energético, responsable a día de hoy de tres de cada cuatro toneladas de GEI emitidas a la atmósfera, para lo cual se ha fijado el objetivo de que en el año 2030 el 78% de toda la capacidad instalada sea de origen renovable.

La solar fotovoltaica juega un papel absolutamente relevante en este objetivo, dado que se espera que su capacidad instalada se multiplique por 4,3. Y ahí seguirán los pequeños productores, generando muchos kilovatios libres de CO₂, para hacerlo más factible, como pone de relieve Rafael Barrera, director de Anpier.

“Contribución económica y social de las pequeñas instalaciones fotovoltaicas en España es un profundo y riguroso informe en el que se recogen conclusiones que muchas veces no resultan intuitivas y, por lo tanto, no se aprecian; pero que revelan la trascendencia del colectivo de 65.000 familias españolas en el proceso de maduración de la fotovoltaica, una tecnología que ahora nos permite avanzar en la transición ecológica”, explica Barrera.

“No habrá transición energética justa si no se reconoce esta labor y se compensa a este colectivo por los draconianos recortes retroactivos que han soportado”, añade. “Es bochornoso ver cómo los tribunales arbitrales internacionales exigen al Estado español que reparen el daño causado a los inversores foráneos, mientras que no hay avance para los nacionales, a pesar de ser un compromiso de este Gobierno. La injusticia es tan grande y el colectivo es tan numeroso, que jamás será posible silenciar esta ignominia”.

Más información

→ www.anpier.org

TrinaTracker

Boosting Power Beyond the Horizon

Líder en soluciones de seguimiento inteligente



Visítanos en:

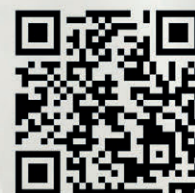
 **genera**

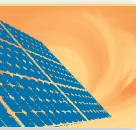
FERIA INTERNACIONAL DE
ENERGIA Y MEDIO AMBIENTE

MADRID · 21-23 FEB 2023

STAND 8E08

MÁS
INFORMACIÓN





SOLAR FOTOVOLTAICA

VERTEX S+: tecnología de última generación para la futura generación

Cuando se trata de seleccionar módulos solares para tejados residenciales, los instaladores y sus clientes buscan tres cosas: máxima potencia en un espacio limitado, funcionamiento sin problemas durante décadas y buena apariencia en el tejado. Trina Solar presentará en Genera (Pabellón 8, stand 8E08) una nueva generación de módulos para tejados que cumple estos requisitos: la línea de productos Vertex S+ n-type con doble vidrio. Estos módulos integran varias tecnologías de vanguardia, lo que representa un gran avance para los sistemas fotovoltaicos en viviendas. Su objetivo es crear valor tanto para los instaladores como para los propietarios.

ER

Hay que reconocerlo. La energía solar ya no es una industria de nicho, sino una fuente de energía dominante. La demanda en Europa y en otras regiones está por las nubes, impulsada por la actual crisis energética y las incertidumbres políticas. La tendencia continuará

en los próximos años. Sin embargo, esto genera nuevos interrogantes: ¿Hasta qué punto somos sostenibles como industria? ¿Hasta qué punto son sostenibles nuestros productos? ¿Y el rendimiento de la inversión a largo plazo? Estas preguntas se plantean no sólo a los clientes finales que tienen que pagar la

factura sino también a los profesionales del sector fotovoltaico: ¿Cómo puedo asegurar mi negocio solar a largo plazo?

Es precisamente aquí donde entra en juego la nueva serie Vertex S+ de Trina Solar. Representa un gran paso adelante para el negocio solar sobre tejados, ya que combina



El Vertex S+ NEG9R.27 transparente es la mejor opción para aplicaciones estéticas de alta gama. Su superficie es de apenas 2 metros cuadrados (1,762x1,134x30mm) y tiene un marco de aluminio negro

durabilidad, rendimiento, buen aspecto y tranquilidad. Veamos las características en detalle.

■ Para todos los gustos: opciones bifacial y monofacial

Los tejados y las preferencias individuales pueden diferir ligeramente entre los distintos entornos de aplicación. Por eso, Vertex S+ está disponible en dos especificaciones. El modelo NEG9R.28 monofacial viene con una parte trasera EVA blanca para obtener la máxima potencia de salida y eficiencia. En cambio, el NEG9R.27 transparente es la mejor opción para aplicaciones estéticas de alta gama, por ejemplo en tejados negros donde el conjunto prácticamente desaparecería a simple vista. Ambos tipos presentan una superficie de apenas 2 metros cuadrados (1,762x1,134x30mm) y un marco de aluminio negro.

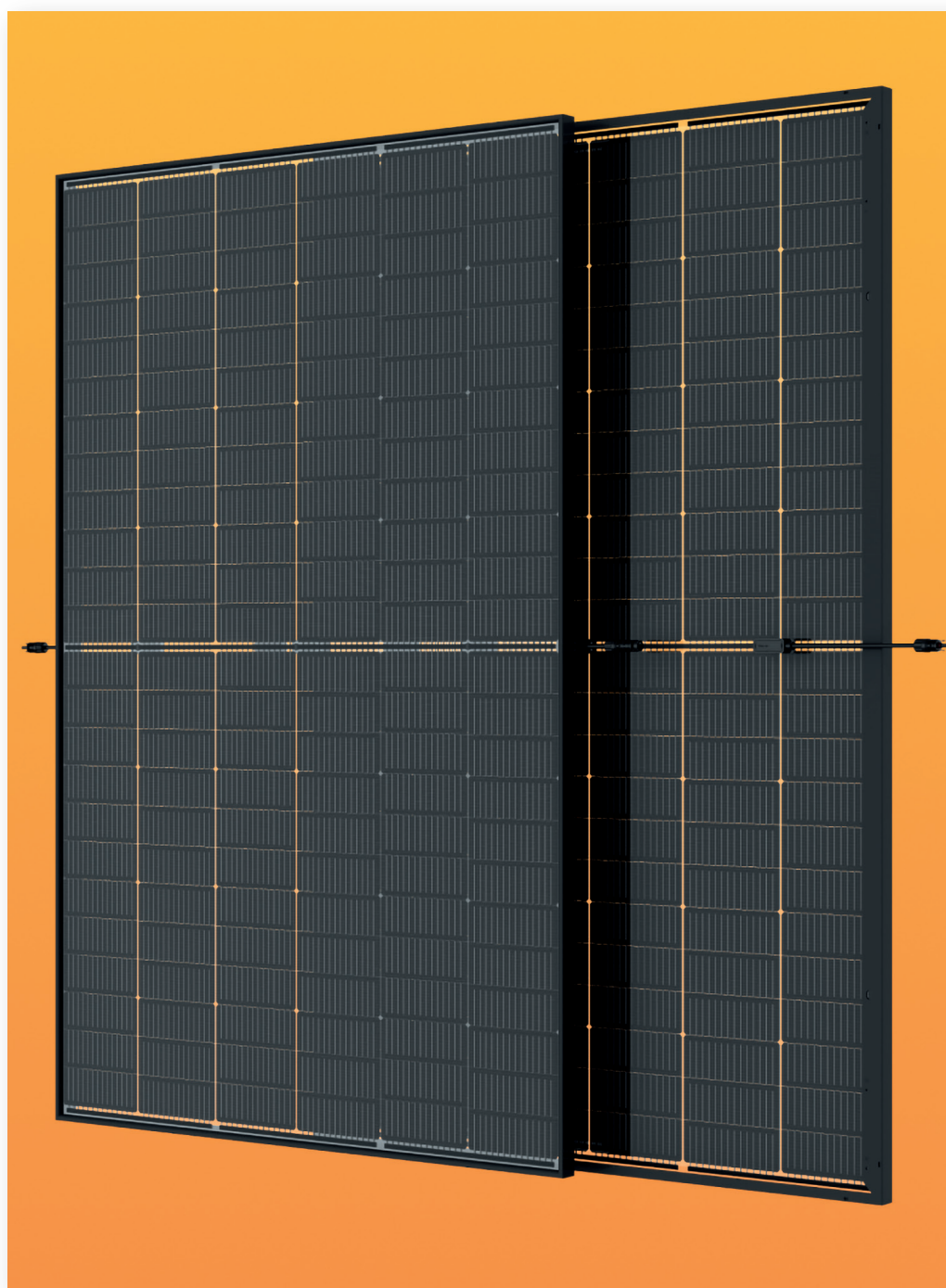
■ Un corazón potente: células de tipo N

Con la segunda generación de los paneles para tejados Vertex S, que gozan de gran popularidad, Trina Solar introdujo por primera vez una evolución del formato de células de 210 mm en células rectangulares 210R. La principal ventaja del Vertex S, aparte de unas especificaciones eléctricas aún mejores, es que los módulos cuentan con seis filas de células manteniendo aproximadamente 1,1 m de anchura. Esto no sólo facilita su instalación, sino que, lo que es más importante, ahorra hasta un 8% en costes de transporte porque aprovecha al máximo el espacio disponible en los contenedores de transporte marítimo.

El nuevo Vertex S+ presenta el mismo formato avanzado de célula. Sin embargo, gracias a la incorporación de células i-TOPCon de tipo N, los módulos pueden generar aproximadamente un 10% más de energía a lo largo de 30 años, en comparación con sus homólogos de tipo P. Además, las células de tipo N tienen una degradación inicial un 50% menor (<1% frente a 2%), así como una atenuación anual de la potencia un 11% menor (<0,4% frente a 0,45%). La combinación de ambos factores –mayor potencia y menor degradación– se traduce en un rendimiento energético sustancialmente

superior a lo largo de la vida útil del módulo, así como en una mayor fiabilidad.

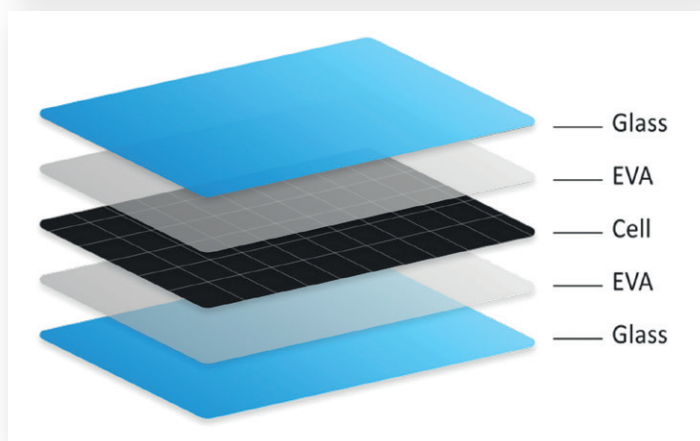
Como todos los módulos de Trina Solar, Vertex S+ se basa en la plataforma tecnológica Vertex de 210 mm, que es lo suficientemente flexible como para acomodar células del tipo N o incluso otras nuevas tecnologías a medida que surjan. El proceso de corte de célula no destructivo, del que Trina Solar es pionera, protege las células y mantiene su resistencia mecánica. Las obleas de silicio de 210 mm, la interconexión de alta densidad y los múltiples busbars (MBB) garantizan una mayor fiabilidad del rendimiento.



Trina Solar ha puesto en marcha su nueva fábrica verticalmente integrada de tipo N para garantizar el suministro de células i-TOPCon de tipo N para módulos de todos los tamaños. Se espera que la capacidad total de módulos con tecnología de tipo N de 210 mm de Trina Solar alcance los 30 GW este año.

■ Fiable y sostenible: estructura de doble vidrio

Vertex S+ es el primer módulo del mercado para tejados residenciales que incorpora una robusta estructura de doble vidrio, sustituyendo



En este gráfico se puede ver la estructura de doble vidrio del módulo Vertex S+ de Trina Solar, que sustituye la lámina posterior de plástico por una segunda capa de vidrio. Un diseño altamente fiable que brinda una protección perfecta durante décadas

yendo la lámina posterior de plástico por una segunda capa de vidrio. Como tales, los diseños de doble vidrio son altamente fiables y brindan una protección perfecta durante décadas, lo que hace que la estructura de este módulo sea extremadamente resistente a la niebla salina, los ácidos y los álcalis. El vidrio es un sellante perfecto y simétrico, por lo que garantiza una penetración nula de la humedad y minimiza la tensión en las células. Además, los módulos Vertex de doble vidrio ofrecen la máxima seguridad contra

incendios. Pero no sólo eso: la omisión de la lámina posterior también reduce el uso de plásticos, lo que mejora aún más la huella medioambiental del módulo y su reciclaje cuando llega el final de su vida útil.

■ Diseñado pensando en el instalador

Gracias a los avances en el procesamiento del cristal, Trina Solar ha podido utilizar dos capas de vidrio ultrafino de tan solo 1,6 mm de grosor, lo que se traduce en un peso

reducido del módulo de 21,1 kg, comparable al de los módulos backsheet. Esto significa que los instaladores pueden trabajar con el nuevo Vertex S+ en el tejado como siempre lo han hecho con los módulos fotovoltaicos convencionales.

En cuanto a la instalación, Vertex S+ es altamente compatible con otros componentes del sistema (BOS). Ofrece una gran variedad de métodos de montaje, incluida la fijación en el lado corto y largo, la instalación coplanar, el shared rail y el montaje slide-in. Gracias a su corriente de cortocircuito de 10,7 A, también es compatible con más del 99% de los principales inversores del mercado, según ha verificado un exhaustivo análisis de compatibilidad.

■ Tranquilidad durante 30 años y más

Detengámonos un momento y pensemos dentro de 30 años. ¿Seguiremos cada uno de nosotros por aquí? En cualquier caso, nuestros hijos y nietos sí. Y también lo hará el sistema que se construya hoy día con Vertex S+, dado que el producto viene con una garantía de rendimiento extendida de 30 años. La integridad mecánica está garantizada durante 25 años, en lugar de los 15 años habituales en la industria. Estas garantías ampliadas demuestran la confianza de Trina Solar en su tecnología de doble vidrio y en el rendimiento a largo plazo de las células de tipo N.

■ Crear valor y confianza para el cliente

Al igual que nuestros hijos, un sistema fotovoltaico es una inversión a futuro, un compromiso a largo plazo. Para el instalador el objetivo es cero fallos y cero mantenimiento en los paneles solares. Para sus clientes es lo mismo: lo ideal para todos es “instalar y olvidarse”. Vertex S+ ayudará en gran medida con esa propuesta de valor, permitiendo ofrecer a los clientes la mejor inversión en cuanto a energía solar garantizada y de mayor rendimiento. Gracias a su innovadora estructura ligera de doble vidrio, ofrece unas prestaciones y una seguridad superiores. Al incorporar más vidrio, se reduce el uso de plástico y aumenta la durabilidad, lo que favorece la vida útil y la reciclabilidad del panel.

Trina Solar resume las cualidades del módulo Vertex S+: “Crea valor agregado en dimensiones de rendimiento energético, durabilidad y sostenibilidad; en resumen, energía solar a prueba de futuro”.

Más información:

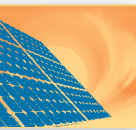
→ www.trinasolar.vertexsplus.com/es



Su **one-stop-shop** para todas sus **instalaciones** **sostenibles**

Descubra nuestra gama
de productos: **ESTG.EU**





SOLAR FOTOVOLTAICA

GoodWe: la energía de nuestra vida

La crisis de suministro energético en 1973 provocó un cambio profundo en la percepción de los países principalmente occidentales sobre la garantía de suministro. La carestía y subida de precios entonces, impulsaron diferentes políticas energéticas nacionales orientadas a prevenir situaciones similares, mitigando en la medida de lo posible el impacto en sus economías. La historia se repite. Así la lee GoodWe.

Luis Fariza*

Décadas después de aquella crisis vemos cómo de vulnerable sigue siendo nuestra sociedad a la inseguridad energética. Todos, desde familias, autónomos, instituciones y hasta grandes entidades, se ven seriamente afectados por ello, y es precisamente ésta, nuestra sociedad, la que demanda e impulsa hoy un nuevo paradigma ya no solo relativo a la estabilidad energética, sino a la calidad de esta, su impacto y sostenibilidad en todos sus aspectos, en definitiva, un nuevo paradigma de la energía en nuestra vida.

Las empresas del sector de las energías

renovables, como eslabón principal creador de empleo y bienestar social, participan profundamente en este cambio, proponiendo nuevas ideas y desarrollando soluciones innovadoras orientadas a la mejora de nuestra sociedad; y ya desde su fundación en 2010, GoodWe forma parte de ese grupo de empresas que desarrollan soluciones que mejoran nuestra vida. Trabajamos y participamos en cómo la energía solar fotovoltaica se multiplica en los tejados de nuestras viviendas y cubiertas industriales.

Las familias pueden hoy hacer frente de mejor manera a esta crisis y reducir conside-

rablemente su factura de la luz, gracias a las nuevas soluciones residenciales de GoodWe, basadas en inversores de última generación que optimizan la energía solar producida por los módulos fotovoltaicos y gestionando la energía disponible de forma inteligente.

■ Soluciones para aprovechar el autoconsumo al máximo

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. La función Peak-shaving, para reducir el consumo en periodos de elevado coste, y la función de gestión de excedentes para aprovechar al máximo la energía solar disponible, elevan las posibilidades del autoconsumo familiar a niveles antes no posibles.

Los inversores de almacenamiento GoodWe ES G2, EH Plus+, ET Plus+, ET30, SBP G2, BH y BT disponen de una línea CA de respaldo (Backup) para el suministro eléctrico independiente a una carga. El tiempo de conmutación inferior a 10 milisegundos, equivalente a los sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI), garantiza de este modo el suministro de energía, sin interrupción de consumo mediante fuente renovable, en emplazamientos donde la red se ve afectada por frecuentes averías o inestabilidad, situación aún habitual en el mundo rural peninsular e isleño.

Cada vez más presente en nuestras calles, el vehículo eléctrico es un medio de transporte ya presente en muchas familias. GoodWe presenta en Genera 2023 su **cargador de vehículo eléctrico HCA** con modelos de 7 kW, 11 kW y 22 kW, compatibles con los vehículos eléctricos comercializados en Euro-



GoodWe presentará en Genera sus soluciones más innovadoras en almacenamiento energético.

pa. Estos cargadores han sido especialmente desarrollados para poder utilizar la energía solar disponible en combinación con los inversores de almacenamiento GoodWe, mediante la operación Solar Smart reduciendo el coste de carga e incrementando aún más el factor de autoconsumo familiar.

La seguridad es una prioridad para GoodWe, y por ello, hacemos posible que la protección avanzada AFCI sea una realidad en los nuevos inversores. Esta protección permite al inversor detectar e interrumpir la corriente continua en caso de arco eléctrico en la serie FV. Además, la tecnología LiFe-PO₄, utilizada en las baterías **Lynx Home U**, **F Plus+**, **Lynx C**, está considerada la más estable y fiable para aplicaciones de almacenamiento residencial, obteniendo la serie **Lynx Home F Plus+** la exigente certificación alemana VDE2510-30. GoodWe ofrece la máxima seguridad posible a los usuarios de autoconsumo residencial.

Por su parte, las empresas también han podido afrontar el incremento del coste energético gracias al autoconsumo fotovoltaico. Esto solo es posible si la generación coincide con el periodo de consumo industrial, al apenas existir soluciones para el almacenamiento y uso diferido de energía en el segmento comercial e industrial.

Los inversores GoodWe para el segmento comercial e industrial están desarrollados precisamente para reducir el LCOE (coste de la energía normalizado) y maximizar la inversión económica realizada en el sistema. Se basan en la tecnología multi-MPPT (seguidor del punto de máxima potencia solar) que permite diseñar los sistemas FV optimizando las cubiertas complejas, su capacidad de sobredimensionamiento y compatibilidad con los módulos de última generación de alta potencia, y su excelente comportamiento termodinámico que permite la operación a plena carga en ambientes extremos. Como ejemplo, la nueva serie **SMT** con un mayor rango de potencia desde 25 kW hasta 60 kW, con 3 y 6 MPPT respectivamente, se presenta con una opción óptima de elevada densidad energética para sistemas comerciales.

■ Almacenamiento para comercio e industria

En el segmento comercial e industrial, el almacenamiento de energía se considera clave para no solo mejorar la actividad económica, por mayor reducción del coste energético, sino también clave para el desarrollo y consecución de los objetivos nacionales en materia de autoconsumo industrial. Y es aquí donde



GoodWe irrumpe en el mercado aportando sus soluciones más innovadoras, como empresa líder en soluciones de almacenamiento, según Wood Mackenzie.

En este sentido, las soluciones GoodWe están diseñadas para múltiples escenarios, como la maximización del autoconsumo para reducir el coste energético, la reducción de la demanda de potencia y energía en periodos de elevado coste gracias a la función Peak-shaving, disponer de potente respaldo de suministro esencial o la combinación de estos escenarios, según sean las necesidades de los clientes industriales. El nuevo inversor híbrido **ETC** de 50kW y retrofit **BTC** 50kW en combinación con la nueva batería comercial **Lynx C**, nos ofrecen estas y otras posibilidades.

Si se requiere una alta capacidad de almacenamiento por inversor, los nuevos inversores híbridos **ET** de hasta 30 kW, permiten disponer de hasta 262 kWh de capacidad de almacenamiento en combinación con las baterías **Lynx Home F Plus+**. Para configuraciones escalables, el inversor **ET Plus+** y el dispositivo **SEC1000S** ofrecen la solución perfecta para diseños asimétricos donde diferentes capacidades deban ser satisfechas de forma individual, como por ejemplo diferentes capacidades de almacenamiento y suministro de respaldo. Todas estas soluciones serán mostradas en **Genera 2023**.

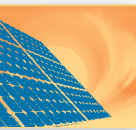
Además de productos de alta calidad y su disponibilidad competitiva en el mercado, GoodWe acompaña a sus socios y clientes durante todas las fases, a través de diferentes equipos especializados. Particularmente, la formación es un aspecto fundamental para GoodWe, para poder obtener el mejor resultado posible de toda la cadena de valor y mantener la confianza del cliente final. El programa europeo **GoodWe PLUS+**, donde se forma a instaladores de modo gratuito, es un ejemplo del compromiso de GoodWe en este sentido.

Diferentes instituciones internacionales han reconocido sucesivamente a GoodWe. TÜV Rheinland "All Quality Matters Award" a la calidad de sus productos, Wood Mackenzie "World's Top3 Storage Inverter Supplier" 2021 y BloombergNEF "Most Financially Stable Inverter Company" 2021 son algunos de los galardones y reconocimientos obtenidos hasta ahora, reforzando el esfuerzo, compromiso y participación de GoodWe en el desarrollo de este nuevo paradigma de la energía de nuestra vida. Os esperamos en **Genera 2023**.

**Luis Fariza es Technical Sales Manager Iberia / ESS Product Manager EMEA*

Más información:

→ es.goodwe.com



SOLAR FOTOVOLTAICA

Soltec: la integración vertical como palanca de éxito

En un año retador para la energía limpia, la compañía especializada en soluciones fotovoltaicas planteó un modelo de negocio integrado que sorteó con éxito la difícil coyuntura económica y geopolítica.

ER

El último informe de Bloomberg New Energy Finance ha puesto la energía solar al frente del camino renovable. La disminución en el coste de la tecnología fotovoltaica ha empujado un aumento en la inversión de 3,7 billones de dólares en todo el mundo. Esto supone que el 90% de la electricidad mundial podría tener su origen en las energías renovables para 2050, tras la aceleración de la transición energética en un periodo energéticamente retador.

La industria renovable coincide en que 2023 podría ser el año de la consolidación después de doce meses de disrupciones. Ha sido un año de gran complejidad. Los precios de las materias primas, los costes de la energía y los problemas en la cadena de suministro se han agudizado en detrimento de los márgenes. Frente a un horizonte poco nítido, las compañías han tenido que reinventarse para poder sortear la incertidumbre y satisfacer las nuevas necesidades de sus clientes al mismo tiempo.

En 2022 actores del panorama energético, públicos y privados, lograron adaptar sus planes a un orden mundial sacudido por disrupciones sin precedentes que tuvieron un impacto destacado en todo el tejido productivo a escala mundial. Las compañías de energías renovables, que llevaban años allanando el camino de la transición energética y pidiendo garantías para la consecución de los objetivos verdes, llegaron preparadas a la crisis. La necesidad de ser independientes energéticamente fue una urgencia en la que ellas, en especial, hicieron hincapié desde su nacimiento.

En medio de la paradoja que una coyuntura tan compleja, pero tan prometedora, suponía para las empresas, Soltec diseñó una hoja de ruta cuidada y basada en casi dos décadas de experiencia. No es baladí que la compañía, que ya contaba con una propuesta de valor sólida, decidiera ir más allá en medio de una crisis como la vivida integrándose verticalmente y ofreciendo soluciones

de energía solar fotovoltaica punteras para España y el mundo.

■ Una propuesta fortalecida

En mayo, tan solo unos meses después del estallido de la guerra de Ucrania, la firma capitaneada por Raúl Morales comunicó su nuevo Plan Estratégico 2022-2025. La compañía marcó un camino sólido para los próximos años apostando por una mayor integración vertical como centro de su estrategia corporativa. Entre otras líneas, se decidió apostar por las sinergias entre las tres divisiones del negocio (industrial, desarrollo de proyectos y gestión de activos, inaugurada entonces) y por la conversión gradual de la compañía en una IPP industrial (productor independiente de energía). Todo esto, respaldado por un equipo gestor y técnico con un largo recorrido, puso sobre la mesa una propuesta de valor fortalecida para todos sus grupos de interés.

El lanzamiento de la nueva línea de negocio, Asset Management, completó la integración vertical de toda la actividad de Soltec, desde el desarrollo de los proyectos en fases iniciales, a su construcción y posterior operación y mantenimiento. Completando un ciclo que llamó la atención de los accionistas, reforzó la confianza en el valor y derivó en la consecución posterior de grandes hitos para un cierre de año en línea con las estimaciones de la compañía para el ejercicio.

■ Una apuesta por el I+D+i y el dividendo social

Durante el 2022, Soltec demostró que su creación de valor no se limita únicamente a la rentabilidad de su propia actividad productiva. La compañía está convencida de que, si no camina al mismo ritmo que los





En su Plan Estratégico 2022-2025 Soltec apuesta por las sinergias entre sus tres divisiones (industrial, desarrollo de proyectos y gestión de activos) y por la conversión gradual en una IPP industrial (productor independiente de energía)

avances tecnológicos y las ideas disruptivas para hacer frente a los retos sostenibles, sus objetivos no se lograrán a tiempo.

El año pasado, la firma demostró esta convicción con la puesta en marcha a través de la Fundación Soltec de su programa Helios para la promoción de ideas emprendedoras sostenibles. La convocatoria tuvo el objetivo principal de impulsar iniciativas dentro del sector de las energías limpias y la sostenibilidad en la Región de Murcia. El nacimiento de Helios fue un paso más en su compromiso por hacer realidad proyectos en favor de la economía social corporativa y cuyos beneficios recaigan con un impacto positivo sobre los ciudadanos de la Región de Murcia.

■ Socios de confianza para acuerdos estratégicos

Con grandes objetivos por delante, Soltec volcó su ambiciosa declaración de intenciones en acuerdos estratégicos. En los últimos meses, el mercado ha sido testigo de hitos de relevancia como el contrato de suministro de 750 MW de su último seguidor SFOne para dos proyectos de Canadian Solar y SPIC en Brasil, y con el que Soltec ha consolidado un track record de 4,6 GW en un país estratégico para la compañía.

Además, en España llevó a cabo un anuncio muy prometedor: el acuerdo con Endesa para la construcción de una fábrica de seguidores para el Nudo Mudéjar en Andorra (Teruel). Mediante este proyecto, la empresa podrá aportar decenas de puestos de trabajo para la región. En paralelo, las firmas que han obtenido acceso al Nudo podrán beneficiarse de la tecnología de vanguardia suministrada por Soltec para el desarrollo de sus proyectos. En Europa, Soltec también comunicó el cierre de un acuerdo para el desarrollo de forma conjunta de 340 MW



de proyectos de energía solar fotovoltaica en Italia con ACEA, una alianza que les ha permitido consolidar su posicionamiento en el mercado italiano.

■ La cristalización del valor renovable

Trazada la nueva hoja de ruta, Soltec ejerció la diligencia operativa y financiera que le prometió al mercado. En la presentación de resultados del tercer trimestre de 2022, la compañía comunicó que había vuelto a beneficios, un hito alcanzado en tiempo récord fruto de todas las medidas que desde Soltec se adoptaron con intención en un entorno de gran dificultad. A la espera de conocer los resultados anuales de la compañía con sede en Molina de Segura (Murcia), sus responsables ya adelantaron que cumplirán con el guidance que se marcaron a principio del año pasado.

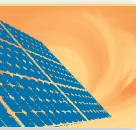
A pocas semanas de cerrar su año fiscal, Soltec ha sumado otro hito que ha catapultado su valor bursátil, ganándose la recomendación y las buenas perspectivas de grandes analistas. En enero de este año, la compañía firmó un acuerdo de financiación de 100 millones de euros con el fondo de crédito ase-

sorado por Incus Capital para financiar su negocio de gestión y explotación de activos renovables (Soltec Asset Management). Con esta operación, Soltec cierra un año concretando sus palabras con hechos y asegurando los fondos necesarios para continuar con su ambiciosa hoja de ruta de cara a los próximos años.

La Agencia Internacional de las Energías Renovables (IRENA) espera que en los próximos cinco años se genere tanta energía renovable como en estos 20 años anteriores. Ya en un primer semestre de 2023 en el que el precio de la energía se sigue proyectando al alza, la energía fotovoltaica se plantea como solución clave y económicamente razonable dentro del *mix* energético para un país como España con alta exposición solar. Solo las compañías con una hoja de ruta tan clara y ambiciosa como la de Soltec podrán seguir liderando el camino para otros en un nuevo orden global tan complejo como ilusionante.

Más información:

→ www.soltec.com



El equipo de I+D de LONGi consigue récords de eficiencia

El mayor fabricante de módulos solares del mundo ha batido récords de eficiencia de conversión de células solares 12 veces entre abril de 2021 y enero de 2023 en tecnologías que incluyen TOPCon de tipo N y tipo P, HJT de tipo N y tipo P, y HJT sin indio.

ER

LONGi ha establecido dos nuevos récords mundiales de eficiencia de células: el primero, un 26,56% para una célula HJT de tipo P, y el segundo, un 26,09% para una célula HJT sin indio basadas en obleas de silicio monocristalino de tamaño completo M6 y en un proceso de producción en serie desarrollado por la propia empresa. Los resultados fueron certificados en Alemania por el Instituto de Investigación de Energía Solar de Hamelín (ISFH). Y se dieron a conocer a finales de 2022.

Para abordar el punto débil a largo plazo de las células HJT, el equipo de I+D de LONGi se centró en la demanda del mercado y en la innovación tecnológica para conseguir este récord para sus obleas comerciales de silicio dopadas con galio, que al final fue

un 0,44% mayor que el 26,12% que habían anunciado previamente.

En el caso de las células HJT sin indio, para alcanzar más eficiencia el equipo sustituyó la clásica película conductora transparente a base de indio por materiales alternativos más baratos y ecológicos. Este avance pone de manifiesto el potencial de la tecnología HJT en términos de mejora técnica y reducción de costes y también ofrece al sector una posible solución a su dependencia del indio para la producción en serie a gran escala, marcando a la tecnología HJT el camino a seguir para conseguir niveles de producción del orden de teravatios.

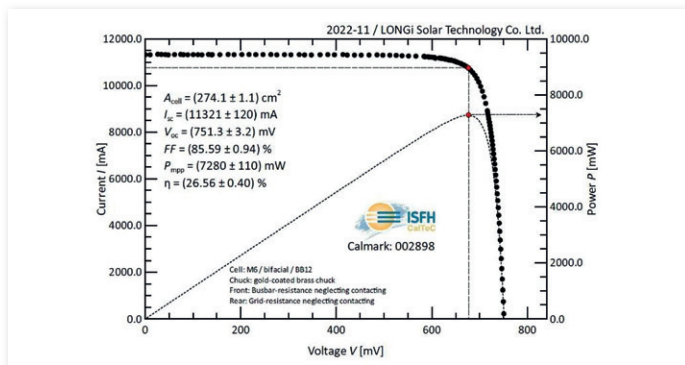
■ Récord mundial de eficiencia para células solares de silicio

En noviembre de 2022, LONGi consiguió

un gran avance en la eficiencia de sus células solares de silicio. De acuerdo con el informe de certificación del ISFH, la empresa estableció un nuevo récord mundial con un 26,81% para sus células solares de silicio HJT en obleas de silicio de tamaño completo fabricadas en serie.

Según Martin Green, profesor de la Universidad de Nueva Gales del Sur (Australia) y uno de los mayores expertos del mundo en fotovoltaica, la máxima eficiencia de células solares de silicio registrada hasta la fecha es del 26,81%. “Este destacado logro se incluirá en la próxima versión de las tablas de eficiencia que se publican sobre los avances en fotovoltaica”, ha dicho.

Este ha sido el último récord mundial desde que otra empresa alcanzó una eficiencia del 26,7% en 2017. También ha sido la



Dennis She, vicepresidente de LONGi. Y gráfico del récord de eficiencia del 26,56% para una célula HJT de tipo P

primera vez en la historia que una empresa china de tecnología solar consigue el récord mundial con células de silicio.

“Mejorar la eficiencia y reducir el coste normalizado de la electricidad (LCOE) es la eterna búsqueda de la industria fotovoltaica. La eficiencia de las células solares es el indicador por el que se guía la innovación en tecnología fotovoltaica. Pero cada 0,01% de mejora de la conversión de las células requiere un esfuerzo inmenso –apunta Li Zhengu, fundador y presidente de LONGi–. Las células solares de silicio cristalino representan casi el 95% del mercado fotovoltaico actual, por lo que su eficiencia última pone también de manifiesto el potencial y la dirección de desarrollo de la industria fotovoltaica, lo que tiene una enorme importancia para todo el sector”.

Xu Xixiang, vicepresidente del instituto central de I+D de LONGi, también cree que batir el récord mundial ha marcado un hito en la historia de la fotovoltaica china, ya que ha demostrado la potencia científica y tecnológica de sus empresas.

Desde junio de 2021, el equipo de I+D de LONGi no ha parado de batir récords mundiales con células HJT (del 25,26% al 26,81%), logrando este incremento del 1,55% en solo un año y cuatro meses. En concreto, en poco más de un mes LONGi batió un nuevo récord mundial con células de silicio con un 26,74%, 26,78% y 26,81%, respectivamente, reafirmando la determinación de la compañía de seguir centrándose en la inversión en I+D y de fomentar el progreso industrial. Esta tecnología madura y el récord mundial de las obleas de silicio de gran tamaño también son algo muy raro en la historia de la tecnología fotovoltaica. El nuevo récord mundial captó la atención de la Agencia Internacional de la Energía (IEA) y de infinidad de organizaciones.

■ La equidad energética y la sostenibilidad, en la COP27

Durante la COP27 celebrada en Egipto el pasado mes de noviembre, LONGi lanzó un marcador de fabricación verde y equidad energética, publicó su segundo libro blanco sobre acción climática y presentó su última generación de módulos de la serie Hi-MO 6. Dennis She, vicepresidente de LONGi, compartió sus reflexiones sobre la situación actual y las perspectivas de futuro de la popularización de las energías renovables. “Lo que veo desde la primera fila de la industria fotovoltaica es que la inversión en I+D y la producción de energía renovable han avanzado muy rápido. A pesar de diversas conmociones en los últimos tres años, la capacidad instalada de energía solar en el mundo ha crecido alrededor de un 30% cada año.

Gracias al progreso tecnológico continuado, el coste de generar energía fotovoltaica se ha reducido más de un 90% comparado con lo que costaba hace diez años. En muchas partes del mundo, la energía solar se ha convertido en la más económica”.

Pero She cree que hay que tomar medidas para seguir avanzando en los compromisos ambientales globales. “En primer lugar, hacemos un llamamiento a todos los países para que dejen de subvencionar las energías fósiles tradicionales y dediquen sus limitados recursos a medidas climáticas urgentes. Hoy, las renovables ya ofrecen electricidad barata y no es razonable seguir subvencionando las energías fósiles. En segundo lugar, esperamos que los procedimientos para la aprobación de proyectos de renovables sean más eficientes y rápidos. Por último, esperamos que las distintas fuerzas no politicen las energías renovables y los bienes públicos de toda la humanidad”.

Arrojando luz sobre el tema del desarrollo del talento y la mejora de las habilidades, Dennis She también recordó la necesidad de formación para fomentar la energía solar en todo el mundo. Por eso “hemos creado campos de formación en muchos lugares para capacitar a ingenieros locales y cultivar el talento empresarial”.

■ Investigación continua en torno a la eficiencia de las células solares del tipo P

En septiembre de 2022, LONGi alcanzó lo que en ese momento fue un récord mundial: un 26,12% de eficiencia para sus células de silicio tipo P en heterounión (HJT). El récord, validado también en pruebas realizadas por el ISFH, se consiguió con obleas monocristalinas tipo P dopadas con galio de tamaño completo (M6, 274,3 cm²), y es el récord de eficiencia de células tipo P hasta la fecha, lo que confirma de nuevo la viabilidad de la tecnología de producción en serie HJT a bajo coste.

La eficiencia de las células fue 0,65% mayor que el 25,47% previamente anunciado en 2022. El equipo de I+D mejoró el método de Czochralski para dar respuesta a la creciente demanda de indicadores de rendimiento para obleas HJT de tipo P, como resistividad y duración. La eficiencia de la



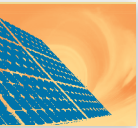
Módulo Hi-MO 6 S72 Bifacial de LONGi

célula mejoró significativamente en cuanto a corriente de cortocircuito (Isc), tensión en circuito abierto (Voc) y factor de forma (FF), que aumentaron un 1,06%, 0,3% y 1,1%, respectivamente, gracias al constante avance en los procesos de pasivado de puntos de contacto y microcristalización de la capa ventana. Hay que señalar que el proceso de desarrollo ha sido similar al utilizado para las células de tipo N, lo que demuestra plenamente la versatilidad y fiabilidad de la tecnología.

Como empresa de tecnología solar líder en el mundo, LONGi tiene un largo historial de ofrecer mayor valor a los usuarios finales gracias a la constante innovación tecnológica, consolidando así su posición de liderazgo en las nuevas tecnologías de células solares. Solo en 2021, LONGi batió siete veces el récord mundial de eficiencia, alcanzando un 25,21%, 25,19% y 26,30% con células TOPCon de tipo N, TOPCon de tipo P y HJT de tipo N, respectivamente.

Más información:

→ www.longi.com/es



SOLAR FOTOVOLTAICA

Una estrategia “holística”: el valor desconocido de los seguidores solares

Hoy en día, las empresas de seguidores solares no limitan sus actividades al desarrollo de diseños de última generación, fabricación y entrega de seguidores en planta. Dado que el objetivo principal de TrinaTracker es lograr el precio de energía más bajo posible para cada proyecto, la innovación y el desarrollo son esenciales. Trina trabaja continuamente para definir soluciones y servicios inteligentes que aumenten la producción de energía y apoyen a los clientes durante toda la implementación y operación de la planta.

Marisa **González Berrocal***

Detrás de toda oferta comercial hay un sólido trabajo de pre-venta e ingeniería, que consiste en analizar múltiples factores, muchos de los cuales son desconocidos por los clientes.

Entre muchos otros elementos, los ingenieros de pre-venta evalúan las características del sitio en cuanto a su diseño, características del terreno y el clima, legislación local, logística, adaptación de tecnología, etc, para entregar la propuesta más beneficiosa y optimizada para cada proyecto. Por lo tanto, cada propuesta es única y hecha a la medida de las demandas del cliente.

Además, los servicios no terminan con la entrega de los seguidores en la planta. Por el contrario, trabajamos junto a nuestros clientes durante todo el proceso de instalación y operación: brindando capacitación a los instaladores; supervisando la instalación; trabajando en contingencias y ofreciendo ser-

vicios de consultoría técnica para garantizar que cada componente funcione de manera eficiente durante los más de 30 años de la fase operativa de la planta fotovoltaica.

Si ocurre algún tipo de fallo tras la interconexión, nuestro departamento de servicio *after-sales* trabaja 24/7 para brindar a los clientes una respuesta rápida y una acción inmediata. Además, TrinaTracker optimiza continuamente sus canales de comunicación online para facilitar las tareas de informes, hacer preguntas e implementar la solución más eficiente en tiempo récord.

■ Innovación tecnológica para ser más eficientes

Afortunadamente, en el mercado solar operan excelentes empresas de Ingeniería, Compras y Construcción (EPC) altamente maduras y profesionales, que destacan en la construcción de grandes instalaciones

solares. Su modelo de negocio, la naturaleza y la presión a la que se enfrentan sobre los Gastos de Capital (CAPEX), los lleva a comprar aquellos productos que, además de la calidad, aportan principalmente ventajas competitivas en precio. Por lo tanto, los desarrolladores, propietarios, y productores independientes de energía (IPP) delegan y confían en su experiencia en adquisición y construcción, y no consideran las innovaciones tecnológicas que están surgiendo en el mercado fotovoltaico y que pueden ser más costo-eficientes a largo plazo.

Recientemente, me sorprendió saber que algunos desarrolladores, inversores y propietarios de activos desconocen los últimos desarrollos que integran la inteligencia artificial en el ecosistema de los seguidores solares. Estos grupos demandan en numerosas ocasiones la necesidad de digitalizar aún más las instalaciones fotovoltaicas, sin ser conscientes de los ya existentes algoritmos de seguimiento o las soluciones inteligentes de control y supervisión.

En mi opinión, esto surge por dos razones. Por un lado, algunos desarrolladores, propietarios de activos e IPP confían



Planta de Kesses, en Kenia. Tiene una potencia de 55 MW y utiliza el modelo de seguidor Vanguard 2P



En el gráfico superior se pueden ver las soluciones inteligentes de Trina Tracker. A la derecha, planta de 20 MW en Myanmar, con seguidores Vanguard 1P

al 100% en empresas EPC, cuyo criterio de compra se enfoca mayoritariamente en el CAPEX. Además, por otro lado, las empresas de seguidores solares no hacen el esfuerzo suficiente para informar a estos grupos sobre sus innovaciones en inteligencia artificial, que consiguen minimizar el coste de la electricidad producida por las instalaciones fotovoltaicas.

En consecuencia, al tener una mentalidad centrada en el cliente, TrinaTracker dedica gran parte de sus recursos a educar al mercado sobre toda su cartera de soluciones inteligentes desde un punto de vista integral. Cuando se integran todas las soluciones de seguimiento de Trina, se logra una mayor producción a un menor coste a largo plazo.

Dicho de otro modo, la empresa no sólo aporta visibilidad de sus capacidades de generar procedimientos de fabricación inteligentes y diseños de seguidores de última generación. TrinaTracker explica y promueve sus soluciones de inteligencia artificial, como SuperTrack y Trina Smart Cloud.

■ Más allá de los algoritmos convencionales

El primero incluye un algoritmo de 'Smart Tracking' (STA) y 'Smart Back Tracking' (SBA) que aumenta la producción de energía hasta un 8% en comparación con los algoritmos convencionales, en plantas con terrenos con múltiples pendientes y ondulaciones y durante periodos de altos niveles de irradiación difusa.

STA optimiza la producción de energía para módulos bifaciales en condiciones de irradiación altamente difusa, considerando 12 parámetros diferentes incluidos en el modelo de irradiación bifacial Trina. Eso significa una cantidad de información mucho mayor que los datos obtenidos por los cuatro parámetros utilizados por los algoritmos

convencionales. Además, STA reduce los tiempos de rotación de los seguidores, extendiendo la durabilidad de los motores.

Por su parte, SBA minimiza las pérdidas de generación de energía que resultan de las sombras entre filas en plantas fotovoltaicas instaladas en terrenos con múltiples pendientes. Primero, la tecnología de detección de UAV y los datos de generación de energía crean una simulación 3D de paisajes y sombras. Luego, el ángulo de retroceso óptimo se define con precisión mediante un algoritmo de aprendizaje automático y el modelo patentado Mini-Shading.

En cuanto a Trina Smart Cloud, es la solución inteligente de monitoreo y control de datos patentada por TrinaTracker. Esta aplicación proporciona datos operativos en tiempo real, minimiza la pérdida de energía y mejora el rendimiento del sistema, además de reducir las actividades de operación y mantenimiento.

Trina Smart Cloud analiza los datos online, lo que permite operar la planta fotovoltaica de forma más eficiente y precisa en una amplia gama de condiciones

climáticas, maximizando la producción de energía y limitando la actividad y los costes de operación y mantenimiento, tanto como sea posible a través de sugerencias de mantenimiento preventivo.

Además, Trina Smart Cloud muestra los datos de los piranómetros y sensores de nieve que se comparten entre las NCU. Por lo tanto, si falla un sensor, el funcionamiento del seguidor no se ve afectado y la producción de energía se mantiene alta. Esta solución también integra estrategias de protección que responden activamente en condiciones climáticas extremas.

Estas soluciones de seguimiento inteligente patentadas por TrinaTracker, junto con las capacidades de fabricación de la empresa y la amplia gama de servicios que respaldan la implementación de las instalaciones fotovoltaicas desde su configuración inicial hasta el final de su vida útil, garantizan el máximo retorno a lo largo de sus más de 30 años de producción de energía.

*** Marisa González Berrocal es TrinaTracker Global Marketing Communications**

Más información:

→ <https://trinatracker.info/3Y02n10>





20.000 facturas de la luz a cero euros

Las baterías virtuales están de moda. Porque ayudan al autoconsumidor a incrementar su ahorro, o sea, a amortizar aún antes su instalación. Aparecieron en el mercado hace apenas unos meses de la mano de Próxima Energía, una comercializadora que... ha hecho historia, porque las baterías virtuales han causado (están causando) una auténtica disrupción, hasta el punto de que hoy, menos de un año después de su aparición, ya forman parte del catálogo de varias otras comercializadoras, tanto grandes (Iberdrola), como pequeñas (Helios, Goiener). Una de ellas nos ha dicho que espera cerrar este ejercicio con 20.000 facturas de la luz a cero euros.

Antonio Barrero F.

Ponemos unos paneles solares sobre el tejado de casa. Autoconsumimos la energía que producen. Si a nuestro “sistema solar”, además de los paneles, le hemos añadido unas baterías (las de litio están de moda), podremos cargarlas cuando no estemos en casa. Y si no tenemos baterías, pues (1) por la noche, cuando no luce el Sol, sacaremos de la red, como siempre hicimos, la electricidad que necesitamos; y (2) por el día, cuando no estemos en casa, la electricidad generada por nuestro “sistema solar” se irá a la red. Así opera, *grosso modo*, el autoconsumo, que no es sino una solución de ahorro. Ahorro de emisiones de gases de efecto indeseado, pues lo que nos trae el Sol, no hay que ir a buscarlo a una central de ciclo combinado (de esas que queman gas natural –metano– para generar electricidad); ahorro de electricidad, energía que si yo no generase tendría que comprarle a los señores de la luz (el autoconsumo ahorra un 25, un 30, un 40% de electricidad, o más, a sus beneficiarios); y ahorro de disgustos, porque los precios en el mercado eléctrico están como para no mirarlos. Hasta ahí, todo resulta muy evidente. Pero, ¿qué pasa con esa electricidad que durante el día, cuando no hay nadie en casa, vierte nuestro tejado solar?

Pues bien, para esa electricidad el Gobierno ideó la denominada compensación simplificada de excedentes, que consiste *grosso modo* en que tu comercializadora le

pone un precio (diez céntimos por kilovatio hora, por ejemplo) a esa electricidad tuya excedentaria (la que no puedes acumular y por eso viertes), precio (cantidad) que a final de mes tu comercializadora te restará del total de tu factura (si ese mes has vertido 100 kilovatios hora, pues te restarían de la factura mil céntimos, o sea, diez euros). Eso sí, ese ahorro (ahora cuantificado en dinero) nunca puede ser (porque así lo establece la ley) mayor que lo que la comercializadora te está cobrando por la energía que te suministra.

■ La energía y lo demás

Vamos por partes: digamos a grandes rasgos que la factura está dividida en dos mitades: por una parte, la cantidad concreta de kilovatios hora que has demandado ese mes (la electricidad propiamente dicha) y, por otra, todos los demás conceptos (potencia, impuestos, peajes para el mantenimiento de las redes, etcétera). El autoconsumidor puede compensar toda-toda la energía, pero tendrá que pagar la parte correspondiente a todos-los-demás-conceptos.

Y entramos aquí en la tercera dimensión: ¿qué ocurre entonces si el valor de mis excedentes es más elevado que mi factura porque resulta que mi instalación de autoconsumo es muy grande y/o ha producido muchísima electricidad este mes? Pues que ese valor lo pierdes. Se volatiliza. Porque la compensación simplificada de excedentes llega hasta

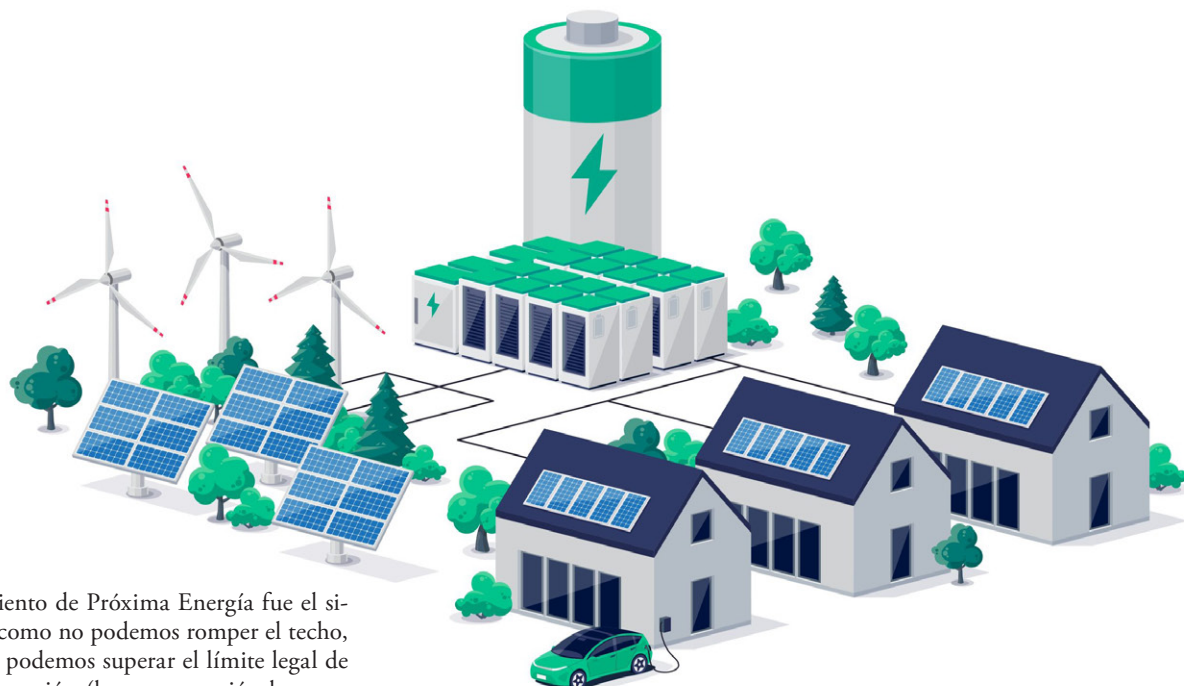
donde llega: tiene un límite (el susodicho).

Pues bien, así ha sido todo hasta que, en abril de 2022, un ingeniero industrial de nombre Jorge Morales de Labra, director de GeoAtlánter (empresa cuya comercializadora es Próxima Energía), ideó, desarrolló y “niqueló” su batería virtual. ¿Por qué lo hizo?

“Porque veo que es injusto –explica Morales– que las compañías eléctricas no valoren los excedentes que superan el límite legal de la compensación simplificada. Nos parecía injusto que la compañía eléctrica se estuviera quedando con un dinero que no es suyo. Y eso es lo que nos ha movido a reconocerle ese dinero al cliente”.

El quid de la cuestión es el ahorro, otra vez. La comercializadora tiene que comprar electricidad en el mercado mayorista para suministrar kilovatios hora a sus clientes minoristas. Si la comercializadora sabe que ahora su cliente en vez de 100 solo necesita 70 porque resulta que su cliente se ha convertido en autoconsumidor, pues la comercializadora se ahorra 30 en el mercado mayorista. Si lo multiplicamos por 1.000, pues salen 30.000. Pero la clave no está ahí, realmente. La clave está en la bolsa de kilovatios hora que no son compensados porque superan el límite. La comercializadora sabe aproximadamente cuántos son... y Próxima Energía se dijo: esto hay que reconocérselo de algún modo a los clientes.

¿Cómo? Con una “batería virtual”. El



razonamiento de Próxima Energía fue el siguiente: como no podemos romper el techo, como no podemos superar el límite legal de la compensación (la compensación hay que hacerla además mes a mes)... vamos a "guardar" esos kilovatios hora en una batería virtual (o lo que valen esos kilovatios hora, para ser más precisos) para el mes siguiente.

Así fue el planteamiento y hoy, diez meses después de su lanzamiento, las baterías virtuales de Próxima Energía (1) "almacenan" esos excedentes que no han podido compensarse en la misma factura en la que se generaron y (2) Próxima los aplica "en forma de descuento, tanto en la misma factura, como en otras facturas posteriores".

"Nosotros la lanzamos el uno de abril del año pasado —explica Morales de Labra—, y lo

cierto es que tardé mucho más en resolver los aspectos fiscales para que fuera legal, para que cumpliera con la normativa fiscal, que en la propia configuración de la facturación de la batería virtual. Sí, nuestro esquema fiscal, que fue muy meditado, y muy hablado con los asesores jurídicos, es lo más complejo de todo ello. Nuestra batería está diseñada con mucha cabeza, sabiendo lo que hacíamos y con vocación de permanencia. Después hemos visto muchas copias, algunas yo diría que insultantes —en el precio, en las condiciones y en todo lo demás—, pero, después de la nuestra, no he visto innovación en ningún caso".

■ Cuánto cuesta

El producto y/o servicio y/o concepto "batería virtual" de Próxima, la gestión de esos kilovatios hora, cuesta 3,9 euros al mes. Y luego además hay un coste adicional del 7% —apunta Labra— sobre la energía cargada. "Porque la previsión de ese volumen de energía... los desvíos, que así se les llama técnicamente, son mucho mayores en estos casos que en otros. La previsión de la energía excedentaria que uno va a tener es esencial" (los desvíos son penalizados económicamen-

Sigue en página 65...

ORDUÑA

21-23 Feb 2023
Stand 8D18

Soluciones fotovoltaicas con los mejores fabricantes:



CanadianSolar

CEGOSO

SUNFER

Gawe

SOLARREC

GOODWE

Ingeteam

LONGI

LORENTZ

DMEGC
SOLAR

Renusol
Europe GmbH

escelco
Beyond Solar Energy

SUNGROW
Clean power for all

VAN DER VALK
SOLAR SYSTEMS

victron energy
BLUE POWER

SMA

genera
Feria Internacional de Energía
y Medio Ambiente

Integramos energías para un futuro
sostenible.



IFEMA
MADRID



www.suministrosorduna.com
Distribuidor en España y Portugal



Suministros Orduña S.L.

Pl. La Atalaya. C/ Guillermo Marconi, Nº 19-23
45500, Torrijos (Toledo)
Tel: 925 105 155 / Email: info@suministrosorduna.com



Paula Santos

Directora de las áreas de Autoconsumo y Comunidades Energéticas en la Unión Española Fotovoltaica

“Las comercializadoras con batería virtual cada vez son más”



■ ¿Cuántos tipos de autoconsumo hay?

■ Bueno... Yo quizá comenzaría hablando de... tres modalidades: sin excedentes, con excedentes acogidos a compensación y con excedentes sin compensación. En los dos últimos casos se te permite inyectar energía a la red. La diferencia entre uno y otro radica en cómo se trata a esos excedentes: descuento en la factura (que es la compensación) u obtención de una retribución económica porque estás vendiendo esa energía excedentaria al mercado, es decir, que, en última instancia, estás operando como una instalación de producción de energía eléctrica. El objetivo de la compensación es que puedas obtener una retribución de tus excedentes pero sin que haga falta que te constituyas en productor de energía eléctrica (la tramitación es menor). La compensación tiene mucho interés para los casos residenciales o comerciales.

■ Pues hay autoconsumidores, residenciales, que se quejan de que sus comercializadoras les compensan poco. Lo que vienen a decir es: “me cobran a veintitantos céntimos el kilovatio y luego me pagan los excedentes a cinco”.

■ El precio de la energía que estás consumiendo y el precio de la energía excedentaria van a depender del tipo de contrato que tengas. Si tienes un contrato PVPC [precio voluntario para el pequeño consumidor] tienes un precio regulado por el Gobierno y que fluctúa indexado al mercado. Y el precio que se te paga por la energía excedentaria también lo fija el Gobierno [lo establece el Real Decreto 244, y también fluctúa indexado al mercado]. Lo que quiero decir es cuando tienes un contrato PVPC, el valor de lo que consumes (lo que te cobran) y el valor de la energía excedentaria (lo que te compensan) pueden variar en función de las fluctuaciones del mercado, pero la forma en la que se calcula, tanto la consumida como la excedentaria, está estipulada. En el caso de las comercializadoras libres el precio de la energía que tú consumes depende del contrato que has firmado con esa comercializadora, y el precio de la energía excedentaria, también.

■ La legislación vigente prohíbe compensar a las instalaciones de más de cien kilovatios [100 kW]. ¿Por qué?

■ La compensación está más pensada para instalaciones más pequeñas, o que tengan un interés, o un fin, o un objetivo... en el sector residencial o comercial. La propia definición de la compensación simplificada no tendría sentido para instalaciones muy grandes, porque el valor de la energía excedentaria no puede ser mayor que el valor de la energía consumida. Si sobredimensionas mucho la instalación vas a tener muchos excedentes y no se te van a poder compensar. Ahora mismo en todo caso en la asociación no hay tanta preocupación por ese límite como por el tiempo en el que se activa la compensación de excedentes.

■ ¿Hay demoras?

■ Pues hasta agosto veíamos muchas instalaciones que no estaban viendo todavía compensados los excedentes en su factura de la luz. Pero en agosto el Gobierno ha aprobado el Real Decreto-ley 12/2022, y ese RDL establece un tiempo máximo de dos meses desde la obtención del certificado de instalación eléctrica y la transmisión de la información de las comunidades autónomas a las distribuidoras hasta el vertido a la red

de los excedentes y... habrá que ver cómo va funcionando el tiempo de activación. Porque la tramitación con las empresas distribuidoras... en algunos momentos es complicada.

■ Vuelvo a las instalaciones para autoconsumo de más de 100 kW. No se pueden acoger a la compensación (porque la ley no lo permite), pero tengo entendido que algunas están optando además por no acogerse tampoco a la modalidad de venta de excedentes. Vamos, que están optando por conectarse ya y limitarse a autoconsumir.

■ Es verdad que la tramitación de autoconsumo con venta a red lleva más tiempo... El principal problema es el permiso de acceso y conexión [todas las instalaciones de más de 100 kW y las instalaciones de más de 15 kW en suelo urbanizado necesitan permiso de acceso y conexión], que es lo que más tiempo se tarda en obtener. Y además hay poca capacidad en según qué nudos. Ese sí es un problema. Y por eso hay ahora muchas industrias, o muchas instalaciones, que, a pesar de que son grandes, optan por el autoconsumo sin excedentes. Porque la tramitación con excedentes no acogida a compensación es larga y tediosa... Y dependes de que haya capacidad en tu subestación... No es que no exista el marco legislativo. Es que hay un montón de trabas en la tramitación, algo en lo que estamos trabajando mucho. Bueno, es ahí donde ahora estamos trabajando más.

■ ¿Qué es una batería virtual?

■ Es un producto que están sacando ciertas comercializadoras que le da un valor a la energía excedentaria que tu comercializadora no te ha compensado.

■ ¿Los excedentes no compensados?

■ Sí. Porque resulta que la compensación de excedentes tiene un límite.

■ ¿Y cuál es?

■ El valor económico de los excedentes no puede ser mayor al valor de la energía que has consumido. No puedes tener un saldo positivo. Como mucho podrías llevar la factura a cero.

■ Y hay instalaciones con muchos excedentes...

■ Sí, puede haber instalaciones a las que se haya compensado hasta el máximo, y que aún así sigan teniendo excedentes. Bueno, pues ahí ciertas comercializadoras ofrecen productos –llámalo batería virtual o como quieras– para esa energía excedentaria que no has podido compensarte. Son productos que te guardan, en forma de bono o de valor económico, ese excedente que no pudiste compensar en tu factura mensual y que podrás utilizar en tu segunda residencia, o el mes que viene, o de alguna otra manera... Es un nuevo producto que permite a los clientes hacer uso de esa energía excedentaria –que es suya, porque la ha producido su instalación–, pero que por ley no se ha podido compensar en su factura de la luz.

■ ¿Cuántas empresas están ofertando ese producto?

■ Con los datos de que disponemos no me atrevo a concretar un número, pero está claro que cada vez son más. ■

te). Así las cosas, el lanzamiento ha sido todo un éxito. “En batería virtual tenemos casi 11.000 clientes”. En diez meses.

La batería de Próxima “no está limitada a ninguna potencia, no tiene permanencia, y, siguiendo nuestra política general –presume Morales de Labra–, es muy transparente: valoramos la energía al precio al que vale en el mercado. No hacemos trampas dando precios fijos que luego por otro lado... No, no lo hacemos. Los índices están publicados en nuestra web, cosa que no he visto en ninguna empresa de la competencia, por cierto. No he visto que nadie publique los índices a los que paga la energía excedentaria y a los que cobra la energía deficitaria directamente en su página. Además, los excedentes cargados en la batería virtual no caducan”.

¿No caducan? “No. Tenemos más de mil clientes que han tenido durante todo lo que llevamos de invierno factura cero, lo cual hace presagiar, dadas las alturas de año a las que estamos, que seguirán teniendo factura cero y todavía les sobrará. ¿Y sabes lo que nos han dicho en algún caso? Pues que están almacenando porque en el futuro piensan consumir más electricidad, porque

voy a poner una bomba de calor o porque me voy a comprar un coche eléctrico. Así que hay quien está acumulando incluso no de un año para otro, sino pensando en cinco o diez años adelante”.

¿El futuro? “Yo creo que poco a poco todas las comercializadoras lo van a acabar teniendo, lo cual nos enorgullece: el haber roto digamos con esa limitación que insisto que perjudicaba al cliente y favorecía a las comercializadoras. Es una cesión de una renta que nunca debió ser”.

Tras Próxima Energía han llegado pronto algunas de las comercializadoras más grandes, como Iberdrola, que permite por ejemplo no solo derivar excedentes a futuro (en el tiempo), sino también en el espacio, a otra residencia.

Próxima Energía también lo hace (de hecho, lo hizo antes): montas las placas en la casa baja que tienes en el pueblo, por ejemplo, y aprovechas esa producción en tu vivienda habitual, que puede ser un cuarto piso de un bloque de seis alturas, por ejemplo, donde a lo mejor es más complicado sacar adelante una instalación para autoconsumo.

Pero no solo han llegado las grandes al “mundo batería” (virtual). También lo han hecho las pequeñas: Respira (a partir de 15 kilovatios de potencia contratada), Bonpreu,

Lumio (que la llama Cuenta Sostenible), Lidera Energía (Hucha Solar) o Helios, que está arrasando con su Cuenta Verde. “Empezamos con nuestra Cuenta Verde en mayo –explica la directora comercial de Helios, Elena Torrés– y a finales de 2022 ya teníamos 5.000 facturas a cero euros”.

El coste del servicio asciende a 4 euros mes y el cliente, además de llevar su factura a cero, “puede usar ese saldo –añade Torrés– para descontarlo de la factura de otro suministro, siempre que esté a nombre del mismo titular, o puede canjearlo por cualquier producto del catálogo que tenemos”. ¿Catálogo? “Sí –sonríe–, el producto estrella son los cheques Amazon, pero tenemos Spotify, puntos de recarga, noches en Paradores”.

■ Un 300%

Los números de Helios, en cuyo grupo empresarial hay una empresa especializada en autoconsumo, Enchufe Solar, son extraordinarios, a tenor de Elena. “No esperábamos tanta expectación –reconoce la directora comercial–. El número de clientes de nuestra cartera ha aumentado más de un 300%, y hemos ampliado plantilla en todos los departamentos, sobre todo en atención al cliente, porque queremos que la atención al cliente sea muy cercana”.

Impulsamos la transición energética

Somos especialistas en **financiar y asegurar instalaciones de energía renovable**

Ponemos nuestra experiencia a tu disposición para avanzar hacia un modelo energético y social más sostenible.



AUTOCONSUMO

Helios –asegura– tiene clientes de todo tipo. ¿Industriales también? “También. A mí eso me ha llamado la atención. Yo pensaba que solo le iba a interesar al residencial, pero también nos están llamando muchas empresas de menos de 100 kW. A lo mejor tienen dos o tres oficinas, pero solo pueden instalar en uno de los edificios, y están aprovechando esta oportunidad”. ¿Objetivo 2023? “Las expectativas son seguir creciendo, la verdad. Nuestro objetivo es terminar 2023 con 20.000 facturas a cero euros”.

Otra que viene de camino es Solideo, que aún no se ha constituido en comercializadora, pero que ya tiene claro que quiere transitar la ruta de la batería virtual. “Estamos en proceso de constitución”, explica su directora del Área Legal, Helena Budger, que comparte argumentario con Próxima o Helios: “queremos que el cliente aproveche esos excedentes en una segunda residencia, en el caso de que la tenga, pero también creemos que puede haber otras fórmulas: darte un crédito para hacer el mantenimiento anual de tu instalación, por ejemplo”.

■ La transición, en ruta

Budger abre panorámica en modo reflexión: “la batería virtual es el paso siguiente a la compensación y el paso previo hacia donde va la transición energética. Cuando tengas muchas renovables, y sobre todo mucha solar, el precio de la electricidad, en las horas en que tú vas a tener excedentes, que es cuando todo el mundo va a estar generando energía, va a ser muy bajo. Es decir, que lo que vas a poder almacenar en tu batería virtual, en euros, va a ser muy poco. Y ahí sí que tendrá sentido tener una batería física. Por lo tanto yo creo que la transición, que nos debe conducir hacia una participación cada vez más activa en la gestión de la energía, es

un poco esta: compensación simplificada, batería virtual y batería real”.

¿He de deducir pues que estamos empezando ahora en la etapa de la batería virtual?

“Hace poco más de seis meses que aparecieron las primeras [baterías virtuales] y ahora ya hay bastantes compañías que las ofrecen, con lo cual... sí, creo que claramente es hacia ahí a donde vamos”.

■ La transición, en ruta

De transición energética y participación de la ciudadanía también habla Beatriz Marín, coordinadora del Equipo de Mercados de la comercializadora Goiener, cooperativa vasca de productores y consumidores de energía renovable que se ha propuesto recuperar la “soberanía energética” (Goiener define la energía eléctrica como “un bien básico de nuestra sociedad, casi tan básico como la comida o el agua”).

Marín comparte cuitas con Labra: “Llevamos meses trabajando en el desarrollo de nuestro Monedero Virtual porque queríamos devolver a las consumidoras el importe de una energía [los excedentes no compensados] que no es nuestra, que no es de la comercializadora. Pero a nivel legal queríamos estar seguros de que no iba a haber ningún problema, sobre todo en lo fiscal. Porque nos hemos dado cuenta de que el quid aquí de la cuestión es la fiscalidad”.

Goiener ya lo tiene resuelto (ellas lo llaman Monedero Virtual) y lo que van a hacer es lo siguiente: “todo el excedente no compensado en las facturas desde el uno de enero de 2022 se ha guardado y va a aparecer en tu Monedero Virtual”. ¿Desde el uno de enero del 22? “Sí, porque nosotras tenemos registrados todos los excedentes que no hemos compensado en factura, o sea, que tenemos claramente definido el importe. Y como no

hemos cerrado todavía el ejercicio 22, pues eso nos permite hacer ese ajuste. Es un tema contable, de cierre de cuentas. Y no hemos podido actuar sobre los datos de 2021 porque esas cuentas ya están cerradas”.

La comercializadora vasca lo va a hacer del siguiente modo: “para quienes tengan un contrato con nosotros con el precio fijo –explica Beatriz– vamos a utilizar el mismo precio de mercado que hemos utilizado para calcular el precio. Y para los contratos que tenemos indexados, que son aquellos en los que digamos el consumidor paga exactamente lo que nos cuesta la energía en el mercado, nosotros vamos a pagarles la energía excedentaria al precio del mercado menos cinco euros megavatio, que es lo que estimamos nos cuestan actualmente los desvíos, porque los desvíos sí que nos suponen un gasto. Vamos a intentar hacerlo todo, en todo caso, de forma muy muy muy transparente”.

Y, por fin, ¿las claves de selección de una batería virtual? Pues, según el presidente de la sección de Autoconsumo de APPA, la Asociación de Empresas de Energías Renovables, Jon Macías, para empezar, asegurarse de que los excedentes tienen un tamaño suficiente como para que sea rentable contratar ese servicio. Y, a continuación, antes de tomar ninguna decisión, contrastar los precios a los que pagan los excedentes unas y otras comercializadoras. Según la plataforma de servicios de energía solar Sunalizer, que hizo una comparativa en diciembre, los dos peor retribuidos eran los de Feníe (0,049 céntimos) e Iberdrola (0,051). Las dos comercializadoras más generosas, Som (0,17) y EDP (0,15). En todo caso y, grosso modo, “el producto es bueno para el usuario –sentencia inequívoco Macías–. Fundamental” ■

Compensación simplificada de excedentes. Lo que dice el Real Decreto 244/2019

El mecanismo de compensación simplificada consistirá en un saldo en términos económicos de la energía consumida en el periodo de facturación con las siguientes características:

I. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro con una comercializadora libre:

- a. La energía horaria consumida de la red será valorada al precio horario acordado entre las partes.
- b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio horario acordado entre las partes.

II. En el caso de que se disponga de un contrato de suministro al precio voluntario para el pequeño consumidor con una comercializadora de referencia:

- a. La energía horaria consumida de la red será valorada al coste horario de energía del precio voluntario para el pequeño consumidor en cada hora, TCUh, definido en el artículo 7 del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.
- b. La energía horaria excedentaria, será valorada al precio medio horario, Pmh; obtenido a partir de los resultados del mercado diario e intradiario en la hora h, menos el coste de

los desvíos CDSVh, definidos en los artículos 10 y 11 respectivamente del Real Decreto 216/2014, de 28 de marzo.

En ningún caso, el valor económico de la energía horaria excedentaria podrá ser superior al valor económico de la energía horaria consumida de la red en el periodo de facturación, el cual no podrá ser superior a un mes. Asimismo, en el caso de que los consumidores y productores asociados opten por acogerse a este mecanismo de compensación, el productor no podrá participar de otro mecanismo de venta de energía.

La energía horaria excedentaria de los consumidores acogidos al mecanismo de compensación simplificada, no tendrá consideración de energía incorporada al sistema eléctrico de energía eléctrica y, en consecuencia, estará exenta de satisfacer los peajes de acceso establecidos en el Real Decreto 1544/2011, de 31 de octubre, por el que se establecen los peajes de acceso a las redes de transporte y distribución que deben satisfacer los productores de energía eléctrica, si bien el comercializador será el responsable de balance de dicha energía.



ENERGÍA, INNOVACIÓN Y DESARROLLO FOTOVOLTAICO, SA

PRODUCE Y CONSUME TU PROPIA ENERGÍA

EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO ES
LA SOLUCIÓN MÁS EFICAZ PARA
REDUCIR LOS COSTES ELÉCTRICOS DE
TU EMPRESA

900 535 037 | info@eidsolar.es

Visita nuestra web: www.eidsolar.es





AUTOCONSUMO

Microinversores que ponen el Sol al alcance de todos

En este período de crisis energética global en un contexto de tensiones y conflictos, la tecnología solar continúa alimentando la capacidad para progresar hacia un mundo libre de carbono donde la energía sea accesible para la mayor cantidad de personas posible. Según Solar Power Europe, la UE sumó un récord de 41,4 GW de energía solar en 2022. Una potencia equivalente al consumo de 12,4 millones de hogares europeos. Y los microinversores de APsystems lo están poniendo cada día más fácil.

ER

El crecimiento anual de la energía solar en la UE aumentó el año pasado un 47% desde los 28,1 GW de 2021. Alemania ha vuelto a ser el mercado solar más grande de Europa con 7,9 GW de

nueva capacidad instalada, seguida de España con 7,5 GW. España ocupa ahora el segundo puesto, alcanzando un total de 26,4 GW gracias a un crecimiento extraordinario de su mercado.

Aunque la potencia instalada sobre tejado ya venía aumentando rápidamente en los años anteriores (+715 MW en 2020, +1,4 GW en 2021), en 2022 este segmento creció mucho más e instaló más de 2,4 GW. No es de extrañar que la actual crisis energética y la subida de los precios de la electricidad haya provocado una avalancha de nuevas instalaciones en cubierta para aumentar el autoconsumo y reducir la factura de la luz. El crecimiento también se ha visto respaldado por nuevas medidas aprobadas el pasado mes de octubre destinadas a simplificar los procesos para los sistemas residenciales y para los bloques de viviendas, una medida importante en un país donde casi dos tercios de la población vive en pisos.

La misión de APsystems forma parte de esta visión del mundo en la que la innovación sigue superando los límites, creando nuevas aplicaciones y acelerando la transición energética en todo el mundo. Con más de 3 GW de microinversores entregados en todo el mundo y clientes en más de 100 países, el grupo, que ahora cotiza en la bolsa de valores de Shanghai, continúa ofreciendo microinversores innovadores de varios módulos para que la mejor tecnología esté disponible para todos.

Este edificio de apartamentos en Países Bajos ha cambiado el gas por electricidad solar, incluidos agua caliente y calefacción



Tradicionalmente se sabe que los sistemas de microinversores brindan muchos beneficios a los tejados solares residenciales. “Eliminamos los problemas de sombreado, ganamos en flexibilidad de instalación, se maximiza la producción de energía, el usuario puede confiar en un sistema seguro y, otra gran ventaja, el usuario realmente opta por un sistema *Plug and Play* (conectar y listo). Esta última ventaja también ha favorecido el desarrollo de nuevos usos con particulares que deseen implantar su propia producción de energía en el hogar. Un segmento comúnmente denominado ‘*Do It Yourself*’ (hazlo tú mismo)”, explican desde APsystems.

■ De los sistemas de balcones independientes en Alemania...

El conflicto entre Ucrania y Rusia y el temor a cortes de suministro ha provocado una fuerte demanda de energía solar para los hogares, que se ha acelerado aún más desde este invierno. En Alemania, por ejemplo, el despliegue de micro-instalaciones para balcones ha aumentado en popularidad. Este tipo de aplicación, favorecida por la legislación local que autoriza la inyección directa a la red eléctrica de la vivienda de hasta 600 vatios a partir de energía solar, permite a las familias reducir su factura energética cubriendo total o parcialmente las necesidades relacionadas con un frigorífico, un sistema de aire acondicionado o una lavadora, por ejemplo. Así, ahora cada familia puede luchar contra la escasez de energía sin tener que hacer una gran inversión previa al tratarse de una instalación muy pequeña. “El microinversor es por naturaleza ideal para este tipo de aplicación –apuntan–, y estamos viendo una demanda muy fuerte de nuestros microinversores duales en Alemania”.

■ ... a cambiar el gas de 22 apartamentos que ahora funcionan con energía solar en los Países Bajos

Ciudadanos de todo el mundo apuestan cada día más por el autoconsumo y deciden cubrir techos residenciales y comerciales con paneles fotovoltaicos. Los profesionales ya no dudan en elegir microinversores para proyectos cada vez más grandes, combinando tejados y fachadas, como un proyecto de 88 kWp que utiliza 110 microinversores APsystems DS3, que se llevó a cabo en Países Bajos para cambiar 22 apartamentos que funcionaban con gas y ahora lo hacen con electricidad limpia procedente de la energía solar, incluidos agua caliente y calefacción.

Erik de Zwart, de Zonnepaneel Zeeland, fue el instalador responsable del proyecto. “Al final –explica– se decidió conectar 10 paneles solares por hogar. Juntos propor-

cionarían un pico de 4.000 vatios a cada residencia. Sin embargo, faltaba espacio y el techo ofrecía muy poca capacidad. Fue así como pensé en completar el techo solar con un proyecto de cerramiento de 20 paneles que, según nuestros cálculos, era el tamaño óptimo de la instalación. Pero surgió un nuevo desafío: ¿Cómo se reparten todos esos paneles entre los residentes de manera justa? Elegimos la combinación ideal. Cada casa recibió 10 paneles, algunos en el este, también algunos en el oeste y en el sur. De esta forma, cada vivienda tiene garantizada una rentabilidad mínima. De hecho, conectar en línea todos esos paneles con diferentes orientaciones no habría funcionado. La flexibilidad que ofrecen los microinversores duales DS3 de APsystems aseguró que cada hogar obtendría la cantidad de energía solar óptima para cubrir sus necesidades de agua caliente y calefacción”.

■ ¿Qué pasa con las aplicaciones solares comerciales en Francia?

La conversión de plazas de aparcamiento no utilizadas en supermercados en Francia en estaciones de energía limpia alimentadas con energía solar dio lugar a muchos debates en

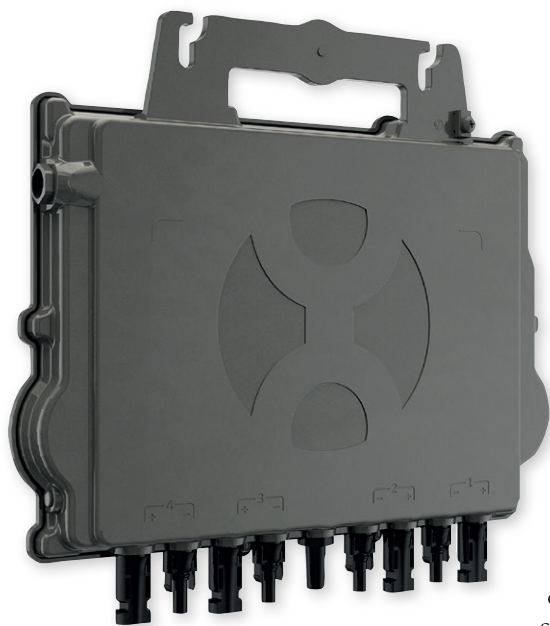


Erik de Zwart, de la empresa Zonnepaneel Zeeland, fue el instalador responsable del proyecto de la página anterior

la Asamblea Nacional de Francia el pasado otoño. El resultado final fue una legislación aprobada en diciembre que establece que los estacionamientos al aire libre de más de 1.500 m² deberán estar equipados con estructuras fotovoltaicas para 2028.

Cuando APsystems presentó a fines del año pasado el QT2, su segunda generación de microinversores cuádruples trifásicos nativos, el ejemplo anterior en Francia es una ilustración de cómo está evolucionando el segmento solar comercial, allanando el camino para una nueva generación de sistemas solares sobre cubierta, y aprovechando a un precio asequible las tecnologías de comunicación y conversión más avanzadas integradas en los microinversores APsystems como el QT2.

“Algunos diseñadores industriales, especialistas o desarrolladores han considerado el uso de microinversores para techos grandes solo cuando aparece un problema de sombreado. Se mantiene la creencia de que



El QT2 es la segunda generación de microinversores cuádruples trifásicos nativos. A la derecha, APsystems lanzará este año bajo la marca APStorage su sistema de almacenamiento de energía

Por lo tanto, debido a que los microinversores producen más energía y requieren un mantenimiento mínimo, el pequeño coste inicial se verá compensado en gran medida por un costo nivelado de energía (LCOE) más bajo durante la vida útil del sistema”, señalan desde APsystems.

Los microinversores también presentan muchas ventajas que un inversor *string* no puede ofrecer, entre las que se encuentra una mayor flexibilidad: cuando se trata de instalar un techo con diferentes ángulos u orientaciones, adaptarse a otros obstáculos del techo o espacio limitado, los microinversores simplifican el diseño. La seguridad también es máxima ya que no hay corriente continua (CC) de alto voltaje en el techo, una preocupación importante para un edificio como una escuela o el aparcamiento de un supermercado.

También es una muy buena manera de dar a conocer el proyecto a los usuarios ya que la producción de cada módulo está accesible online y de forma gratuita en el portal de seguimiento en tiempo real, con la posibilidad de observar el equivalente de toneladas de CO₂ evitadas.

“Ya hay instaladores convencidos de los beneficios de nuestras soluciones para proyectos comerciales. Como Levêque, responsable de la empresa instaladora Energie Solaire 85 en el oeste de Francia, que tiene varios proyectos de 100 kW realizados con microinversores APsystems. Entre ellos, se encuentra un proyecto reciente de 136 kW en Nantes, en un edificio logístico especia-

es demasiado caro en comparación con un inversor string, pero la realidad es bastante diferente. Un microinversor nativo trifásico como el QT2 garantiza por un lado un equilibrio de fase perfecto al conectar 4 módulos de 500 o 600 vatios por dispositivo. Por lo tanto, para una instalación de 100 kW, se consideraría instalar solo 25 microinversores. Que garantizan obtener una producción óptima de cada uno de los módulos de forma independiente, sin ningún impacto en el panel situado junto a él. Rápidamente comprendimos que los costes de limpieza de los paneles, necesarios con frecuencia para este tipo de instalaciones con inversores string, ahora son mucho menos prioritarios, ya que cada panel funciona de forma independiente. Este es un beneficio definitivo para el propietario del proyecto.



lizado en cosmética para peluquerías, que optó por un autoconsumo fotovoltaico con soluciones seguras y de alto rendimiento con microinversores de APsystems”.

■ El almacenamiento está ya muy cerca

Generar energía limpia en tejados, revestimientos o cubiertas de aparcamientos que funcionan con energía solar es una tendencia en constante crecimiento, pero el siguiente paso es la capacidad de almacenar esa energía y usarla en cualquier lugar y en cualquier momento. Esto impulsa la próxima ola de innovaciones de productos que APsystems lanzará al mercado este año bajo la marca APStorage. La nueva marca ya está presentando 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.

Junto con las baterías LiFePO₄ de bajo voltaje compatibles conectadas, incluidas las baterías de almacenamiento APsystems, se convierte en la solución de almacenamiento de acoplamiento de CA ideal para aplicaciones fotovoltaicas residenciales, capaz de almacenar desde 5 a 20 kWh para el hogar. Con funciones automáticas de administración de energía, los propietarios del sistema pueden elegir entre la función de respaldo, el autoconsumo y los modos de hora pico o



Levêque, a la izquierda, responsable de la empresa instaladora Energie Solaire 85, que trabaja en el oeste de Francia



valle para asegurar las cargas críticas y maximizar el ahorro de energía para el hogar.

Otra estación de energía portátil (PPS) completará la gama APStorage este año: el LAKE1000, una solución de almacenamiento de energía móvil con una capacidad de 1 kWh, especialmente diseñada para satisfacer las necesidades de carga de varios electrodomésticos pequeños, como un microondas, una cafetera, una pantalla LCD o un ordenador portátil durante varias horas. Algo que la gente puede llevar fácilmente el fin de semana a su casa de campo para ahorrar energía.

Son solo algunas de las innovaciones de APsystems que están por venir este año para hacer que la energía solar sea accesible para todos.

Más información:

→ <https://emea.apsystems.com/es>

inter
solar

connecting solar business | EUROPE



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

www.intersolar.de

Part of
THEsmarter
EUROPE 



AUTOCONSUMO

Inversores híbridos: ventajas y características

El autoconsumo energético continúa a velocidad de crucero en un momento en el que se ha tomado mucha consciencia sobre las bondades de las energías verdes, tanto para particulares y espacios industriales, como para la sostenibilidad medioambiental del planeta. Y los inversores híbridos jugarán un papel importante, tal y como analiza Bornay en este artículo.

ER

El año 2022 ha sido imparable en España en cuanto a número de instalaciones de energías renovables realizadas: más de un 40% de incremento en potencia instalada con energías limpias. Otro dato importante es que en torno al 50% de la energía que consumimos en España proviene de fuentes renovables.

Estos datos son, simplemente, espectaculares para un sector que ha sufrido tantos vaivenes en las últimas décadas. Los fabricantes ven una oportunidad sin precedentes para el lanzamiento de productos que puedan mejorar la eficiencia, la calidad y el coste de las instalaciones.

■ Los inversores híbridos

Tal es el caso de los inversores híbridos que han visto la luz a lo largo del pasado año.

Por contextualizar diremos que un inversor híbrido es un dispositivo que combina varias fuentes de energía, como por ejemplo, los paneles solares y las baterías, con una conexión (o no) a la red eléctrica convencional. Se ocupa de convertir la corriente continua (DC) generada por las fuentes de energía renovable (placas solares, aerogenerador, etc) en corriente alterna (AC) para su adecuado uso en el hogar, la industria o su almacenamiento en una batería.

Los inversores híbridos facilitan la adquisición de una instalación de renovables, al evitar duplicidad de equipos cuando se prevé almacenamiento en la instalación. En lugar de los dos inversores necesarios en el pasado, con los híbridos se requiere un solo equipo, con el consiguiente ahorro de costes.

“El inversor híbrido ha sido la gran revelación en el último año 2022 —señalan desde Bornay—. Y nosotros hemos apostado mucho por la marca Salicru, de la que somos distribuidores. El lanzamiento de esta marca para inversores de autoconsumo y conexión a red se produjo a mediados del año pasado, con sus equipos Equinox2. Se ha trabajado, incluso, mano a mano para poder solucionar con celeridad cualquier incidencia que se haya podido producir, por lo que, a nivel técnico, el conocimiento es profundo. Además, la respuesta de la marca en cuanto a *stock* ha sido buena y, por ello, de nuestros almacenes han salido más de 400 inversores, de los que un 10% han sido híbridos”.

En primer lugar, el equipo es compacto. Esto quiere decir que está todo integrado en un único equipo, en lugar de otras marcas





Instalación de 8 kW de potencia en Ibiza, con un inversor híbrido monofásico Salicru Equinox y baterías de litio Pylontech

de las que se podría decir “que tienen varios equipos metidos en una misma caja”.

Por otro lado, la estética de los inversores “Salicru es muy elegante. Dispone de un diseño y un tamaño que permite que, junto con los bancos de baterías de litio que también están ofreciendo un buen diseño, se puedan integrar perfectamente con el mobiliario del resto de la casa”.

Un aspecto importante es que dispone de una salida de *backup* para que cuando se vaya la red, la instalación permanezca funcionando. “Con otras marcas se puede hacer ese *backup*, pero instalándolo aparte, lo que repercute, directamente, en un coste de la instalación más elevado”, recuerdan desde Bornay. Además, el servicio técnico se encuentra ubicado en España, lo que garantiza una “respuesta más rápida que con otros fabricantes”.

■ Inversores y baterías de alto voltaje

Los inversores Salicru funcionan con baterías de alto voltaje. El alto voltaje influye en que para la misma potencia, el voltaje es más elevado y la intensidad más pequeña. Por tanto, se facilita la instalación porque el cableado que se debe utilizar es más sencillo, ya que se necesitan cables más finos.

Hay que recordar aquí que es necesario dimensionar bien la instalación. No es lo mismo la potencia requerida en una vivienda pequeña, en la que se necesitará instalar un inversor monofásico, que, por ejemplo, en un entorno industrial, donde la potencia requerida es mucho más alta y se necesitará disponer de un equipo trifásico, que pueda dar servicio a toda la demanda necesaria.

Salicru dispone de una gama de inversores monofásicos y trifásicos muy amplia, suficiente para cubrir la gran mayoría de necesidades del mercado.

Otra ventaja de los inversores trifásicos de Salicru es que “el equipo también es muy



compacto y todos los componentes están integrados en el mismo equipo, frente a otras marcas que requieren de la instalación de tres equipos para conseguir que la instalación sea trifásica”.

Los BMS (Battery Management System) son los elementos encargados de garantizar la seguridad y el buen funcionamiento de las baterías. Las baterías de litio son más complejas y mucho más sensibles que las baterías de plomo y, por ello, necesitan de un equipo que asegure que la batería está siempre en buenas condiciones para poder trabajar, teniendo en cuenta aspectos como la sobrecarga para que esté siempre protegida.

■ Un caso de éxito

Recientemente, se ha realizado en la isla de Ibiza una instalación fotovoltaica de 8 kW con un inversor híbrido monofásico y baterías de litio Pylontech. Se trata de una instalación conectada, también, a la red eléctrica. Consta de 6 módulos de baterías Force H1 de Pylontech, con una capacidad total de 21,6 kWh. El conjunto de los elementos instalados aportan una energía más que suficiente para cubrir la demanda requerida.

Este tipo de instalación se suele dimensionar para que, durante las horas de sol, los

módulos solares den suministro directo a los consumos y que, además, haya excedentes para cargar las baterías. En el caso de que las baterías estén ya llenas, la energía sobrante se puede inyectar a la red para su compensación en la factura.

Una vez cae el sol, la energía almacenada en baterías debe cubrir la demanda de los consumos nocturnos. En el caso en el que la batería se descargue hasta los valores configurados, la instalación tomará energía desde la red para asegurar la demanda sin dañar la batería.

“Con los inversores híbridos Salicru se puede asegurar el suministro, incluso, ante la caída de la red eléctrica, si se conectan consumos en la salida de *backup*. Una configuración que aporta mucha seguridad a las instalaciones —explican desde Bornay—. Estamos asistiendo a una mejora muy significativa en los sistemas de energías renovables, con productos muy innovadores, como el inversor híbrido de Salicru, que, sin duda, está siendo una revolución en el mercado”.

Más información:

→ www.bornay.com



AUTOCONSUMO

Sungrow: soluciones híbridas, nueva serie CX-P2 y el inversor string más potente

Uno de los líderes en investigación y desarrollo de inversores solares y la marca más bancable del mercado por cuarto año consecutivo participará en Genera 2023, donde expondrá las ya conocidas soluciones híbridas formadas por inversor, batería modular y, como novedad, cargador para vehículo eléctrico (EV Charger). También se podrán ver la nueva serie CX-P2 y su potencia máxima de 125 kW, así como el inversor string más potente del mercado.

ER

Al igual que en anteriores ediciones Sungrow trae a Genera las últimas novedades con las que espera seguir revolucionando y expandiendo el mercado fotovoltaico español y portugués. Durante los tres días de feria se podrán ver las soluciones híbridas de Sungrow. Hasta ahora han estado compuestas por un inversor híbrido residencial, ya sea monofásico o trifásico, y un sistema de almacenamiento de energía propio. Sin embargo, a partir de este 2023 estas soluciones

también contarán con cargadores eléctricos de corriente alterna (AC). Un cargador de 11 kW para la solución trifásica y de 7 kW para la monofásica.

“Los objetivos de autoconsumo, reducción de emisiones, almacenamiento de energía y vehículo eléctrico que se han establecido a nivel nacional y europeo son muy ambiciosos. Con estos retos en mente llevamos varios años mejorando e introduciendo nuestra tecnología en la península para poder alcanzarlos de forma sostenible y segura”,

señala Guillermo Donézar, responsable de Distribución para el Sur de Europa.

Sungrow lanzó las soluciones híbridas en Europa hace dos años. Su función *backup* integrada, su fácil instalación y su capacidad de funcionamiento flexible las ha convertido en un éxito en el mercado. Ahora quieren llevar este éxito al siguiente nivel con el mercado ibérico y el cargador eléctrico como un opcional para aquellos que quieran más. “El cargador eléctrico es nuestro siguiente paso para seguir impulsando la revolución energética”, apunta Andrea Polini, Product Manager de los híbridos y ESS en Sungrow.

El objetivo a nivel nacional es alcanzar los 5 millones de vehículos eléctricos para 2030. Ya sean eléctricos al 100% o híbridos enchufables. El propósito es reducir en un 55% las emisiones de carbono para ese mismo año. Esta idea propuesta por la Unión Europea en 2020 suponía introducir un total de 500.000 vehículos al año. En 2022 se calcula que únicamente circularon por las carreteras europeas un total de 300.000 vehículos de esas características.

■ El problema de la infraestructura de carga

Uno de los problemas fundamentales de la escasa introducción de estos vehículos es la escasez de infraestructura de carga y la velocidad de esta. En España se cuenta con un total de 13.000 puntos de recarga y el 80% son de carga lenta por lo que cargar tu vehículo por completo puede llegar a costar ho-





ras. Otro de los problemas es la falta de puntos de carga en los domicilios. Es aquí donde Sungrow trae toda su experiencia en fotovoltaica y almacenamiento de energía para crear una solución completa y totalmente adaptada a las necesidades de cada persona.

Una de las mayores ventajas de las soluciones híbridas de Sungrow es que se ofrece la posibilidad de obtener los tres equipos

necesarios para un autoconsumo completo (generación, almacenamiento y carga) de un único fabricante. Lo que ofrece algunas ventajas claras para el instalador, pero también para el cliente final. Un solo fabricante significa un único punto de contacto para todo el sistema. Un beneficio tanto para la instalación como la puesta en marcha, la solicitud de servicio y las condiciones de la garantía.

Cargador para vehículo eléctrico (solución trifásica), a la izquierda, e inversores de la nueva serie CX-P2: el SG50CX-P2 y el SG125CX-P2

La garantía es un claro ejemplo de este beneficio. Los inversores y las baterías de Sungrow cuentan con una garantía de producto única de 10 años. Esto supone una ventaja y una comodidad para el cliente respecto a otros fabricantes que siguen ofreciendo diferentes condiciones de garantía para inversores y baterías. Por su parte, Sungrow ofrece una garantía estándar de 5 años en sus cargadores eléctricos.

“Desde Sungrow estamos mejorando continuamente nuestros productos para ofrecer soluciones prácticas y de alta calidad a todos nuestros clientes. Esta nueva solución es sin duda uno de nuestros mayores logros en autoconsumo”, explica Yang Meng, director de Distribución para Europa en Sungrow.

Estas soluciones y equipos serán expuestos en Genera 2023, que se celebra en Madrid los días 21, 22 y 23 de febrero. Sungrow está en el stand 10E13. Pero, además, está organizando un *roadshow* de 22 paradas que recorrerá las principales ciudades de España y Portugal durante los meses de marzo y abril para dar a conocer todas las novedades.

Autoconsumo en un instituto de Pamplona

Una instalación de autoconsumo abastece de energía solar a un instituto público de Pamplona y a un centro de salud que hay a escasos metros de este. Para llevarla a cabo se aprovecharon 305 m² de tejado que se recubrieron con un total de 137 paneles fotovoltaicos, que proporcionan la energía a dos inversores de 33 kW de la serie CX de Sungrow. Así de fácil se suministra energía verde diariamente a los más de 700 alumnos de entre 12 y 18 años del instituto y a los profesionales del centro de salud.

El inversor SG33CX fue elegido por tratarse del equipo ideal para las particulares condiciones climáticas cambiantes de la capital navarra. Su sistema de refrigeración inteligente le permite funcionar en todo momento en el punto de máxima potencia y a la mejor temperatura. Además, su instalación y puesta en marcha es muy sencilla. Una labor que a partir de 2023 será aún más fácil con la actualización de la serie CX. Los nuevos equipos son un 34% más ligeros y un 42% más compactos. Esto reduce el esfuerzo al instalador y da mayor flexibilidad a la ubicación de los inversores.

El autoconsumo compartido es todavía poco frecuente. En Navarra solo un 3% de las instalaciones registradas desde 2019 son colectivas. Pero su desarrollo es clave para llegar al 100% de energía renovable y lograr los objetivos de desarrollo sostenible.



Más información:

→ <https://spa.sungrowpower.com/>



AUTOCONSUMO

Saltoki e-solar en Genera: soluciones para fotovoltaica y vehículo eléctrico

Saltoki e-solar, la división del Grupo Saltoki especializada en soluciones de energía solar fotovoltaica y recarga para vehículo eléctrico, estará presente en la Feria Internacional de Energía y Medioambiente Genera, que se celebra entre los días 21 y 23 de febrero en el recinto Ifema de Madrid.

ER

Más de 250 expositores, entre fabricantes, distribuidores, ingenierías y empresas afines se darán cita en una feria que pasa por ser la mayor plataforma comercial del sector, que cuenta con el apoyo del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) y que, según sus propias previ-

siones, en esta edición espera reunir a más de 25.000 profesionales.

Por segundo año consecutivo, Saltoki e-solar dará a conocer en Genera una amplia muestra de su oferta de productos y servicios. En los 150 metros cuadrados de su stand 8D01, los asistentes encontrarán las soluciones más innovadoras de la treintena

de marcas que la empresa distribuye en el ámbito de la energía solar fotovoltaica y la recarga de vehículo eléctrico.

En total, los asistentes podrán ver más de 70 productos vinculados a ambas áreas, todos ellos distribuidos en los 80 centros con los que Saltoki cuenta en toda la geografía nacional. Desde paneles solares de tecnología N-Type hasta nuevos sistemas de fijación adaptables a todo tipo de cubiertas, pasando por sistemas de acumulación industrial o la nueva gama de inversores Solis.

En movilidad eléctrica, Saltoki e-solar mostrará su gama de soluciones de recarga para el sector residencial, terciario y para vía pública. Los profesionales que visiten el stand podrán conocer novedades en cuanto a soluciones de recarga en AC, equipos de carga portátiles, cuadros eléctricos, *software* de gestión y accesorios.

En esta ocasión, una motocicleta eléctrica, expuesta en el stand e integrada bajo una pérgola con paneles solares bifaciales, será otro de los reclamos que, a buen seguro, despertará la curiosidad de los asistentes.

■ Multitud de servicios complementarios

Junto a su oferta de producto, Saltoki e-solar también facilitará información sobre los servicios complementarios que brinda a sus clientes y que le han consolidado como un referente del sector: acompañamiento durante todas las fases del proyecto, flexibles fórmulas de financiación, servicio postventa



Los asistentes a Genera podrán ver más de 70 productos vinculados a la solar fotovoltaica y la recarga de vehículo eléctrico. Todos ellos distribuidos en los 80 centros con los que cuenta Saltoki.

con reposición de equipos, tramitación de garantías directamente con el fabricante o asistencia en materia de ayudas y subvenciones.

De igual modo, quienes visiten el stand podrán conocer la capacidad de la empresa para llevar un exhaustivo control en todas las fases de la cadena de suministro lo que, unido a su sólida estructura logística, le está permitiendo cumplir con los plazos de entrega acordados y afrontar con garantías la coyuntura global de escasez de materiales.

Saltoki e-solar cuenta con el soporte del Grupo Saltoki y sus más de 40 años de experiencia. Gracias a su amplio equipo técnico y a los más de 80 centros repartidos por toda España, destaca por ser un distribuidor especialista de cercanía con capacidad para ofrecer una eficaz y rápida cobertura en todo el territorio nacional.

Más información:

→ www.saltoki.com



El nuevo centro de Saltoki en Valencia, un referente en ecosostenibilidad y eficiencia energética

Abierto el pasado mes de abril en el Polígono Vara de Quart (Valencia), se trata de un centro pionero, no solo por su oferta de producto y por los servicios que brinda al profesional, sino también por sus características ecosostenibles, que le han valido el reconocimiento como “Buena Práctica” por parte de la Red Española del Pacto Mundial de la ONU. Esta entidad, que promueve el cumplimiento de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) de la ONU en el sector empresarial, ha valorado, entre otros aspectos, el compromiso para la reducción del consumo energético y la huella de carbono, su alto grado de eficiencia, el fomento de la movilidad eléctrica o la integración arquitectónica de las energías renovables instaladas.

El centro es el primero de los 80 que tiene ya el Grupo Saltoki que reúne todas las áreas de producto y servicios en unas mismas instalaciones. Y con la ventaja añadida de su privilegiada ubicación en el polígono Vara de Quart, a solo 5 minutos del centro de la ciudad y con rápidas y cómodas salidas hacia cualquier punto de Valencia.

En sus más de 27.000 metros cuadrados, incluye una tienda enfocada al profesional de la fontanería, la climatización y la electricidad, un almacén de venta de materiales de construcción, un espacio con cuatro salas técnicas formativas para impartir cursos y una plataforma logística de más de 10.000 m².

Evitará la emisión de 421 toneladas de CO₂

El edificio es un referente en materia de eficiencia energética. Entre sus características, destaca su instalación fotovoltaica, con 1.299 paneles solares y una potencia total de 561,47 kWp, capaz de cubrir la demanda de energía del edificio. El proyecto contempla la incorporación de 564 paneles más en cubierta, con lo que, en total, se evitará la emisión de 421 toneladas anuales de CO₂. Se trata de una instalación pionera por su integración con la arquitectura de edificio. Como ejemplo, los paneles colocados a modo de muro cortina como fachada ventilada o los paneles bifaciales ubicados en las marquesinas del aparcamiento, con capacidad para absorber tanto la energía procedente del sol como la que se refleja en el suelo.

Otro de sus aspectos más relevantes es la apuesta por la movilidad eléctrica. El centro cuenta con 55 plazas para carga de vehículos, bicicletas y patinetes a disposición de empleados y clientes. La energía se obtiene íntegramente de la instalación fotovoltaica. Los materiales con los que se ha levantado el edificio, sus sistemas de ventilación, calefacción o climatización o el propio diseño de la iluminación también han seguido criterios de sostenibilidad que permiten reducir el consumo energético y reducir el impacto medioambiental de la actividad del centro.





AUTOCONSUMO

Con Ezzing los instaladores son protagonistas de la transición energética

Los instaladores de paneles solares fotovoltaicos están experimentando un gran crecimiento en España durante los últimos años. En 2022 se instalaron 2.507 MW de autoconsumo, lo que supone un incremento de más del 100% con respecto al 2021, año que ya había duplicado lo instalado en 2020. Son datos de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF). El sector residencia se lleva el 32% de la potencia total.

ER

Esta tendencia seguirá al alza porque España es el país europeo con más horas de radiación solar. El auge del sector viene de la mano del continuo crecimiento de los precios de la energía, lo que convierte la instalación de paneles solares en una alternativa rentable para empresas y particulares. “Los particulares se han dado cuenta de que su dinero está mejor en el tejado que en el banco”, explica José Donoso, director general de UNEF.

Además, los avances en la tecnología fotovoltaica están incrementando la eficiencia de los paneles solares cada año; una tenden-

cia que aporta beneficios sociales, medioambientales y económicos a todos los sectores energéticos. Es un hecho que el mercado fotovoltaico está en expansión y las comercializadoras y los instaladores son los agentes necesarios para su desarrollo.

■ Ezzing ZWAT: una revolución para instaladores y comercializadoras

Ezzing, la *energytech* que lleva 10 años revolucionando el sector fotovoltaico, presenta la primera plataforma que conecta instaladores, promotores, distribuidores y bancos

para impulsar la transición energética. Los instaladores disponen de una plataforma sin coste con la que pueden ser mucho más eficientes y acceder, de forma 100% digital, a proyectos, a herramientas de venta, de diseño y de monitorización de instalaciones. Los promotores, como comercializadoras, bancos u otras empresas, pueden centrarse en la venta de proyectos fotovoltaicos y acceder a una red de instaladores altamente cualificados (ZWAT) para instalar en cualquier punto de España.

■ Un servicio gratuito diseñado para ayudar a los instaladores

La nueva plataforma entra en el mercado español para ayudar a cubrir las necesidades tanto de instaladores como de promotores, construyendo una red de intercambio de servicios para agilizar la ejecución de proyectos fotovoltaicos. Los ZWAT son profesionales altamente cualificados que pueden acceder a un conjunto de herramientas gratuitas diseñadas para facilitar su trabajo diario. Podrán diseñar y dimensionar instalaciones de forma digital para una mayor rapidez, crear presupuestos instantáneos cuando visiten a un cliente y generar propuestas comerciales listas para compartir en pocos pasos. Además, al registrarse tendrán acceso a los distintos proyectos publicados por los desarrolladores, que podrán filtrar y seleccionar aquellos que quieran instalar en su zona. Por su parte, “las comercializadoras de energía tienen acceso a un *marketplace* de instaladores cualificados





Ezzing ofrece a los instaladores fotovoltaicos un conjunto de herramientas gratuitas diseñadas para facilitar su trabajo diario



para instalar sus proyectos en cualquier punto de España”, detalla Víctor Sancho, COO y cofundador de Ezzing.

■ Garantía de calidad y eficiencia para los desarrolladores

La plataforma conecta a los instaladores cualificados con desarrolladores, distribuidores y bancos para ayudarles en el crecimiento de su negocio, la compra de materiales y ofrecer financiación para sus clientes.

En esencia, los Ezzing ZWAT podrán generar propuestas comerciales y presupuestos listos para compartir en pocos minutos. La plataforma también integra opciones de financiación listas para presentar a los clientes, que ayudan a los instaladores fotovoltaicos en su proceso de ventas.

El diseño de la instalación es el momento clave para calcular rentabilidad, irradiación y materiales necesarios. Los Ezzing ZWAT pueden crear proyectos en 3D, calcular los materiales precisos que se necesitan y comprar los mejores productos al mejor precio a través de la plataforma móvil. De esta forma, el *smartphone* se convierte en el mejor compañero para los instaladores. a través del

que pueden simular presupuestos e integrar financiación para los clientes.

Conseguir todos estos servicios gratis nunca había estado al alcance de los instaladores. Además, los profesionales también podrán monitorizar las instalaciones y mejorar el servicio post-venta de sus clientes, generando nuevos ingresos mes a mes.

Dentro de toda la oferta de servicios de la plataforma, los instaladores podrán encontrar proyectos publicados por comercializadoras de instalaciones fotovoltaicas y seleccionar qué, cuándo y cómo quieren instalar sin competir en precio con otros instaladores. La solución de Ezzing garantiza, además, los pagos sin demora e incluso por adelantado para los perfiles más avanzados. Los instaladores que quieran formar parte del equipo Ezzing ZWAT podrán registrarse *online* y encontrarán asesoramiento para que puedan aprovechar todas las ventajas de la plataforma.

“Con la presentación de este nuevo proyecto damos un paso definitivo hacia la democratización de la energía solar, proporcionando a los profesionales servicios totalmente gratuitos adaptados a sus necesidades

diarias para optimizar los procesos de instalación. Estamos convencidos de que esto puede suponer el despegue definitivo del sector fotovoltaico en España, convirtiendo el país en la referencia del autoconsumo en Europa”, explica Alberto Cortés, cofundador y CEO de Ezzing.

■ Beneficiosa también para el sector de la energía solar

Las empresas desarrolladoras y distribuidoras de energía también se verán beneficiadas por el nuevo *marketplace*. Las comercializadoras contarán con los Ezzing ZWAT, proveedores altamente calificados que pueden implementar sus proyectos de forma rápida. Los procesos de venta y esfuerzos dedicados a estos estarán más centralizados. Los desarrolladores solamente tendrán que dedicarse a la venta, ya que la instalación se agilizará mediante la plataforma. La plataforma de Ezzing se encargará de los instaladores, los materiales y la financiación. Las plataformas para instaladores y desarrolladores ya están disponibles para registros *online* y ofrecen los primeros proyectos. Además, Ezzing presentará públicamente el proyecto los días 21, 22 y 23 de febrero en la Feria Internacional de Energía y Medioambiente, Genera 2023 en Madrid. Los profesionales interesados en conocer más acerca de las ventajas de la nueva plataforma pueden reservar una cita con los representantes de Ezzing.

Más información:

➡ <https://ezzing.com/web/es/installer/>



Así es la Guía IDAE de Energía Solar Térmica para Procesos Industriales

El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (entidad pública dependiente del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico) publicará en unos días la primera Guía de Energía Solar Térmica para Procesos Industriales, un documento, largamente esperado en el sector, que el IDAE ha encargado al Instituto de la Construcción de Castilla y León, y del que Energías Renovables adelanta, en exclusiva, su Resumen Ejecutivo.

ER

La Guía IDAE 033, Guía de Energía Solar Térmica para Procesos Industriales, ha sido redactada por el Instituto de la Construcción de Castilla y León “con el propósito de promocionar la utilización de la Energía Solar Térmica en el ámbito de los procesos industriales”. Han participado en la revisión técnica de esta Guía el Departamento Solar y de Autoconsumo del IDAE y el Comité Técnico de la Asociación de la Industria Solar Térmica (ASIT), que se define como el “foro de encuentro de las empresas del sector solar térmico de baja temperatura en todo el territorio español”.

La Guía “no habría sido posible —explican desde el IDAE— sin la colaboración de las empresas que han facilitado información y puesto su experiencia a disposición de esta publicación para la elaboración de los ejemplos y casos de éxito que se incluyen”. Porque esa es la otra gran aportación de este documento: los casos de éxito. Hasta “15 casos de estu-

dio que demuestran la utilización exitosa y el potencial de integración de la energía solar térmica en diferentes contextos industriales y geográficos”.

Quince casos que iremos presentando en estas páginas a lo largo de los próximos meses. De momento, como se dijo, un extracto del Resumen Ejecutivo (punto 1 de la Guía) de este esperado documento y, en las páginas siguientes, el primero de esos casos de éxito.

■ Resumen Ejecutivo. 1

Este resumen ejecutivo recoge los elementos y resultados claves de la guía para agrupar las conclusiones más relevantes de forma que el usuario los pueda visualizar de forma sencilla y rápida. Cuando lo considere necesario, podrá ampliar los contenidos en los capítulos correspondientes, que se relacionan fácilmente, al seguir el mismo orden y numeración establecido en este resumen.

1.1. Los objetivos de esta guía son

—Promover el uso de instalaciones solares térmicas de baja temperatura en procesos industriales bien directamente por parte de los usuarios o bien a través de Empresas de Servicios Energéticos.

—Facilitar a todos los agentes interesados (ingenierías, empresas del sector industrial, administraciones, etcétera) la

información necesaria para eliminar las posibles incertidumbres que dicho uso pudiese generar.

—Dar visibilidad a las ventajas que supone el mismo, ahorro energético y económico, mejora de la huella de carbono, mejora de la imagen corporativa, etc.

—Poner en valor la experiencia adquirida en el transcurso del tiempo a través de proyectos reales.

—Definir y difundir sus singularidades técnicas para facilitar la instalación de Energía Solar Térmica [EST] en procesos industriales.

—Conocer el potencial cualitativo definiendo el tipo de industria y de procesos objeto de poder incorporar EST y, de manera aproximada, su potencial cuantitativo de contribución sobre el consumo de energía final.

—Analizar la viabilidad técnico-económica de instalaciones solares térmicas para procesos industriales

—Orientar a las administraciones públicas a la hora de diseñar sus programas de ayudas de manera más efectiva.

La Guía quiere constituirse en “un documento de referencia para estas aplicaciones, lo más completo posible pero que, a la vez, sea fácilmente entendible



por los usuarios”. Así, está dirigida “a todos los profesionales relacionados con el sector, ya sean industriales, asociaciones de empresas, empresas de servicios energéticos, instaladores y mantenedores, ingenierías, auditores energéticos, administraciones públicas de todos los niveles, entidades de control, así como cualquier otro agente que se considere involucrado”.

1.2. Análisis tecnológico

Los aspectos tecnológicos más relevantes y de mayor interés para el uso de la EST de baja temperatura en procesos industriales que requieren calor a temperaturas de hasta 120°C se describen en este capítulo, que incluye:

- Una introducción práctica y visual a las diferentes tecnologías solares térmicas de baja temperatura disponibles.
- Definición de los indicadores y parámetros clave de las instalaciones solares térmicas y su potencial de utilización en los diferentes tipos de procesos industriales.
- Las condiciones mínimas a tener en cuenta para dimensionar, diseñar y ejecutar instalaciones solares térmicas de baja temperatura.
- Análisis de las redes de calor y frío, así como conexiones térmicas compartidas en comunidades energéticas renovables.

A nivel de recurso disponible, la radiación solar sobre superficie horizontal en las distintas zonas de España, varía desde los 1.100 kWh/m2-año hasta valores por encima de los 1.900 kWh/m2-año, lo que equivale a decir que cada año se reciben en forma de energía solar la energía contenida entre 110 y 200 litros de gasóleo por cada metro cuadrado. Los captadores solares captan la radiación solar y la transforman en energía térmica. Se clasifican fundamentalmente en función de si tienen capacidad de seguimiento solar y de si disponen de concentración: (1) captadores estacionarios sin y con concentración; y (2) captadores con concentración, normalmente dotados de seguimiento del sol.

1.3. Integración de energía solar térmica

Se puede utilizar la producción energética de las instalaciones de EST de baja temperatura para cualquiera de los procesos industriales que requieran temperaturas hasta 120°C que puedan ser suministradas para su uso directo o indirecto a través de fluidos como aire o agua caliente, agua caliente sobrecalentada y vapor.

También en el capítulo dedicado a la integración EST en los sistemas de producción de calor, la Guía destaca tres maneras de entre las múltiples en que puede abordarse esa integración: (1) como sistema de precalentamiento o de calentamiento del retorno



en sistemas con recirculación o cerrados para trabajar a temperaturas más bajas y evitar la dependencia de las temperaturas de suministro; (2) como calentamiento a la temperatura de suministro: la conexión requiere mayor temperatura y el nivel de estabilidad necesario para mantener las temperaturas de consigna; y (3) como sistemas de precalentamiento de agua de alimentación al generador de vapor o en el retorno del circuito de condensados.

1.4. Consumo de energía térmica y potencial solar

Se ha determinado el mercado potencial para la implantación de la tecnología solar térmica partiendo de los datos estadísticos del consumo de energía desde el último año disponible (2019) previo a la pandemia. Este análisis ha permitido comprobar las importantes diferencias con las previsiones de consumos realizadas en el estudio IDAE Evaluación del potencial de la energía solar

Potencial de aplicación técnico económico de la energía solar térmica

Potencial solar térmico	T ≤ 60	60 < T ≤ 120	Total
Potencia (MW)	3.642	5.697	9.339
Superficie (m²)	5.203.000	8.138.000	13.341.000

Sectores industriales con mayor potencial de utilización de la energía solar térmica

Potencial solar térmico	T ≤ 60	60 < T ≤ 120	Total
Alimentación, bebidas y tabaco	719.000	3.352.000	4.071.000
Industria química (incluye petroquímica)	958.000	2.888.000	3.846.000
Madera, corcho y muebles	1.635.000	989.000	2.624.000
Suman 3 sectores	3.312.000	7.229.000	10.541.000



térmica en el sector industrial” (2011) que recoge el mejor estudio disponible de los consumos de calor para los distintos sectores industriales en función de la temperatura de los procesos.

Los datos de consumo se han desagregado en siete sectores diferenciados y todos los subsectores analizados con detalle en el

estudio de 2011 se han asignado a cada uno de ellos y para determinar los consumos de calor se han considerado los valores medios ponderados de las correspondientes ratios de cada uno de los subsectores. De esta se determina tanto el consumo de calor para procesos como a baja y media temperatura cuyos resultados globales son los siguientes:

- Consumo de combustibles y otros: 160.900 GWh
- Consumo de electricidad: 75.925 GWh
- Consumo de calor para procesos: 150.795 GWh
- Consumo de calor a baja y media 72.285 GWh

Se consideran de baja temperatura los procesos industriales hasta 120°C y de media temperatura hasta 250°C. En estudios más detallados sobre la tecnología solar térmica a emplear se diferencian los procesos a temperaturas inferiores 60°C.

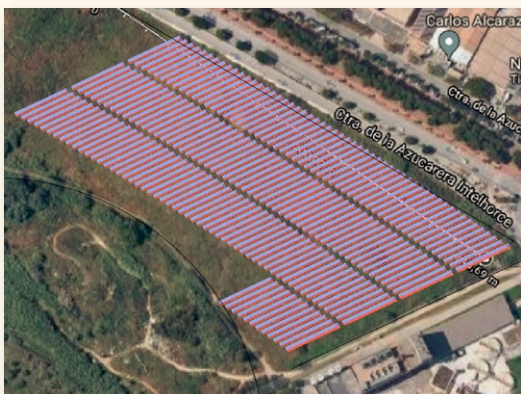
Utilizando las ratios ponderadas que relacionan el potencial solar térmico con la demanda de calor de baja y media temperatura de los diferentes subsectores del estudio de 2011 se ha determinado el potencial solar térmico para cada sector relacionado con los consumos del año 2019. Se destaca que el potencial de aplicación técnico-económico de la energía solar térmica a baja temperatura es 9.339 MW que equivalen a 13.341.000 metros cuadrados (véase tabla de Potencial en la página 81).

Emasa. Empresa Municipal de Aguas de Málaga. Instalación solar térmica en la EDAR del Guadalhorce

La Estación Depuradora de Aguas Residuales (EDAR) del Guadalhorce (Málaga) es una instalación de Emasa en la que se procesan los fangos generados en la depuración de las aguas residuales, secándolos con la energía térmica procedente de la cogeneración existente en sus instalaciones. La cogeneración consume gas natural y biogás obtenido en la propia depuradora. Junto a la EDAR existe una parcela libre en la que Emasa valora las posibilidades de utilizarla para su solarización y así conseguir una reducción de los costes energéticos y de las emisiones en un 60%.

La instalación en estudio tiene una demanda anual de 28.000 megavatios hora al año (régimen de funcionamiento: 365 días al año; 24 horas al día). Son dos secaderos STC (STC es un sistema de secado térmico de lodos urbanos e industriales y biomasa a baja temperatura). La demanda térmica requerida en este sistema STC: 80° en impulsión; 60° en retorno. La instalación solar se integra en el proceso conectándose en serie con el circuito actual, precalentando el retorno proveniente de los secaderos y el digestor.

Para la ubicación de la instalación solar se ha seleccionado la parcela anexa a la EDAR. El campo solar se compone de 58 filas con tres (o cuatro) captadores por fila inclinados 30° con un azimut de 27° y el espejo siguiendo el movimiento aparente del Sol. Se han elegido captadores de vacío con reflector CPC. La superficie de apertura total es de 18.863,3 metros cuadrados. La producción solar específica estimada alcanza los 933,9 kilovatios hora por metro cuadrado y año. El aporte solar neto sería de 16.810,2 megavatios hora (fracción solar: 60,04%). La demanda requerida es, como se dijo, de 28.000 MWh año.



RESULTADOS Y VIABILIDAD

Fuente Energía Convencional	Gas Natural (PCI=10.83 kWh/m ³)
Eficiencia Generación Convencional (s/PCI)	80%
Coste Energía Convencional (bruto)	33,19 €/MWh PCI
Coste Energía Convencional (neto)	41,48 €/MWh útil
Incremento anual Coste Energía y CO ₂	2%
Coefficiente emisiones CO ₂ gas natural	0,202 toneladas CO ₂ /MWh
Coste Inversión	450 €/m ² apertura
	8.488.485 €
Porcentaje Subvención	50%
Coste O&M	2% anual del coste de inversión sin subvención
Precio CO ₂ evitado	20 €/tonelada CO ₂ evitado
Inflación general	1,0 %
Reducción anual producción solar	1,0 %
Periodo Análisis/vida útil instalación	25 años
Rentabilidad del proyecto TIR	15,1%
Payback Simple	6 años
Emisiones de CO ₂ evitadas durante la vida útil	78.085,50 toneladas CO ₂

Se ha calculado el potencial y el aporte solar térmico de los distintos sectores industriales y se destacan los 3 con mayor potencial de los analizados que representan casi el 80% del potencial total diferenciándose en la siguiente tabla los valores para baja y media temperatura (véase la tabla de los 3 sectores, en la página 81).

1.5. Identificación de barreras y/o claves para la decisión

Las principales barreras y/o claves identificadas son cinco: (1) la rentabilidad económica; (2) el ciclo de vida; (3) el desconocimiento de la tecnología; (4) la disponibilidad de emplazamientos; y (5) el marco regulatorio.

Respecto a la rentabilidad económica, queda definida por la comparación y evaluación de la mayor inversión inicial que la instalación solar supone, frente al ahorro energético producido, y para ello es necesario encontrar una solución que ambas partes (oferta y demanda) consideren económicamente viable.

Existe un importante margen para reducción de los costes de las instalaciones solares térmicas que debe ir asociada a una significativa transformación del sector solar para lo que deben modificarse los modelos de comercialización y simplificarse los diseños de instalaciones.

También se considera que los costes de operación y mantenimiento podrán reducirse de forma significativa si las instalaciones están bien diseñadas, ejecutadas y equipadas con buenos sistemas de monitorización que eviten las visitas presenciales.

Para evaluar la viabilidad económica debe promoverse el uso del coste nivelado de generación de calor (LCOH) comparando los sistemas de producción (instalación solar, combustibles fósiles, etc.) lo que confirmará las ventajas de la opción solar térmica a medio y largo plazo. Todo ello para evitar el habitual uso del periodo de retorno simple que es el criterio que el industrial más utiliza.

Sería deseable que el industrial confíe la gestión energética en asesores y/o empresas de servicios energéticos (ESEs) que le puedan ofrecer todas las garantías de suministro, funcionamiento y mantenimiento que necesite junto con las soluciones de financiación más adecuadas lo que eliminaría la posible desconfianza del industrial sobre la tecnología.

Con respecto a la segunda clave (Huella de Carbono y Ciclo de Vida), la Guía destaca que “una de las principales ventajas de las instalaciones solares térmicas para la producción de calor se detecta cuando se evalúa la huella de carbono y análisis de ciclo de vida del generador de calor, para no solamente reducir el consumo de energía primaria fósil sino hacer-



lo con la tecnología que menos emisiones produce en su fabricación y más puede aportar a la descarbonización del sistema energético”.

En el otro plato de la balanza se encontraría el “desconocimiento generalizado del potencial y del atractivo tecnológico de las aplicaciones de la energía solar térmica”, gravísimo problema que afecta incluso a “algunos prescriptores”. La Guía es muy contundente. “Hay que ser conscientes de que existe una evidente falta de conocimiento entre todos los agentes implicados, ya sean de la administración, los técnicos de todos los niveles del sector de oferta (fabricantes, proyectistas, instaladores y mantenedores) como promotores, constructores, organismos de control, arquitectos, auditores energéticos, etcétera, que requiere una estrategia global de formación teórica y práctica. También —añade la Guía— en el lado de la demanda como, por ejemplo, a nivel de gestores técnicos de empresas y de profesionales de mantenimiento, se hace necesario mejorar los conocimientos en técnicas energéticas”.

La disponibilidad de emplazamientos constituye también (o puede constituirse) en barrera. Y con respecto a esto la Guía también es muy directa: “estos temas son similares y bastante conocidos en la tecnología fotovoltaica, por lo que habría que aprovechar y trasladar los mismos criterios ya desarrollados”. ¿Por ejemplo? Priorizar cubiertas antes que suelo. O priorizar suelo urbano o industrial ya consolidado, etc.

Y, por fin, Regulación y Normativa. “En estos asuntos también se destaca la necesidad de utilizar los avances realizados en la tecnología fotovoltaica y aplicar regulaciones y normativas equivalentes tanto fiscales, como legislativas, etcétera”.

1.6. Análisis del estado actual

La guía dedica un capítulo a analizar las “condiciones de partida para el lanzamiento del mercado”. Así, aborda, entre otros asuntos, (1) el estado actual de utilización de la tecnología solar térmica en procesos industriales, eva-

luando el tamaño del mercado, y con el ánimo de inventariar los proyectos y las instalaciones solares térmicas existentes; y así mismo analiza (2) el posicionamiento y el punto de vista de los actores del mercado, lo que incluye a las administraciones públicas relacionadas con el sector, a las empresas del sector oferta (ya sean fabricantes, distribuidores, instaladores o empresas de servicios energéticos) y a las empresas del sector demanda (representadas por las asociaciones industriales sectoriales).

1.7. Propuestas de desarrollo

A partir del análisis de la demanda y el potencial solar, así como de las condiciones de partida que se han descrito con anterioridad, se proponen medidas para el desarrollo del mercado de instalaciones solares térmicas en las industrias desglosando su análisis en tres niveles asociados a los diferentes objetivos y plazos de implantación. La Guía diferencia (1) las medidas más inmediatas para orientar las actuaciones en los primeros años, con el horizonte en 2024; (2) las recomendaciones de actuación y estrategias que se podrían plantear a largo plazo, en el horizonte 2030; y (3) cómo debería ser un mercado solar térmico en el futuro (2050).

1.8. Casos de estudio y ejemplos de instalaciones

Acompaña a la Guía una quincena de “casos de estudio que demuestran la utilización exitosa y el potencial de integración de la energía solar térmica en diferentes contextos industriales y geográficos”. Cada uno de ellos cuenta con una ficha en la que se describen los principales parámetros técnicos de la instalación, la tecnología utilizada y el proceso en el que se integra y que ofrece los resultados que acreditan la viabilidad de la instalación.

Más información

→ idae.es



El sustituto perfecto del gas natural

El biometano español podría cubrir el 43% de la demanda de gas natural en España, es decir, el 100% de los hogares y el 48% de la industria. El potencial es de 163 teravatios hora anuales y de 2.326 plantas (actualmente hay solo cinco). Castilla y León es la región que mayor producción y número de plantas alcanzaría (37,78 TWh y 520 plantas). Pero este gas renovable también se enfrenta a un proceso administrativo lento y complejo.

Celia García-Ceca

Una producción potencial máxima de 163 teravatios hora anuales (TWh/año); la posibilidad de cubrir el 45% de la demanda nacional de gas natural (utilizando las mismas infraestructuras), equivalente a un 100% del consumo doméstico y un 48% del consumo industrial en España; y un ahorro que podría haber llegado a los 4.000 millones de euros en las facturas energéticas de los consumidores el pasado año. Hablamos del biometano, un gas renovable que "se perfila como una de las grandes claves, no solo para la transformación del *mix* energético a corto plazo, sino también para avanzar hacia la descarbonización de la economía", según el informe 'Estudio de la capacidad de producción de biometano en España' de la Asociación Española del Gas (Sedigas).

Por comunidades autónomas, a nivel nacional, Castilla y León —que cuenta con un peso del sector primario más alto que el resto de comunidades— lidera el ranking con 37,78 TWh que representan el 23,2% del total, es decir, podría albergar un total de 520 plantas (de 2.326 plantas que podrían instalarse en toda España). Se trata de un análisis profundo —elaborado desde Sedigas junto a PwC y Biovic— a nivel de comunidad autónoma para presentar el potencial particular de desarrollo del biometano presente en cada una de ellas, donde dependiendo del peso relativo de cada uno de estos factores, el potencial y distribución del biometano según la tipología de los residuos variará de una comunidad a otra.

Sedigas también ha querido especificar y poner de relieve las barreras más destacables del desarrollo del biometano, entre las que se encuentra la "escasa ambición" mostrada en la Hoja de Ruta del Biogás en cuanto a los objetivos a alcanzar de cara al año 2030 en España. Es decir, una producción de biogás de 10,4 TWh y una sustitución del consumo de gas por biometano del 1%, queda "muy lejos de los objetivos establecidos desde la Unión Europea y por el resto de los países europeos", según se indica en dicho informe.

Los objetivos de los principales países europeos destacan que, como mínimo, el equivalente al 10% del consumo de gas sea biometano. Por países, Francia establece este porcentaje en el 20%, mientras que Dinamarca lo fija en el 75% a 2030. Además, el Plan REPow-erEU pretende impulsar la producción de biometano hasta los 35.000 millones de metros cúbicos, lo que supone sumar 18.000 millones al objetivo establecido en el "Fit for 55" a 2030. Estas son las previsiones

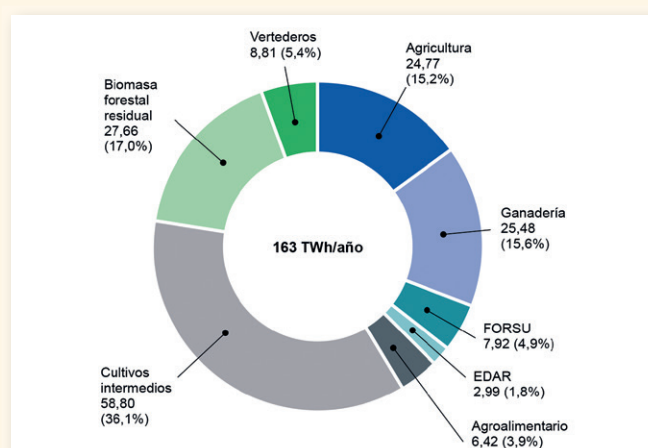
a 2030. Veinte años más tarde, en 2050, se prevé que el biometano y el hidrógeno verde sean las principales fuentes de energía primaria y que sustituyan a las importaciones de gas natural.

Con todas estas previsiones, es necesario preguntarse la capacidad que tiene España para alcanzarlas. En esta línea, desde Sedigas defienden que "es una oportunidad idónea para que España se posicione como un país principal en la producción de este gas renovable, es decir, aprovechando todo el potencial disponible buscando las soluciones más eficientes para cada una de las zonas geográficas que componen nuestro país". Según los datos de potencial de biometano de la Comisión Europea, España debería producir entre un 12-13% de esos 35.000 millones de metros cúbicos, es decir, unos 4.200 millones.

Potencial de España: 163 TWh/año

Las estimaciones de potencial disponible para la producción de biometano con las que ha trabajado Sedigas para elaborar este informe sitúan a España como "uno de los tres países de la Unión Europea con mayor

Distribución del potencial disponible para la producción de biometano en España



Fuente: análisis de PwC y Biovic



potencial de desarrollo de este gas renovable”. El informe más reciente es el publicado en julio de 2022 por Gas for Climate (*Biomethane production potentials in the EU*) que sitúa a España como el tercer país de la unión en cuanto a potencial de producción de biometano a partir de digestión anaerobia, con un potencial de alrededor de 130 TWh, que sumando la gasificación térmica, hacen un total de 190 TWh.

La Comisión Europea, en su informe publicado en abril de 2020 “Impact of the use of the biomethane and hydrogen potential on trans-European infrastructure”, también pronosticaba un potencial de desarrollo del biometano para España en el año 2050 de alrededor de 122 TWh/año, “lo que nos sitúa como el tercer país de la Unión en cuanto a potencial”.

Sin embargo, los estudios de España, como el de 2018 del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE) situaba el potencial que se podía alcanzar entre los 20-34 teravatio hora anual (TWh/año), es decir, entre un 5% y un 9% de la demanda anual de gas, y sólo considerando los residuos provenientes de la agricultura, la ganadería, y la industria agroalimentaria, la Fracción Orgánica de Residuo Sólido Urbano (Forsu) y los residuos de las Estaciones Depuradoras de Aguas Residuales (Edar). La diferencia de éste con otros estudios que ha manejado Sedigas que sitúan el potencial disponible en España mucho más alto, entre los 100 y 190 TWh/año, es que estos últimos consideran también otras fuentes para su producción como los cultivos intermedios, la biomasa forestal y el biogás procedente de vertedero, lo que aumenta el potencial de forma considerable.

En definitiva, una vez revisados y trabajados todos los informes, estudios y datos, los resultados obtenidos sugieren que España cuen-

ta con un potencial total accesible de 163 TWh/año. Por una parte, con los cultivos intermedios, la biomasa forestal residual y el biogás procedente de vertederos, se alcanzan los 95 TWh/año (58,5% del total); y por otra parte, con los residuos provenientes de la agricultura, la ganadería, la industria agroalimentaria, Forsu y Edar se sumarían alrededor de 67 TWh/año. Un potencial de biometano que permitiría cubrir el 43% de la demanda de gas natural en España, equivalente a un 100% del consumo doméstico y un 48% del consumo industrial.

¿En qué punto está el biometano español?

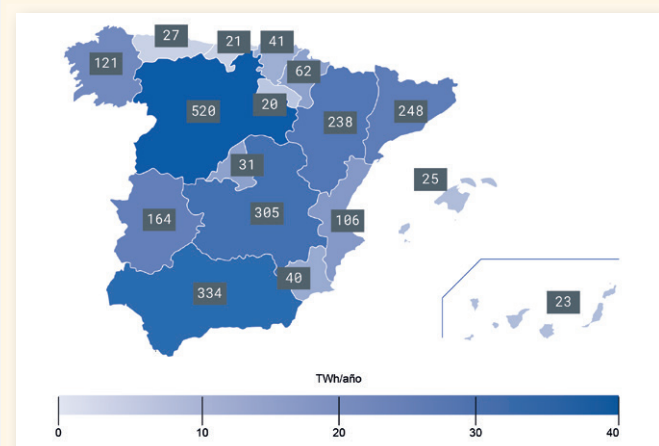
Y conociendo el potencial de España, también hay que preguntarse el estado actual de la producción. En toda la geografía española tan solo hay cinco plantas de producción de biometano capaces de producir 250 gigavatios hora (GWh) al año, según los últimos datos de 2021. Un dato que contrasta con otros países como Alemania que con 230 plantas llegó a los 12.753 GWh ese mismo año; Francia con 477 plantas alcanzó los 4.337 GWh; o Suecia con 72 plantas fue capaz de producir 1.508 GWh. A pesar del número de plantas tan bajo en España, este ha crecido en 2021, ya que hasta 2018 había una planta, y hasta 2020 el número creció a dos; y como consecuencia la producción que se situaba en torno a los 60 GWh en 2018 y pasó a rozar los 100 en 2020.

Varios son los planes y estrategias que incluyen los gases renovables, y el biometano en concreto, entre sus líneas y objetivos. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) 2021-2030 (actualmente en revisión) dedica su medida 1.8 al fomento de los gases renovables mediante la aprobación de planes específicos, de la penetración del gas renovable, incluyendo el biometano junto al hidrógeno renovable y el biogás. Por su parte, la Hoja de Ruta del Biogás fija un objetivo de producción de biogás de 10,4 TWh anuales a partir de 2030, estableciendo que el 1% del consumo de gas sea biometano, “objetivo poco ambicioso con respecto al establecido en otros países europeos, que deberá actualizarse en la revisión del PNIEC para atender a los objetivos del Plan REPowerEU”, según señalan desde Sedigas. Además, de la Hoja de Ruta del Biogás se puede concluir que se prevé que solamente un 1% del gas consumido a través de la red de gas en 2030 sea biometano y, “se dará prioridad al autoconsumo in situ del biogás frente a la inyección en red del biometano, en contra de lo recomendado a nivel europeo dónde se fomenta la inyección en red del biometano”, añade la Asociación. El Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR), donde la transición ecológica es uno de los cuatro ejes, establece la elaboración de la Hoja de Ruta del Biogás como la actuación destinada a promover su desarrollo y el diseño de los mecanismos de apoyo necesarios para su despliegue.

La gran barrera administrativa

Pero para llegar a esos 163 TWh/año es necesario aumentar el número de plantas de producción, hasta las 2.326 plantas que podrían insta-

Número de plantas propuestas de biometano por CC.AA.



Fuente: análisis de PwC y Biovic



BIOENERGÍA

larse en toda España, según las estimaciones del informe de Sedigas. Puesta en marcha de unas plantas sometida a un proceso de tramitación que “puede llegar a ser muy complejo, debido al gran número de normativas a las que estas se encuentran sometidas”. Hablamos de normativas en materia de agricultura, ganadería, industria, urbanística, residuos y emisiones, olores, transporte, sanidad animal y vegetal, gas y electricidad, entre otras. Normativas, a su vez, que involucran además a numerosas administraciones, tanto nacionales, autonómicas como locales, “lo que implica que el tiempo que se tarde en la tramitación depende en gran medida de la más lenta en reaccionar”. Un proceso complejo que también sufre la falta de personal de la administración (igual que ocurre con la tramitación de proyectos fotovoltaicos, por ejemplo) y que está provocando una avalancha de proyectos que se presentan actualmente, pero también que se esperan en el futuro.

Desde Sedigas apuestan por soluciones que pasen por reducir los plazos en el procedimiento administrativo y en la autorización de construcción de las plantas de biometano, así como la reducción en la complejidad intrínseca de los mismos. Dentro del proceso de tramitación de las plantas de biometano, la principal autorización necesaria es la Autorización Ambiental Integrada (AAI), que engloba a la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA).

Castilla y León y el 23% del potencial

Por último, el informe 'Estudio de la capacidad de producción de biometano en España' también hace un repaso geográfico del potencial de cada comunidad autónoma. Como dato general, la importancia del sector agropecuario, ganadero y la industria agroalimentaria en la economía española hace que España sea el cuarto país más poblado de la Unión Europea. Un dato que se traduce en un potencial para la producción de biogás y biometano muy elevado pero con una distribución heterogénea en cada región o comunidad autónoma.

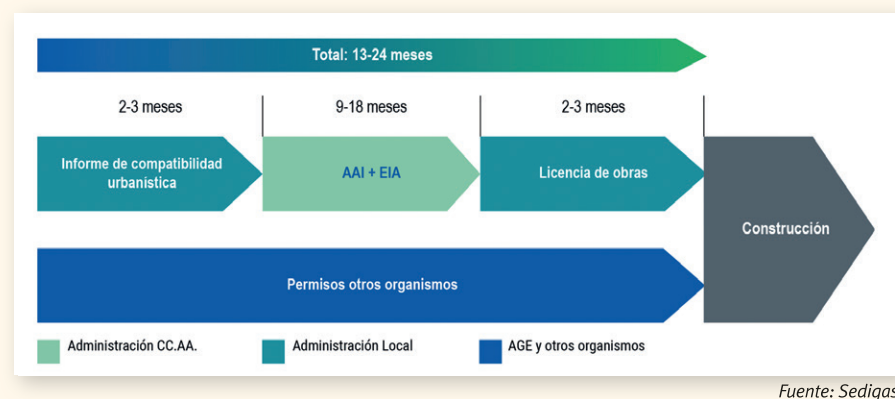
El resultado, después de identificar el potencial y la distribución de los residuos por comarca, establece un total de 2.326 plantas potenciales para la producción de biometano repartidas por el territorio nacional. Para alcanzar este resultado han utilizado principalmente información de cantidades de residuos o subproductos a nivel comarcal, es decir, los residuos provenientes de la agricultura, ganadería, industria agroalimentaria, Edar o Forsu, “porque se ha considerado que esta es la forma más realista y eficiente de cara a la logística de los residuos para poder proporcionar una ubicación para las potenciales plantas”, defienden desde Sedigas. Castilla y León cuenta con un peso del sector primario más alto que el resto de comunidades por lo que podría albergar un total de 520 plantas y llegar a producir 37,78

TWh, potencial que representa el 23,2% del total.

Sedigas, PwC y Biovic han tenido en cuenta algunos de los aspectos que influyen a la hora de calcular el potencial de producción de biogás o biometano para un territorio como son su tamaño y el número de habitantes, el desarrollo del sector primario, el tipo de cultivo y ganado predominante, la distribución del tejido industrial presente, la masa forestal o de la superficie agrícola disponible. Con todo esto, el estudio contabiliza la contribución de cada uno de estos aspectos en la formación del potencial de producción de biometano y biogás resultante para cada una de las diecisiete comunidades autónomas de España.

El desarrollo de estas 2.326 plantas de producción de biometano “significaría una inversión aproximada de 40.495 millones de euros”, lo que se traduce en aproximadamente un 3,61% del Producto Interior Bruto (PIB) nacional, según las estimaciones de Sedigas. Por regiones, el impacto sobre el PIB varía considerablemente, siendo Castilla y León la que más impacto tendría con un 18,25% y la Comunidad de Madrid la de menor impacto con un 0,27%. En definitiva, crecimiento económico y contribución a mitigar el cambio climático también porque el biometano cumple tres funciones en una. Principalmente evita la producción de emisiones en toda la toda la cadena de valor, pero también es capaz evitar las emisiones que se liberarían de forma natural por la descomposición de la materia orgánica se liberen a la atmósfera; 2) desplazar a otros combustibles fósiles más contaminantes; y 3) usar el digestato como biofertilizante para devolver el carbono orgánico al suelo y reducir la demanda de producción de fertilizantes minerales. ■

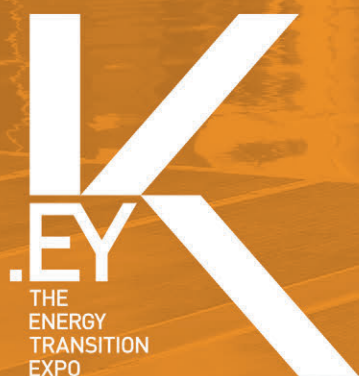
Diagrama simplificado del proceso de tramitación de plantas de biometano



Número de plantas propuestas de biometano por tipología por CC.AA.

CC.AA.	Número de plantas Agro + EDAR + RSU	Número de plantas de Cultivos intermedios	Número de plantas de Biomasa forestal residual	Número de plantas totales
Castilla y León	271	215	34	520
Andalucía	255	59	20	334
Castilla-La Mancha	208	88	9	305
Cataluña	212	28	8	248
Aragón	140	83	15	238
Extremadura	94	54	16	164
Galicia	92	18	11	121
Comunidad Valenciana	95	8	3	106
Navarra	36	21	5	62
País Vasco	29	5	7	41
Murcia	31	6	3	40
Comunidad de Madrid	19	9	3	31
Principado de Asturias	23	2	2	27
Islas Baleares	16	5	4	25
Islas Canarias	16	2	5	23
Cantabria	16	1	4	21
La Rioja	13	5	2	20
TOTAL	1.566	609	151	2.326

Fuente: análisis de PwC y Biovic



**DRIVING THE
ENERGY TRANSITION.**

#CLIMATEFRIENDS

**22-24 MARZO
2023**



**RECINTO FERIAL DE RÍMINI,
ITALIA**



organizado por

en colaboración con

simultáneamente con



**Escanea
el código QR
para más
información**

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



Enrique Sola

Director de Explotación Hidráulica de Iberdrola

“El bombeo está vivo”

Enrique Sola es el número 1 global de Iberdrola Hidráulica, un ingeniero con muchos kilómetros de bombeo a la espalda y con un proyecto entre manos, el formidable Aprovechamiento Hidroeléctrico de Alto Tâmega, que es ahora mismo la obra hidro más ambiciosa de Iberdrola en todo el mundo. El complejo del Tâmega (al norte de Oporto) está formado por tres presas y tres centrales hidroeléctricas (Daivões, Gouvães y Alto Tâmega) y un bombeo que, cuando el precio de la luz es muy barato, eleva el agua desde Daivões hasta Gouvães (que está 650 metros por encima de las otras dos) y, cuando el precio es elevado, deja caer ese líquido elemento para generar con él la preciada luz. ER estuvo en el Alto Tâmega. Y habló con Sola.

Antonio Barrero F.

■ 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. Para empezar, ¿qué es eso de la firmeza?

■ Pues empecemos por el principio. Vamos a ver: antes las tecnologías que dominaban eran, como la nuclear, tecnologías que sabíamos que iban a estar 24 horas al día produciendo una carga conocida, y teníamos térmicas, que podían dar una potencia u otra a voluntad. Ahora, sin embargo, cada vez son más las instalaciones que producen energía de fuentes renovables no gestionables, como el viento. ¿Y qué ocurre ahora? Pues que, para compensar los vaivenes de la generación eólica, o de las fuentes renovables en general, hacen falta fuentes que den firmeza. ¿Y qué tecnologías te dan esa firmeza, es decir, te proporcionan la energía que necesita el sistema a voluntad y no en función de factores climatológicos? Pues, principalmente, el gas. El gas, o la hidráulica. Tú puedes almacenar agua en un embalse y utilizarla a demanda. El gas y la hidráulica aportan firmeza. Una batería no. Porque ahora mismo el almacenamiento óptimo en las baterías alcanza, en efecto, las cuatro horas. Es decir, que, una vez transcurridas cuatro horas, ya no puedes tirar de batería, porque no tienes energía. Y cuatro horas es un período muy corto. Nada que ver con los períodos que oferta el bombeo, que es una hidráulica que se distingue porque el embalse que operas no se llena a partir de las aportaciones naturales de agua; se llena a voluntad. Puedes bombear agua a ese embalse en los períodos en que el precio está más bajo, y dejar ese agua ahí, preparada para aportar esa firmeza durante un período de 20, 40 horas.

■ ¿Y qué firmeza (o cuánta) necesita el sistema: cuatro horas, 20, 40?

■ Pues eso depende mucho del operador [que en el caso de España es Red Eléctrica]. Pero lo que a nosotros se nos está trasladando es que considera que tiene un respaldo suficiente con alrededor de 20 horas. Hablo del escenario futuro, más que del actual. Estoy hablando del escenario al que vamos, un escenario en el que cada vez hay menos nuclear, y en el que si además queremos prescindir del gas, porque es una fuente emisora de CO₂, pues entonces...

Lo que está viendo el operador del sistema en sus modelos es que, en determinados momentos del año se producen... por decirlo de algún modo... “momentos de necesidad de firmeza”.

Momentos de necesidad de firmeza que, como mucho, duran 20 horas. Y lo que está viendo el operador es que a partir de 20 horas esos escenarios ya son muy, muy, muy improbables. Así que lo que hay que lograr es ser capaz de tener una solución que aporte esas 20 horas en esos escenarios de falta de fuentes renovables.

■ ¿Es el bombeo la nuclear del futuro?

■ Bueno... Tanto como la nuclear... La nuclear aporta energía en base y aporta firmeza... No sé cuál sería el titular del bombeo. Pero el bombeo es la tecnología que nos va a dar seguridad en el futuro.

■ El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima fija como Objetivo 2030 de Almacenamiento para España los 6.000 megavatios [MW]. Entiendo que con eso habría suficiente como para atender un sistema eléctrico que quiere un 74% de energía renovable en esa fecha. ¿Es así?

■ Bueno, vaya por delante que el Plan está en revisión, pero sí: el análisis que han hecho el operador del sistema y el Ministerio, con los objetivos que tenemos de penetración de renovables a 2030 (ese 74%), y con el escenario que va a haber en esa fecha (de plantas de gas y todavía con alguna nuclear operativa)... Pues la conclusión ha sido que lo que se necesita para asegurar esta firmeza son 6.000 MW de almacenamiento, de los cuales 3.500 serían bombeos.

■ Vamos un poquito más allá. A partir del 35 no habrá nuclear. ¿Cuál va a ser entonces la carga base?

■ Se supone que vamos a tener mucha más participación de fuentes renovables. Así que la base nos la tienen que dar tanto la fotovoltaica como la eólica, coordinadas con la hidráulica, que va a seguir ahí. Además, vamos a necesitar alguna fuente adicional, como pueden ser los bombeos.

■ Dice Iberdrola que los bombeos “aportan estabilidad, seguridad y sostenibilidad al sistema eléctrico, al generar gran cantidad de energía con un tiempo de respuesta muy rápido”. Cuando hablamos de “tiempo de respuesta muy rápido”, ¿a qué nos referimos exactamente? ¿Y de cuánto tiempo estamos hablando?

■ Tiempo de respuesta. Ahí podemos estar hablando de dos

cosas. Uno: ¿cuánto tardamos en conectar al sistema un grupo que está completamente parado? Pongo un ejemplo: de repente está bajando la eólica y se necesitan nuevos megavatios que compensen esa bajada. Imaginemos que tenemos un grupo hidráulico de bombeo parado. ¿Cuánto tarda en entrar? Tres minutos. En tres minutos está conectado en la red. Eso es lo que más o menos tarda un grupo hidráulico en arrancar. Y luego hay otro tiempo de respuesta que se refiere al rango de funcionamiento una vez el grupo está arrancado y conectado a la red. Gouvães tiene grupos de 220 megavatios que pueden moverse desde los 100 hasta los 220 MW. Y esa variación dentro de ese rango, una vez el grupo está conectado a la red, es rapidísima. Estamos hablando de segundos. Pasar de 100 a 220 MW tarda 10 segundos, 15 segundos, con lo cual el tiempo de respuesta también es muy bueno.

■ ¿Y cuáles son los tiempos de respuesta de los competidores de los bombeos?

■ Las baterías tienen unos tiempos de respuesta también rápidos, similares. Estaríamos más o menos en lo mismo. El arranque, es decir, conectar una batería a la red, es más rápido que conectar un grupo de bombeo. Es un sistema más electrónico. No tiene sistemas mecánicos detrás. Pero, luego, una vez acoplada a la red del sistema, la variación es más o menos igual de rápida.

■ ¿Y los ciclos?

■ Los ciclos combinados son más lentos en arrancar. Y, una vez están conectados a la red, su respuesta es también un poco más lenta, pero también cumplen con esa función. En el ciclo combinado sí que es verdad que hay una serie de sistemas auxiliares que, dependiendo de cómo sea el arranque, de cómo esté parado el grupo, de si es un arranque en caliente o en frío, los tiempos cambian un poco.

■ Bien, el bombeo puede generar electricidad muy valiosa, aporta firmeza, 20 horas y más... De acuerdo, pero, para empezar, necesitamos energía para bombear...

■ En efecto, hay que usar energía para bombear el agua, agua con la que luego producirás electricidad. Y en todo ese ciclo el rendimiento es un 75%. Si yo consumo 100, soy capaz luego de generar 75. Las baterías tienen un rendimiento un poquito mejor: ochentaytantos por ciento. Consumen 100 y dan por ejemplo 84. Y dependiendo del tipo del almacenamiento, cada ciclo de rendimiento es distinto. En Gouvães estamos viendo que está incluso más cerca del 80 que del 75. Depende un poco del emplazamiento, de las pérdidas y de otros factores.

■ Vaya, pues no está mal, ¿no? Porque tengo entendido que la eficiencia energética de un motor de combustión, de un vehículo, no alcanza sino en caso óptimo-óptimo el 40% y que el rendimiento en las centrales de ciclo combinado más modernas gira en torno al 60%.

■ Bueno, en un ciclo combinado de lo que estamos hablando es de la energía que tiene el gas que quemamos...



“Hemos hecho un estudio con el que hemos visto que hay emplazamientos técnicamente viables para 10.000 megavatios de bombeos”

■ Entonces, ¿puedo hacer esa comparación o no debo?

■ Es que en el tema del almacenamiento estamos hablando de un ciclo claro, donde estoy consumiendo energía eléctrica y devuelvo energía eléctrica, y en el gas estoy comparando la capacidad energética de un combustible fósil y cuánto obtengo de energía eléctrica. No creo que sea directamente muy comparable.

■ Prácticamente todo el parque nacional de instalaciones de bombeo surge entre los 60 y los 90. Porque por lo visto entonces la nuclear no podía regular (subir y bajar potencia a demanda) y esa labor (regular) se le encomendó a los bombeos. ¿Es así?

■ Las nucleares se quedan planas, acopladas a la red. Así que tiene que haber por arriba otras tecnologías que hagan... digamos... ese ajuste fino de cuadrar generación con demanda. En los setenta, cuando los sistemas eléctricos eran más pequeños, y había menos demanda, las nucleares fueron relevantes, y era necesario de alguna manera modular su generación. Por eso llegó, sí, el bombeo, que consumía parte de la producción de las nucleares durante la noche, y que por el día suplementaba la producción nuclear.

■ Y ahora puede haber llegado el segundo gran momento del bombeo...

■ Eso es. Ahora los bombeos deben compensar a las renovables: cuadrar en el sistema esas fuentes. Una de ellas además, la fotovoltaica, se concentra siempre en las mismas horas, y vamos a tener mucha, más de la que necesitaríamos en teoría. Así que el almacenamiento lo que va a hacer es recoger ese exceso en esos momentos y darlo cuando se necesite.

■ Iberdrola estima que en España caben 10.000 MW de bombeos. ¿10.000?



HIDRÁULICA



■ La sensación que tenemos es que la opinión pública, y particularmente la administración, creen (o creían) que en España ya no había emplazamientos para hacer nuevos bombeos, por lo que el bombeo ni siquiera se lo estaban planteando como solución. ¿Qué hemos hecho nosotros? Pues un estudio con el que hemos visto que hay emplazamientos técnicamente viables. Para decidir si es viable o no un emplazamiento proponemos una serie de criterios. Por ejemplo, es viable cuando la distancia entre los dos embalses es de menos de 15 kilómetros (más allá entendemos que va a ser muy costoso), o es viable cuando el salto es de más de 200 metros. Y sí, ahí caben 10.000 MW.

■ ¿Qué soluciones concretas maneja Iberdrola?

■ Hemos estudiado varias: bombeo *greenfield* [construir la infraestructura a partir de cero]; crear un embalse superior artificial cuando ya hay uno inferior; conectar dos embalses existentes; y cambio de turbina por turbina bomba. En este último caso la idea es no tocar obra civil y ver si podemos colocar, en el lugar en el que está la turbina, un grupo de turbina bomba. Pero... Lo hemos estado mirando y no tiene prácticamente encaje. Si estás pensando solo en turbinar... excavas lo justo, porque quieres ahorrarte costes en obra civil. Sin embargo, para bombear necesitamos más profundidad, es decir, que la máquina bomba esté más abajo. En Gouvães, por ejemplo, la bomba está a unos 60 metros por debajo del nivel del embalse inferior. Si Gouvães la hubiésemos diseñado solo para turbinación no hubiésemos excavado tanto.

■ Bien, sigamos hablando de costes. Según el estudio de Iberdrola, el CapEx de un bombeo que parte de cero, el bombeo nuevo o *greenfield*, oscilaría entre un millón y millón y medio de euros megavatio. ¿Es así?

■ Bueno, esas son referencias muy amplias. Porque cada bombeo es un emplazamiento... y cada emplazamiento... es distinto.

■ ¿He de deducir que Iberdrola descarta entonces los bombeos de cero, como prácticamente hace con el cambio de turbina por turbina bomba?

■ Nosotros, como Iberdrola, en este análisis que hemos hecho de viabilidad de emplazamientos de bombeo, no hemos entrado a valorar ese tipo de bombeo, *greenfield*. Pero hay promotores que los están estudiando, y de hecho los están empezando a tramitar. Nosotros los hemos descartado no para el sistema, sino para el estudio. Que quede claro.

■ Según el estudio de Iberdrola ahora mismo hay 47 proyectos con una potencia total de 26.000 MW presentados en el Ministerio. ¿No es eso muchísimo?

■ Muchísimo. Hay un par de promotores que se han dedicado a buscar emplazamientos *greenfield* con posibilidades de bombeo y hay muchos proyectos, muchos megavatios, de ese tipo.

■ ¿Qué proyectos está tramitando Iberdrola?

■ Alcántara [Cáceres], Sobrón [Burgos], La Muela [Valencia] y Conso [Ourense] están todos en tramitación. Y esperamos que salgan adelante. Son todos proyectos que aprovechan infraestructuras existentes. En Alcántara se unirían los embalses de Alcántara y Cedillo. En Conso, los de Ceniza y Bao. En La Muela [que ya es un bombeo] la idea es ampliar la balsa artificial superior, ampliar la potencia de la instalación y seguir operando. Y, por fin, estaría el caso de Sobrón, que es un poco diferente: sería aprovechar un embalse existente, Sobrón, y construir un depósito artificial, del tipo La Muela, en una de sus márgenes.

■ Bien, mucho proyecto. Por lo visto... Pero, ¿qué le hace falta al bombeo para eclosionar? Porque el sector lleva 10 años en modo espera.

■ Bien, entendemos que la Administración está afrontando ahora mismo un período complicado, por el número de proyectos de otras tecnologías que tiene sobre la mesa. Vaya eso por delante. Lo que quizá pedimos desde el sector es que, dado que los bombeos son unos proyectos... muy especiales... y muy diferentes, lo que sí pediríamos es que, de alguna manera, la Administración diseñe un camino específico, una tramitación específica, para el bombeo. Creemos que deberíamos estudiar, entre todos, cómo se podría facilitar que estos proyectos puedan avanzar. Porque, si queremos tener bombeos en 2030, tenemos que empezar ya. Tenemos unos plazos de construcción de entre cinco y seis años.

■ Iberdrola también ha hablado de mecanismos de capacidad...

■ Sí. Por otro lado está en efecto el tema de la retribución. Ahora mismo... comprando energía a bajo precio y vendiéndola a precio mayor no se cubren las necesidades de los proyectos. Y eso no es algo que haya dicho Iberdrola. Eso es compartido por todos los que estamos promocionando bombeos, no solo en España, sino en toda Europa. Vamos a ver, si queremos este tipo de almacenamientos para asegurar una firmeza en el futuro, lo que creemos es que de alguna manera se tiene que retribuir ese servicio. Y la solución a la que se está yendo en Europa es el pago por capacidad, un pago por tener esa potencia disponible y esa firmeza disponible para ofrecérselas al sistema cuando se necesiten.

■ ¿Y cuánto tiempo duraría ese pago por capacidad?

■ Podría estar en torno a los 15 años.

■ ¿Alguna cifra?

■ No, porque entendemos que este pago va a ser diferente en cada uno de los proyectos. Cada proyecto va a necesitar un pago para convertirse en viable. Por eso entendemos que esto debe ir a una subasta, con una competencia. Y los proyectos que sean más competitivos, o que ofrezcan un menor coste al sistema, pues serán los que salgan adelante. Vamos a ver, el bombeo está vivo. Hay posibilidades de hacer bombeo. Hay bombeo disponible. Simplemente hay que darle un empujón. ¿Cómo? Facilitando la tramitación, porque estamos metidos -insisto- en la misma cola que otros proyectos y el bombeo es algo muy singular, más complejo. Y, por fin, reconociendo de algún modo, con un pago por capacidad, esos servicios que da el bombeo y que van a ser necesarios en el futuro. ■

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

Anúnciate en



**ENERGÍAS
RENOVABLES**

**220.000
visitantes únicos
al mes** *Datos: OJD Interactiva*

El periodismo de
las energías limpias

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

ENERGÍAS RENOVABLES
El periodismo de las energías limpias

Agenda Cursos Empresas Empleo tVER Quiénes somos | Jueves, 02 de junio de 2022 | f in t Newsletter

Inicio Panorama Edika Solar Autoconsumo Bioenergía Otras fuentes Eficiencia Almacenamiento Hidrógeno Movilidad Entrevistas Opinión Blogs

Lo último

- ¿Caben 200 aerogeneradores en un millón de kilómetros cuadrados de aguas territoriales españolas?
- Alemania certifica 3,3 millones de toneladas de pellets en 2021
- Prosegur respalda un proyecto edílico en Chile
- Hyundai invertirá 10.000 millones de dólares para movilidad sostenible en Estados Unidos
- ¿En qué aguas territoriales españolas habrá y dónde no parques eólicos marinos?
- Levantina y EDF Solar pondrán en marcha 4,3 MW de autoconsumo en Galicia y Alicante
- El Covid y la guerra de Ucrania frenan los avances hacia el acceso universal a la energía

Lo más leído

Suscríbete!

Descargar PDF

Números anteriores

Contacta con nosotros

KEY ENERGY
THE RENEWABLE ENERGY GROUP
8-11 NOVIEMBRE 2022
RECINTO FERIAL DE RIMINI ITALIA
PARTICIPA

Connecting Strength
K2 conecta personas, productos y tecnología digital.

éolica

¿Caben 200 aerogeneradores en un millón de kilómetros cuadrados de aguas territoriales españolas?

bioenergía

Alemania certifica 3,3 millones de toneladas de pellets en 2021

movilidad

Hyundai invertirá 10.000 millones de dólares para movilidad sostenible en Estados Unidos

EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO CON MÁS VENTAJAS ES ALEMÁN Y SE LLAMA SOLARWATT

SOLARWATT
powering a better tomorrow

panorama

TRACON 2022 | Jueves, 02 de junio de 2022 | La primera planta

Energía Solar Fotovoltaica
Catálogo 2022

KEY Energy es ahora K.EY

Se separa de Ecomondo, se transforma en un nuevo formato, se celebra en primavera y se dobla el espacio de exposición. Son las novedades de la nueva Key Energy, que seguirá apostando por el encuentro del sector renovable con sus habituales espacios dedicados a la energía solar y eólica, al hidrógeno, a la eficiencia energética, a la movilidad eléctrica y a las ciudades sostenibles, con la construcción como nueva zona temática. Los datos de la pasada edición dejaron un 41% más de asistencia total respecto a 2021 y el doble de asistencia extranjera procedente de 90 países (Ecomondo y Key Energy).

Celia **García-Ceca**

K.EY nace en solitario, recogiendo el testigo de Key Energy, transformándose en un evento autónomo, con un nuevo formato, un nuevo posicionamiento y en un nuevo momento del año. Del 22 al 24 de marzo de 2023 en el Centro de Exposiciones de Rimini (Italia), K.EY ofrecerá un amplio escaparate de la tecnología, las soluciones integradas y los servicios que pueden guiar la transición energética hacia una economía neutra en carbono. También seguirá siendo por unos días el centro cultural, científico y técnico y un catalizador comunitario capaz de conectar a las partes interesadas, los actores y los líderes del sector

de las energías renovables, dándoles la oportunidad de comunicarse entre sí. La feria italiana por excelencia no es sólo una plataforma de negocios, sino también, y sobre todo, una oportunidad para la educación e información sobre la energía y la aceleración del proceso de transición energética ya en marcha.

Un nuevo formato que continuará desarrollando y reforzando los seis pilares temáticos y de producto, dedicando a cada uno de ellos espacios definidos y conectados entre sí, haciendo de ellos un recorrido expositivo funcional para favorecer la experiencia del visitante y potenciar sus oportunidades de negocio. Con entrada principal en

el pabellón sur, pero también como novedad con entrada por el este, K.EY se distribuye en doce pabellones principales, cada uno de los cuales alberga un sector diferente, pero abarcando toda la gama de renovables en un espacio más amplio que en ediciones anteriores, lo que facilita las visitas y aumenta las oportunidades de negocio y creación de redes. El principal objetivo es poder explorar el tema de la eficiencia energética desde todos los puntos de vista.

K.EY organizará también eventos digitales y seminarios web, en colaboración con las principales asociaciones del sector, para explorar temas relacionados con la transición energética y las energías renovables. El evento se promociona en comunicación a través de una campaña nacional e internacional que presiden los principales medios de comunicación italianos y extranjeros.

Durante las mismas fechas se celebrará la tercera edición de ForumTech, el evento de formación e información de Italia Solare que abarca módulos, inversores, almacenamiento y equilibrio del sistema, e hidrógeno verde, proporcionando así un espacio único de debate





para empresas de gran consumo energético y pequeños municipios, junto a proveedores de energía y asociaciones comerciales. También están previstos encuentros y conferencias que van de la energía eólica (repotenciación y off-shore) a la agrovoltaica, fotovoltaica, solar térmica y sistemas de almacenamiento; de la movilidad eléctrica y del hidrógeno a la eficiencia energética en la construcción, el rendimiento energético, la electrificación del consumo, las subastas y certificados blancos y la cogeneración industrial; de los nuevos modelos urbanos a las RCE, el uso de las nuevas tecnologías energéticas en la transformación de los contextos urbanos, y los retos y oportunidades derivados de las inversiones en energías renovables en África.

• La energía solar

Se presenta como una de las fuentes de energía renovable más fácilmente disponibles y, con la combinación adecuada de recursos, puede compensar cualquier reducción debida a la dependencia del gas. Por ello, Solar Exhibition Conference (SEC) servirá de escaparate tecnológico para uno de los sectores más centrales de la transición energética, abordando temas como el mercado residencial, la escala de servicios públicos, la fotovoltaica para la industria, la agrovoltaica y las comunidades energéticas.

• La energía eólica

Wind Expo for Med - WEM explora el potencial de la energía eólica y su contribución a la consecución de los objetivos del Pacto Verde Europeo que persigue una sociedad climáticamente neutra de aquí a 2030. Una exposición acogida en los pabellones B1 y B2 del K.EY, que presentará la energía eólica en todas sus formas: la energía eólica terrestre, que lucha por abrirse paso, frenada por miles de desafíos normativos y de autorización; la energía eólica marina, con sus muchas incógnitas para el futuro y sus múltiples expectativas; la minieólica; y los proyectos comunitarios de energías renovables basados en la energía eólica.

• El hidrógeno renovable

K.EY, en colaboración con la Asociación Italiana de Hidrógeno y Pilas de Combustible (H2IT), la Agencia Nacional de Nuevas Tecnologías, Energía y Desarrollo Económico Sostenible (ENEA) y todas las principales instituciones implicadas, promueve el desarrollo de proyectos y acciones para integrar las tecnologías de producción y almacenamiento de hidrógeno con las fuentes de energía renovables, con el fin de mejorar la eficiencia energética y económica, evaluando al mismo tiempo sus costes medioambientales.

En los últimos años, las instituciones italianas y europeas se han interesado cada vez más por el desarrollo de tecnologías relacionadas con la producción, el almacenamiento y el transporte de hidróge-

no. En particular, en 2019, Italia publicó el Plan Nacional Integrado para la Energía y el Clima que establecía el uso de hidrógeno verde en al menos el 1% del objetivo de RES para el transporte. Dos años después, en 2021, el Plan Nacional de Recuperación y Resiliencia (PNRR) asignó 3 640 millones de euros al hidrógeno, con una serie de objetivos.

• La eficiencia energética

Vuelve a ser un pilar de K.EY. EFFI Energy Efficiency Expo cuenta con un pabellón específico, el D5, dentro del espacio expositivo. Se trata, por tanto, de un espacio físico, lugar de debate y crecimiento, dedicado a las tecnologías, sistemas y soluciones que apoyan y promueven el uso inteligente de los recursos energéticos. Relevante para todos los sectores implicados en la transición energética, Energy Efficiency Expo es de interés para el sector industrial, las empresas intensivas en energía que ven en la transición energética un tema de inversión, así como para las administraciones públicas, los profesionales y el sector de la construcción.

• La movilidad sostenible

El sector de la movilidad eléctrica está experimentando un crecimiento progresivo y exponencial en todo el mundo, conquistando espacios de mercado cada vez mayores. K.EY constituye un punto de referencia, el pabellón B3, para un público especializado de visitantes, que incluye administraciones públicas, operadores minoristas, industria y compradores internacionales.

• Las ciudades sostenibles

Ciudades sostenibles es un espacio de exposición, pero también un taller de ideas para diseñar el futuro de las ciudades de forma sostenible, en el que la evolución se contempla desde la perspectiva de la movilidad, la digitalización y la regeneración urbana. La historia de cómo evolucionan las ciudades en términos de digitalización y regeneración urbana, estará situada en el pabellón B3. En este espacio se encontrarán aquellas tecnologías y servicios a disposición de la administración pública para impulsar la eficiencia y la reurbanización de inmuebles y ciudades, iluminación eficiente, servicios públicos, soluciones y pro-



FERIAS

ductos TIC para servicios, edificios, redes inteligentes y movilidad sostenible, coches eléctricos e híbridos, car sharing y bike sharing, aparcamientos inteligentes, transporte público eléctrico, apps para el transporte integrado y soluciones digitales.

La nueva versión K.EY mejora la experiencia adquirida por Key Energy en las 15 ediciones anteriores y mantiene estrechos lazos con Ecomondo, marcándose objetivos como reforzar su liderazgo en temas de eficiencia energética y transición y consolidar su papel como red de referencia para todas las comunidades implicadas. Además, durante los tres días que se celebra la feria se espera que los negocios y el network

king tengan un alcance aún más internacional, gracias al apoyo de la Agencia Italiana de Comercio, y a la presencia de numerosas empresas expositoras del extranjero, con más de 200 delegados del sur de Europa, los Balcanes, el África subsahariana, Oriente Medio y China.

K.EY no será la única que haga su estreno en marzo. También se celebrará la primera edición de DPE The European Exhibition of Electrical power System, la feria europea que muestra todo el ecosistema de generación eléctrica, distribución, seguridad y automatización, organizada por Italian Exhibition Group en colaboración con Associazione Generazione Distribuita, entre otros. DPE se dirige al sector de la generación distribuida, ofreciendo una gama de soluciones y tecnologías de toda la industria de sistemas y componentes de generación y distribución de electricidad. También trae a la feria temas relacionados con la nueva estructura que está adquiriendo la red eléctrica, a través de un programa dedicado de conferencias y formación.



Los datos de 2022

El pasado mes de noviembre, el Italian Exhibition Group acogió los salones Ecomondo y Key Energy. Dos ferias italianas que celebraban su última edición en conjunto y que cerraban sus puertas con un 41% más de asistencia total respecto a 2021 (y un 15% más respecto a la edición récord de 2019), registrando también el doble de asistencia extranjera (procedente de 90 países). La situación del mercado quedaba reflejado por las 1.400 marcas expositoras que llenaron los 130.000 metros cuadrados de la 25ª edición de Ecomondo y la 15ª de Key Energy. Dos ferias que reunieron durante tres días lo mejor del Made in Italy y de las tecnologías internacionales para los pilares de la economía verde: la bioeconomía circular, la gestión y valorización de residuos y aguas residuales, la regeneración de suelos y mares, el crecimiento azul sostenible y el riesgo hidrogeológico, junto con soluciones y tecnologías para el sector de la energía solar, la fotovoltaica y los sistemas de almacenamiento, la energía eólica terrestre y marina, la eficiencia energética en la industria y los edificios y un enfoque en las ciudades sostenibles y la movilidad eléctrica.

Cadenas de suministro que atrajeron a 600 compradores extranjeros al Rimini Expo Centre gracias a la sinergia con la ITA- Agencia Italiana de Comercio y el Ministerio de Asuntos Exteriores que generó 2537 matchings de negocios en la plataforma digital; mientras que los perfiles de los expositores en la plataforma GreenTechInsights B2B recibieron más de 270.000 visualizaciones por parte de operadores profesionales. Los 160 actos institucionales fueron organizados por los dos comités científicos de Ecomondo y Key Energy, presididos respectivamente por Fabio Fava, de la Universidad de Bolonia, y Gianni Silvestrini, director del Kyoto Club Italia.

Ecomondo volverá a Rimini del 7 al 10 de noviembre de 2023. Por su parte, del 22 al 24 de marzo de 2023, se celebrará esta primera edición de K.EY The Renewable Energy Expo.

Energías Renovables estuvo presente en esta pasada edición, y tuvo la ocasión de entrevistar a una de las empresas españolas que viajó hasta la ciudad italiana para exponer sus productos, en concreto a Ingeteam. Sergio Martínez, su director de servicios en Italia, habló con este medio sobre el desarrollo de la feria, sobre la industria fotovoltaica en Italia y, en definitiva, sobre cuál es el momento actual de las energías renovables en el país vecino. Martínez aseguraba que “este año podemos decir que es la primera después del parón por el Covid-19 y está siendo un éxito. Es la feria más importante que se celebra en Italia de energías renovables”. Sobre la situación del sector comentaba que en Italia ocurre lo mismo que en España: “hay mucho volumen de fotovoltaica, pero hay un problema con las autorizaciones”. Ahora, cuatro meses después, Rimini ya se prepara para acoger una nueva edición de esta feria italiana

Más información:

→ <https://en.keyenergy.it/>

Las novedades

El Distrito de la Construcción Sostenible cobra vida dentro de Ciudades Sostenibles, gracias a la asociación con Green Building Council Italia. Esta nueva zona temática es también una plataforma de referencia para empresas, profesionales, constructores, inmobiliarias y agentes públicos y privados cuya prioridad es el diseño sostenible y ecológico. Esta zona de exposición, en la que se pueden encontrar empresas que presentan productos, servicios y soluciones de construcción sostenible, fomenta la difusión de una cultura de construcción sostenible, con el fin de permitir a todos vivir respetando las necesidades del hombre y del medio ambiente. Es el lugar donde sensibilizarse y recibir información y formación de calidad, a través de un programa de eventos cuidadosamente elaborado. Es una oportunidad para formar parte de una red, una comunidad para difundir los conocimientos técnicos y la cultura de la eficiencia energética y la economía circular aplicados al sector de la construcción.

También la innovación bajo la cúpula del Rimini Expo Centre, con la *Start-up and Scale-up Area* en la *Innovation Square*, será el espacio de exposición físico y virtual reservado a jóvenes empresas e innovadores ecológicos italianos e internacionales que ofrecen productos y servicios relacionados con la transición energética. La iniciativa está organizada por Italian Exhibition Group y promovida en cooperación con la Agencia Italiana de Comercio. El socio principal es ART-ER (Attrattività Ricerca Territorio), un consorcio con sede en Emilia-Romaña.

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

Somos agente representante de energía limpia y libre de emisiones

Desde 2005 llevamos al mercado la electricidad generada por más de 9.000 productores de energías de origen 100% renovable con el más alto grado de profesionalidad y la mejor relación calidad-precio.

Solicita más información contactando con nosotros.



regimenespecial@gesternova.com / 91 357 52 64

www.gesternova.com

