



ENERGÍAS RENOVABLES

190
Abril 2020

www.energias-renovables.com

@ERenovables



Almacenamiento energético

La reducción de costes impulsa su crecimiento

Schneider Electric:
en casa del herrero
no hay cuchillos
de palo



Renovables
en tiempos de
confinamiento



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
ENERGIAS RENOVABLES



Bornay 

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



190

Número 190

Abril 2020

En portada: Sistema de almacenamiento instalado por la compañía sueca Vattenfall en el parque eólico de Pen y Cymoedd, en Gales (Reino Unido). Utiliza baterías de ión-litio, tiene una potencia de 22 MW y fue puesta en marcha en 2018.

■ PANORAMA

La actualidad en breves

6

Opinión: Sergio de Otto (8) / Ernesto Macías (10) / Pep Puig (12) / Jorge González Cortés (14)

El paquete de invierno es la innovación más disruptiva del modelo energético

18

Renovables en tiempos de confinamiento

22

■ EÓLICA

2019, el segundo mejor año en toda la historia de la eólica

26

■ FOTOVOLTAICA

Circutor, innovación y sostenibilidad en estado puro

28

(+Entrevista a Pere Soria, responsable de Desarrollo de Negocio de Circutor)

■ ALMACENAMIENTO

Cómo avanza el almacenamiento

32

Bornay se lanza al almacenamiento off-grid

36

Proyecto EVA, gestión inteligente de recarga en hogares con autoconsumo

40

(+Entrevista a Ignacio Osorio, CEO de Ampere Energy)

¿Tiene sentido el almacenamiento sin autoconsumo?

44

■ MOVILIDAD

Entrevista a Alexandra Romero, Product Manager de Soluciones para el Vehículo Eléctrico en Schneider Electric

48

■ AMÉRICA

El almacenamiento es el próximo desafío de la región

52

■ ENERGÍAS MARINAS

Las renovables españolas que quieren hacerse a la mar

56

(+Entrevista a Francisco García Lorenzo, presidente de la sección Marina de APPA Renovables)

■ BIOENERGÍA

Drax le salva los números al sector en Europa

60

Se anuncian en este número

BORNAY.....	2
CONTIGO ENERGÍA.....	64
HOLTROP	17
JUNKERS	35
LONGI SOLAR	13
SANTOS MAQUINARIA ELÉCTRICA.....	15
SOLARWATT	9
SUNTECHNICS	11
VICTRON	63

22



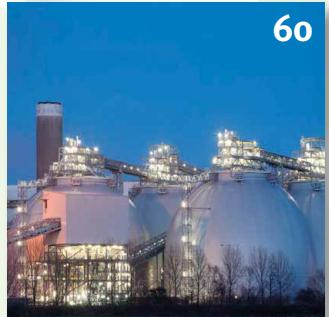
36



52



60





Hablamos el lenguaje de las renovables ¿Y tú?

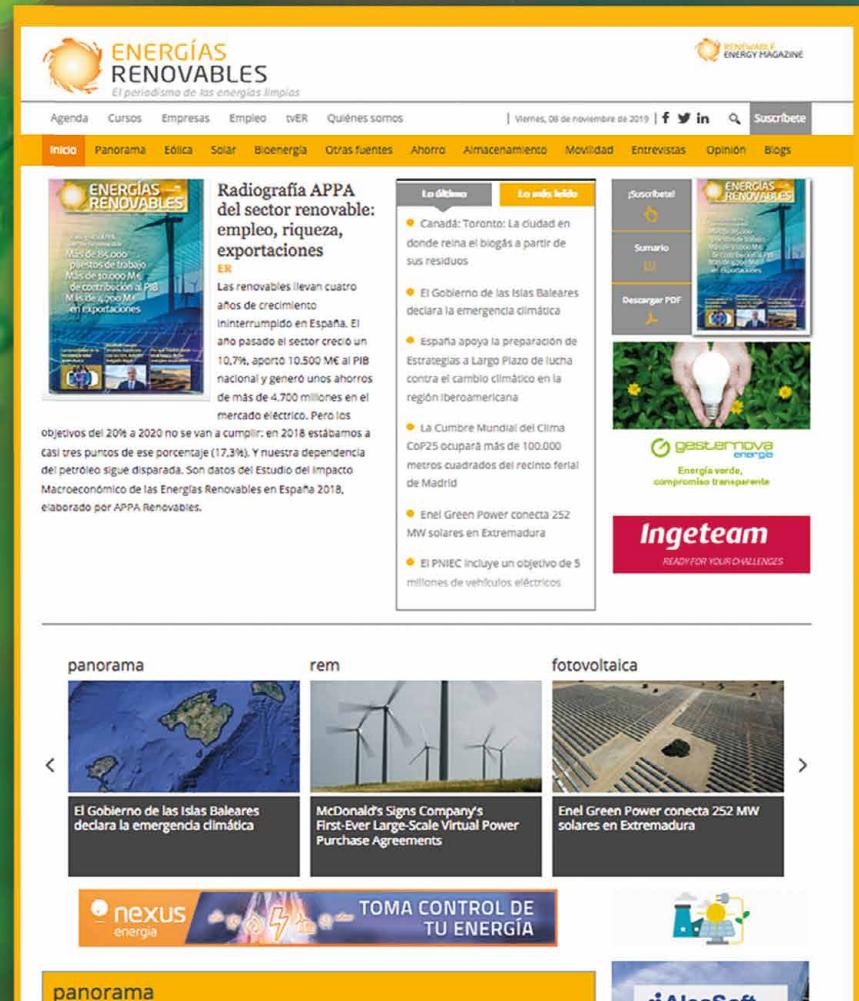
Anúnciate en
**ENERGÍAS
RENOVABLES**
170.000
visitantes únicos
al mes

Datos: OJD

El periodismo de
las energías limpias



www.energias-renovables.com



The screenshot shows the homepage of the Energías Renovables website. The header features the magazine's logo and the tagline "El periodismo de las energías limpias". The main navigation menu includes links to Agenda, Cursos, Empresas, Empleo, tvER, Quiénes somos, and a search bar. Below the menu, there are several sections: "Lo último" (Latest news) with a summary about Canada's Toronto city planning biogas from waste; "Lo más leído" (Most read) with a summary about the Balearic Islands declaring a climate emergency; "Radiografía APPA del sector renovable: empleo, riqueza, exportaciones" (APPAs' renewable sector radiography: employment, wealth, exports) with a summary about the sector's growth and impact; "Ingeteam" (READY FOR YOUR CHALLENGES); and a sidebar for "gestenova energy" (Energía verde, compromiso transparente). At the bottom, there are three large thumbnail images: "panorama" (showing a map of islands), "rem" (showing wind turbines), and "fotovoltaica" (showing a solar panel farm). A banner at the bottom reads "TOMA CONTROL DE TU ENERGÍA".

DIRECTORES
Pepa Mosquera

pmosquera@energias-renovables.com

Luis Merino

limerino@energias-renovables.com

REDATOR JEFE
Antonio Barrero F.

abarreiro@energias-renovables.com

DISEÑO Y MAQUETACIÓN
Fernando de Miguel

trazas@telefonica.net

COLABORADORES

J.A. Alfonso, Paloma Asensio, Tomás Díaz, M^a Ángeles Fernández, Luis Iní, Anthony Luke, Jairo Marcos, Michael McGovern, Diego Quintana, Javier Rico, Mino Rodríguez, Alejandro Diego Rosell, Yaiza Tacoronte, Hannah Zsolosz.

CONSEJO ASESOR
Vicente Abarca

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

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)

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)

Javier García Breva

Experto en Políticas Energéticas y presidente de N2E

José Luis García Ortega

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

Begoña María-Tomé Gil

Coordinadora del Área de Cambio Climático y Energía de ISTAS-CCOO

Antoni Martínez

Senior Advisor de InnoEnergy

Miguel Ángel Martínez-Aroca

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

Anranch Martínez Navarro

Presidenta de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF)

Emilio Miguel Mitre

Director red Ambiente

Joaquín Nieto

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

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

José Miguel Villarig

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

REDACCIÓN

Paseo de Ríos Altas, 30-1 Dcha.
28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)

Tel: +34 91 663 76 04

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

+34 91 663 76 04

publicidad@energias-renovables.com
advertising@energias-renovables.com

Imprime: Aries

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



EDITA: HAYA COMUNICACIÓN



NOSOTROS USAMOS kilovatiosverdes limpios

Triodos Bank

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

Quiero

No hay EPIs suficientes, ni respiradores, ni mascarillas. No hay UCIs disponibles. Ni los médicos intensivistas necesarios. Ni hospitales. Ni test rápidos. Dependemos de un envío que está paralizado en Ankara. “El Gobierno turco retiene un avión cargado con respiradores adquiridos por España”, me cuenta la prensa.

Sí, dependemos. Dependemos de un mercado global en el que todo el mundo está pidiendo exactamente lo mismo al mismo tiempo. Y no hay para todo el mundo. Y ya sabemos todos que es cuestión de vida o muerte. Pero es que no hay equipos de protección individual suficientes, ni las unidades de cuidados intensivos que necesitamos. Y por eso –por esas ausencias– ha habido días y hospitales donde han tenido que elegir a quién le colocaban un respirador... y a quién no.

Es cuestión de vida o muerte. Y es cuestión de independencia. Económica y política. Alimentaria. Sanitaria. Energética.

¿Queremos depender de los respiradores de Ankara, de las mascarillas de no sé qué mercado global, queremos depender del Gobierno de Holanda?

Ya he hablado en más de una ocasión, en esta misma columna, de ese gran valor que entraña las energías renovables –su aptitud para hacernos independientes–, valor que no siempre parece tan evidente como los demás. Cada kilovatio hora que genera España con sus vientos –la galerna, la tramontana, el levante, el cierzo– es un kilovatio hora que no hay que traer de Catar, Argelia o Nigeria, naciones todas desde las que importamos cada año el gas que alimenta los ciclos combinados.

España es muy dependiente energéticamente. Nuestra dependencia está más de 20 puntos por encima de la media europea. El año pasado pagamos a naciones extranjeras 44.396 millones de euros para traernos desde ellas productos energéticos. Miles y miles y miles y miles de millones de euros en pago por el gas y el petróleo que nos bebimos... el año pasado.

Porque los combustibles fósiles no se renuevan, como sí lo hace el Sol cada día de tu vida; no, no se renuevan, como el cierzo o la galerna (que vuelven, y vuelven, y vuelven a soplar). No, los combustibles fósiles se queman. Y por eso este año volveremos a pagar un dineral para volverlos a quemar. 44.396 millones de euros nos gastamos en 2019 –cinco millones de euros cada hora– en productos energéticos (el dato es de la Secretaría de Estado de Comercio).

Dicen que la principal “industria” de este país es el turismo. El año pasado, los turistas se dejaron aquí (el dato también es del Gobierno) 71.205 millones de euros. Entraron por una puerta 71 mil y se fueron por la otra 44 mil, el 62,3% del total.

¿Qué va a pasar este año? ¿Cuántos “millones” de turistas van a venir a esta España de coronavirus, Sol y playa? ¿Cómo vamos a pagar nuestra factura energética si nuestra principal “industria” no nos trae lo que siempre trajo?

No hay UCIs suficientes, ni respiradores, ni los test rápidos que necesitamos. ¿Cuántos podría haber habido si nuestra factura energética no hubiese sido aquella? Al petróleo un día le quisieron poner un impuesto: el céntimo sanitario le llamaron. Y se lo pusieron. Y luego llegó un Tribunal (Europeo) y se lo quitaron.

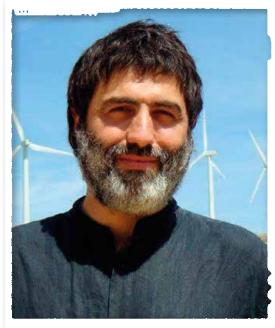
La doctora María Neira, directora del Departamento de Salud Pública y Medio Ambiente de la OMS, no se cansa estos días de tuitear sobre informes que asocian contaminación atmosférica y Covid-19.

Uno de sus últimos tuits alude a un estudio de un grupo de expertos en Bioestadística de la Universidad de Harvard que establece que cuanto mayor es la polución en el aire (y los investigadores han estudiado 3.000 condados de Estados Unidos) mayor mortalidad produce el coronavirus.

Dicen que toda crisis (climática, sanitaria) es una oportunidad (para aprender, o para ganar independencia energética, alimentaria, sanitaria). Y quiero creer que el coronavirus simplemente nos está cerrando una puerta, y que las energías renovables son la ventana. Quiero.

Hasta el mes que viene


Antonio Barrero F.



■ El Gobierno envía a Bruselas el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima

El PNIEC 2021-2030 se propone como objetivo reducir un 23% las emisiones de gases de efecto invernadero con respecto a lo emitido en 1990, lo que supone tener que eliminar una de cada tres toneladas de gases de efecto invernadero que se emiten actualmente. El otro gran objetivo del Plan es lograr una cuota del 42% de energías renovables en el uso final de la energía, cifra que duplica el 20% del año 2020.

El texto que ha enviado el Gobierno a Bruselas coincide con el que actualmente se encuentra incluido en la fase de consulta pública del Estudio Ambiental Estratégico (EAE) del plan y que ya fue remitido a Bruselas el pasado mes de enero, como borrador actualizado. Con esta nueva comunicación a la Comisión Europea, España da cumplimiento al Reglamento (UE) 2018/1999 del Parlamento Europeo y del Consejo de 11 de diciembre de 2018 sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y de la Acción por el Clima. El documento se modificará –y, en su caso, se remitirá nuevamente a Bruselas– en aquellos aspectos que pudiera resultar necesario tras la finalización del proceso de evaluación ambiental y el análisis de la totalidad de las consultas recibidas. La fase de información pública debía haber concluido el pasado 25 de marzo y, en la actualidad, está suspendida en aplicación del Real Decreto 463/2020, de 14 de marzo, por el que se declara el estado de alarma. Hasta la fecha, de los 21 planes presentados, 11 no cuentan con la declaración ambiental estratégica.

El Ejecutivo explica que considerando la relevancia de que Bruselas tenga la información necesaria para aumentar el compromiso comunitario con la acción climática y las solicitudes recibidas por las autoridades españolas por parte de la Comisión Europea para el envío urgente de la versión definitiva del plan, España procede a su remisión, sin perjuicio de que en un momento posterior éste se adapte a las medidas ambientales que surjan de la evaluación ambiental estratégica.

Según el Gobierno, este texto “da respuesta a las recomendaciones emitidas por la Comisión Europea, incluye mejoras en el modelo, aborda las cuestiones derivadas de la consulta pública realizada entre el 22 de febrero y el 1 de abril de 2019, así como las recomendaciones contenidas en el documento de alcance de la evaluación ambiental

estratégica. Entre otras cuestiones, el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima incorpora nuevas medidas y mayor detalle, reforzando los objetivos y los resultados. También incluye un análisis, con participación de Red Eléctrica Española (REE), que avala la seguridad del suministro eléctrico del mix energético que se fija el plan para 2030”.

Efectos macroeconómicos

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030 viene acompañado de un análisis de los efectos macroeconómicos sobre la economía y la industria española, el empleo y la salud pública. “La movilización de inversiones, el ahorro de energía y un mix en el que las energías renovables –más asequibles– son las protagonistas posibilitarán que el Producto Interior Bruto (PIB) aumente en un 1,8% en 2030 respecto de un escenario sin medidas, en concreto, entre los 16.500 y los 25.700 millones de euros”, afirman sus redactores.

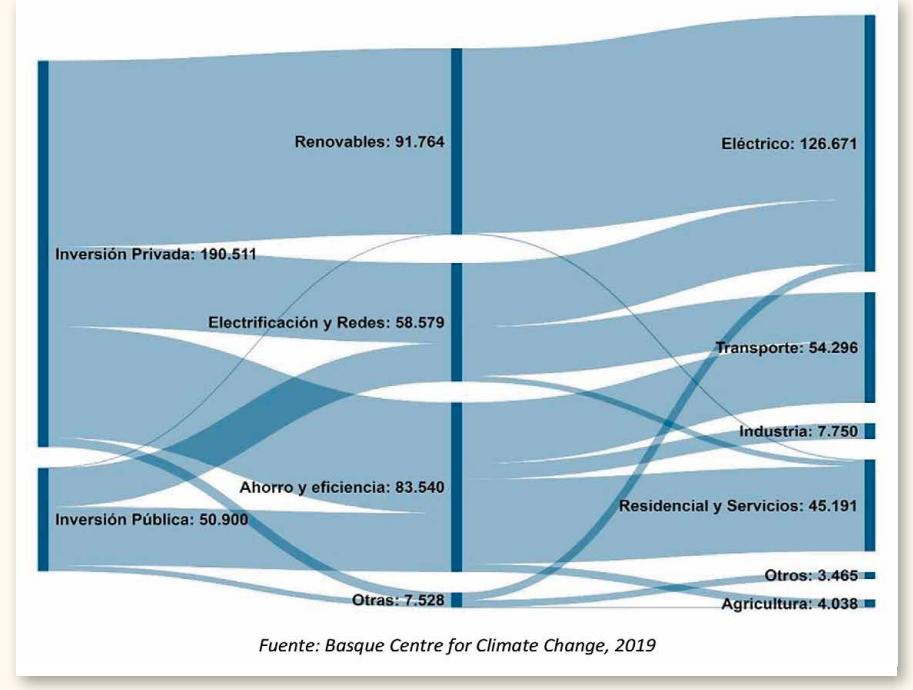
El plan estima una movilización de 241.400 millones de euros entre 2021 y 2030 que se destinarán, fundamentalmente, al impulso a las renovables, a medidas de ahorro y eficiencia, y a electrificación y redes. El Ejecutivo calcula que el 80% de estas inversiones las realizará el sector privado,

mientras que el 20% restante “serán inversiones de las distintas administraciones públicas, incluyendo financiación europea, que activarán la inversión privada a través de actuaciones asociadas al fomento del ahorro y la eficiencia energética, la movilidad sostenible y el cambio modal, fundamentalmente”.

El objetivo es que una menor importación de combustibles fósiles –en especial, petróleo y carbón– y la progresiva penetración de las energías renovables paliará la dependencia energética del exterior, que debe pasar del 74%, según el dato de 2017, al 61% en 2030. La reducción de las importaciones de combustibles fósiles alcanza los 63.781 millones de euros entre 2021 y 2030 respecto al escenario tendencial. En cuanto al empleo neto, se estima que aumentará entre 250.000 y 350.000 personas, lo que supone un aumento del 1,7% respecto a un panorama sin las medidas del Plan. Esta horquilla representa los puestos de trabajo adicionales y no acumulables que se crean cada año desde 2021 a 2030.

Las inversiones en renovables generaría entre 107.000 y 135.000 empleos netos al año en 2030; las dedicadas al ahorro y eficiencia energética, entre 56.000 y 100.000 puestos de trabajo; y las de redes y electrificación de la economía, unos 46.000. In-

Flujo de inversiones del PNIEC (M€)



directamente, el cambio energético creará hasta 118.000 empleos netos en 2030.

LA CIUDADANÍA

Entre otras cuestiones, el Plan incorpora medidas en materia de transición justa y pobreza energética, "en línea con la Estrategia de Transición Justa y la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética 2019-2024, que establece indicadores y objetivos de reducción de al menos un 25% en 2025". En este sentido, se incluye la participación local en proyectos renovables, el fomento de la energía renovable a partir de biomasa o la promoción de la eficiencia energética en el sector residencial. De igual modo, el Plan propone instrumentos para garantizar a los consumidores el derecho a consumir, producir, almacenar y vender su propia energía renovable mediante la generación distribuida, la gestión de la demanda, el fomento de las comunidades energéticas locales, así como medidas específicas destinadas a promover el papel proactivo de la ciudadanía en la descarbonización. Al respecto, el PNI hace hincapié en el potencial de la rehabilitación energética de edificios y del autoconsumo, especialmente el compartido.

El Gobierno asegura que las medidas contenidas en el PNIEC no solo van a lograr reducir las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI) sino también las de los principales contaminantes primarios asociados con la calidad del aire. Con las medidas contenidas se espera rebajar el nivel de las partículas PM 2,5 en un 33%; el de las del dióxido de azufre (SO₂) en un 38%; y el de los óxidos nitrosos (NO_x), en un 35%. Según el Gobierno, "la mejora en la calidad del aire del conjunto del país se traduce en una disminución de los daños a la salud en forma de menos muertes prematuras, que se reducen en un 27% sobre un contexto sin medidas".

RESPUESTA ECOLÓGICA

Greenpeace, Ecologistas en Acción y Oxfam, presentaron el pasado 25 de enero un requerimiento al Gobierno en el que exigían que, además de aprobar el PNIEC, debía elevar el grado de ambición en la reducción de emisiones, de un 23% a un 55% en línea con los objetivos del Acuerdo de París de no superar los 1,5 °C de calentamiento global. También pedían al Gobierno que incrementara sustancialmente el grado de participación pública en la elaboración del PNI de Energía y Clima, tal y como exige la normativa europea. En ese sentido, Greenpeace y Amigos de la Tierra han denunciado que el Gobierno ha remitido a la Comisión Europea el Plan saltándose tal exigencia. ■



■ La solar fotovoltaica revienta su techo de generación en marzo

El sector solar instaló en España el año pasado 4.158 megavatios de nueva potencia solar fotovoltaica (FV), lo que prácticamente ha supuesto doblar la capacidad de esta tecnología en esos doce meses (a 31 de diciembre del 18 aquí había instalados 4.714 megas, MW). El resultado de esa revolución solar no se ha hecho esperar. El parque nacional solar FV ha generado en marzo más electricidad que nunca antes en un mes.

"Este mes de marzo –explica en un comunicado Red Eléctrica de España– se ha convertido en el mes con mayor generación fotovoltaica desde que se cuenta con registros en REE". El incremento sobre los registros anteriores es además formidable. En marzo del 2019 España ha generado con su parque FV un 29,1% más que en marzo de 2019. "La solar –apuntan desde REE– ya enseña músculo y avisa: este será un buen verano". Los datos señalan en esa dirección. Según Red Eléctrica de España, que es el operador del sistema eléctrico nacional, durante el año 2019, el 3,5% de la electricidad generada en España salió de las células fotovoltaicas de los parques solares españoles. Pues bien, "muy probablemente, este porcentaje se quede muy atrás a final de año, ya que hasta marzo del

2020, la solar fotovoltaica ha significado ya el 4,1% de la producción". Y está claro que marzo tiene muchas menos horas de luz que abril, mayo, junio, julio, agosto y septiembre.

MÁS DATOS

El 26 de marzo de 2020 a las 13.02 horas, la solar generó 6.337 megavatios en el sistema eléctrico peninsular, un dato 7,4% superior al anterior máximo registrado, el 26 de febrero a las 14.29 horas. Más aún: el 29 de marzo del 2020 a las 12.09 horas una cuarta parte de los GWh generados en el sistema eléctrico peninsular tuvo su origen en los rayos del sol. En concreto, la potencia instantánea ascendió a 6.095 MW y representó el 25,6% del todo el mix de generación eléctrica peninsular. "Este máximo en aportación a la estructura de generación –recuerdan desde REE– se había superado hasta en tres ocasiones en los últimos 30 días, lo que visibiliza el ritmo con el que la solar fotovoltaica, con más potencia instalada y más horas de luz, está llamada a superarse a sí misma a una gran velocidad, y este mes de marzo sólo ha sido el comienzo".

■ **Más información:**
→ www.ree.es



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

No habrá normalidad, no debe haberla

Con la contundencia y claridad que la caracteriza, Naomi Klein nos ha lanzado un mensaje muy nítido en el, sin duda, más elocuente vídeo que he recibido entre los miles que han circulado recientemente por las redes. En él, la periodista, divulgadora y escritora canadiense nos invitaba a no permitirnos volver a la normalidad cuando acabe esta pesadilla (lo es, pese al esfuerzo que debemos seguir haciendo de poner buena cara) que nos tiene confinados en casa a más de la mitad de la Humanidad.

Dice Klein que la normalidad es, entre otras cosas, Australia y la selva Amazónica en llamas como hemos presenciado este invierno o la pérdida acelerada de la Gran Barrera de Coral. Podíamos añadir que también forman parte de esa normalidad las sequías que arrasan millones de kilómetros cuadrados en África y en el Corredor Seco que se extiende ya por varios países centroamericanos; la normalidad son los desastres naturales que se multiplican, las migraciones de millones de personas que no pueden seguir viviendo en los territorios que han ocupado durante generaciones por el cambio de las condiciones climáticas; la normalidad es la contaminación que envuelve a diario a cientos de millones de habitantes de las ciudades (no necesariamente solo a los de las grandes urbes); esa supuesta normalidad es seguir quemando combustibles fósiles, ignorando las más que demostradas nefastas consecuencias de ese modelo energético; normalidad es, en definitiva, una forma muy negativa de relacionarnos con el planeta que, además, alimenta las desigualdades entre los que lo habitamos.

Desde que hace décadas el movimiento ecologista comenzó a denunciar (como antes lo hicieron algunas voces aisladas) que nuestra forma de vivir es incompatible con la sostenibilidad de los recursos naturales hemos recibido muchos avisos, hemos visto muchas pruebas, hemos tenido la ratificación unánime –sí, unánime– de la comunidad científica de que vamos directos al precipicio y, sí, hemos celebrado cientos de cumbres, firmado varios acuerdos y he realizado mil declaraciones sobre la necesidad de actuar.

Pero cuando comparamos la movilización actual frente al Covid-19, más que justificada, por supuesto, con lo que hemos hecho durante medio siglo frente a la amenaza del cambio climático podemos concluir que ha sido nada. Hoy no sabemos qué balance dejará esta pandemia y cuánto estará con nosotros, pero desde hace mucho tiempo sabemos que el calentamiento global va a hacer inviable la vida, tal y como la entendemos hoy, de 7.500, 8.000 o 9.000 millones de personas en este planeta.

Son muchas las voces que estos días reclaman frente al cambio climático una reacción similar de la sociedad a la que estamos teniendo ante el Covid-19 por movilización de recursos económicos, asunción de comportamientos cívicos casi unánimes o de medidas tajantes. Hace unos días hubiera añadido a la lista de características de esta respuesta la unanimidad de las fuerzas políticas, pero lamentablemente, una vez más, nuestros políticos no están a la altura de las circunstancias y vuelven a la pelea que parece ser su medio natural.

Cuando esto se acabe, que se acabará, debemos hacer caso a la autora de 'Esto lo cambia todo' y no aceptar como normal lo que no debe serlo. La crisis del coronavirus nos ha permitido ver a toda velocidad una película similar a lo que nos espera. Ahora, como ciudadanos, debemos responder con la misma determinación que hemos aceptado el confinamiento, con la misma solidaridad y empatía que hemos demostrado con los colectivos que lo necesitan, para reclamar a los poderes públicos que actúen con la misma urgencia y decisión (y, por favor, con algo más de acierto) contra el cambio climático y debemos, cada uno de nosotros, convertirnos en personal sanitario de la salud del planeta.

■ ¿Cuánto le va a costar a Canarias ser 100% renovable?

La Universidad de Las Palmas de Gran Canaria y la Universidad de Standford están realizando un estudio que tiene como objetivo proponer un plan para cubrir el 80% de la demanda energética de las Islas Canarias con energías renovables en 2030 y el 100% en 2050.

El estudio contempla una estimación de la producción horaria de energías renovables con mayor potencial en las islas y del almacenamiento necesario para cubrir la demanda prevista en el horizonte temporal, empleando para ello un software de modelo climático y un software de integración de energía en la red eléctrica, desarrollados ambos por la Universidad de Standford. Asimismo, prevé analizar el impacto medioambiental y en costes del escenario renovable, en comparación con el modelo energético actual. La Fundación Universitaria de Las Palmas de Gran Canaria se encargará de realizar un primer estudio, que espera tener listo a finales del próximo mes de octubre. Este informe servirá de apoyo a los trabajos de planificación energética que se están coordinando desde el centro directivo y que se materializarán en el futuro Plan de Transición Energética de Canarias (PTECan) 2021-2030, cuya redacción se prevé iniciar a finales del presente año.

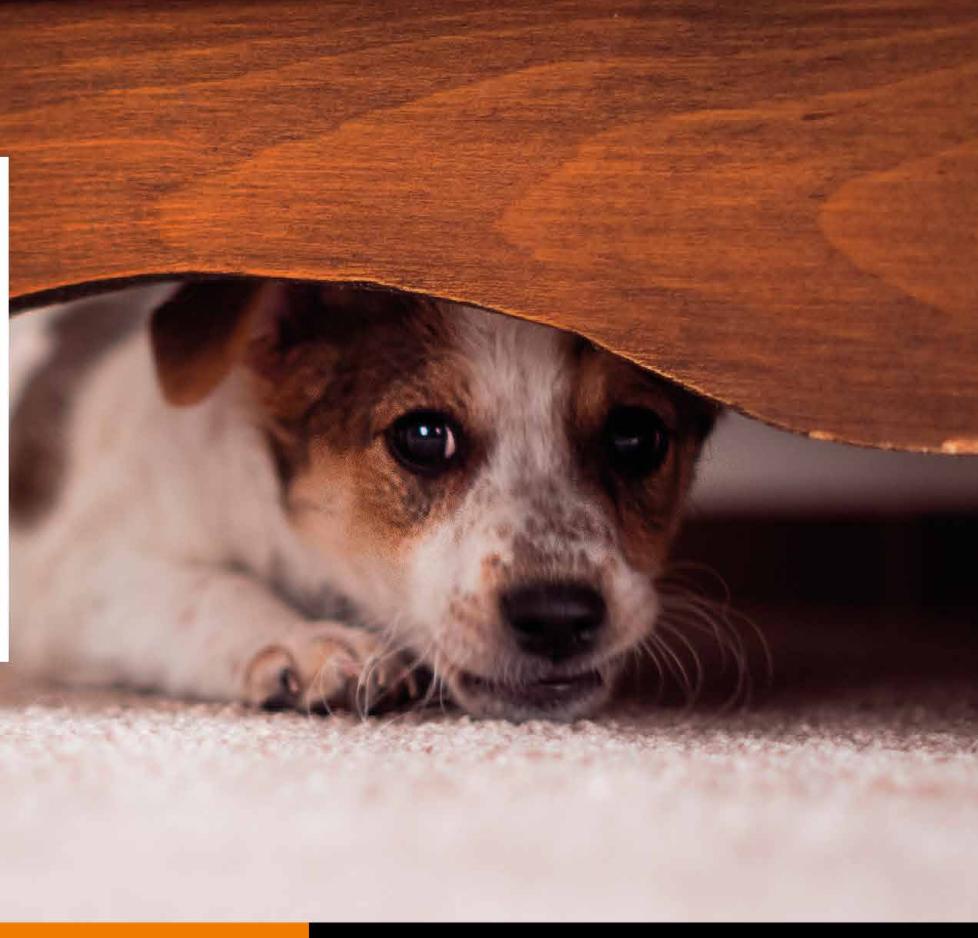
La directora General de Energía, Rosana Melián, ha señalado que "los resultados esperados del estudio incluirán la potencia a instalar de las distintas fuentes renovables consideradas, los sistemas de almacenamiento necesarios y el refuerzo de las redes eléctricas. Además, se abordarán otras cuestiones como el coste de la energía, la mortalidad y enfermedades evitadas por contaminación atmosférica, las emisiones evitadas, los costes evitados por mitigación del cambio climático y el impacto en el empleo y en el PIB".

■ Más información:

➔ <https://www3.gobiernodecanarias.org>



SOLARWATT PRESENTA EL AUTOCONSUMO FOTOVOLTAICO PARA COBARDES



30 AÑOS DE GARANTÍA TOTAL EN
PANELES Y 10 AÑOS EN BATERÍAS
INCLUYENDO UN SEGURO A TODO
RIESGO GRATUITO DE CINCO AÑOS

RIESGO CERO =
TRANQUILIDAD

Hay muchos consumidores cobardes, cautelosos y prudentes, de hecho, la mayoría lo somos.

Hombres y mujeres que tienen miedo de equivocarse al invertir su dinero, sus ahorros, en productos o servicios que les puedan salir mal. Huyen del riesgo, de los experimentos y adoran la seguridad y la fiabilidad.

Cuando un consumidor piensa en una instalación fotovoltaica para su hogar, se pregunta ¿qué pasa si los módulos se estropean? ¿y si producen menos de lo que me han dicho? ¿o si los rompe el granizo o me los roban? ¿a quién y en dónde reclamo?

Para todos los cobardes, cautelosos y prudentes, está SOLARWATT. La marca alemana que te da las mayores garantías del mundo en paneles y baterías. Garantías del fabricante por escrito para unos productos de la más alta calidad, diseñados y fabricados en Alemania. Como el comprador prudente no da un paso sin analizar las diferentes opciones, les ofrecemos nuestros productos para que puedan compararnos con cualquier oferta antes de decidir.

LA MÁS ALTA
RENTABILIDAD, POR
ENCIMA DEL 10%,
REDUCIENDO SU
FACTURA ELÉCTRICA
HASTA UN 80%.

**SOLARWATT: EL
AUTOCONSUMO
PRUDENTE**

Llámenos al 917 236 854

c/ Real, 12-B. Villanueva de la Cañada

www.solarwatt.es | info.spain@solarwatt.com

 **SOLARWATT®**
power to the people



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

El día de mañana

El día de mañana es una de esas películas de catástrofes que se pusieron de moda la década pasada, como 2012, o Contagio, en las que nuestro mundo, en sólo unos días, se sumía en un caos de enormes dimensiones. Bueno, pues una película parecida la estamos viviendo desde el mes de enero, primero a cámara lenta y luego mucho más deprisa. Y así ha ido evolucionando el impacto en la actividad en España, primero languideciendo, hasta parar. Y en unos días o semanas, teóricamente, se reiniciará.

A día de hoy, en este encierro forzoso que todos hemos asumido, una de las grandes distracciones es la de especular con amigos y familiares qué es lo que va a pasar cuando esto acabe, cuándo acabará y qué será de muchas cosas a escala nacional e internacional.

He leído numerosos artículos de filósofos, escritores y economistas que plantean la necesidad de un cambio profundo en la sociedad. Algunos otros incluso vinculan esta pandemia con el desaforado crecimiento y el maltrato a nuestro planeta. En fin, muchas teorías y planteamientos que, en general, muestran nuestra incapacidad de hacer un pronóstico fiable y, mucho menos, de tener la receta para la "reconstrucción".

Digo reconstrucción porque en lo que casi todo el mundo está de acuerdo es en que el impacto en la economía y en el empleo va a ser descomunal. Y aunque no se vaya a destruir nada físico, va a costar tiempo y esfuerzo levantar cabeza.

Voy a centrarme en tres temas: El primero, el autoconsumo, que es de mi interés directo profesional en la actualidad. Sin duda esta actividad puede ayudar mucho y rápidamente a recuperar y generar empleo, pero la clave va a estar en cómo se incentiva al cliente final que, muy seguramente, estará afectado por la crisis y no será precisamente en lo primero que esté pensando. Los incentivos han de llegar desde las administraciones, pero estas estarán exhaustas atacando otras prioridades. Será necesario construir un argumentario muy sólido y muy equilibrado para que podamos conseguir esos apoyos. Una vez más los ayuntamientos pueden ser elemento necesario, pero desgraciadamente no suficiente.

A los instaladores, muchos de ellos PYMES y autónomos, han de llegar también ayudas, algunas anunciadas. Lo que hay que evitar es entrar en una guerra suicida de precios porque eso sería un desastre.

El otro tema es el de la electrificación rural en países en vías de desarrollo, área en la que España ha estado en la vanguardia muchos años y en donde tiene una gran oportunidad porque si de algo tiene que servir esta desgraciada situación es la de ser conscientes de ayudar, sobre todo, a los países africanos porque si no, se van a acentuar los problemas migratorios provocados por el cambio climático. Y, ojo, que el respiro de estos meses, no ha parado nada. Tenemos grandes empresas, en tamaño y en calidad, que deberían tener apoyo para desarrollar este enorme mercado que, además, tiene numerosos apoyos multilaterales.

Por último, la reflexión va hacia la industria y la I+D+i. Ahora que hablamos de miles de millones para "salvar" la economía. ¿No sería conveniente utilizar algunos de estos dineros para trazar un plan industrial y de investigación en energías renovables en España? Queda mucho por inventar y mucho por fabricar. Y tenemos que fabricar en Europa, volver a fabricar aquí, en España. La historia de los respiradores y las mascarillas ha sido patética. Que al menos nos sirva para aprender y adelantarnos a futuras crisis que, esperemos, no sean de salud. No voy a cuestionar la globalización, pero sí la dependencia exterior de bienes esenciales (la energía solar lo es) para nuestro desarrollo en un mundo de polarización y competición por el liderazgo planetario que a veces da miedo. Pensemos con sosiego e inteligencia en el día de mañana. Y actuemos.

Alstom propone su tren de hidrógeno para las líneas ferroviarias no electrificadas

La multinacional francesa ha probado durante diez días en Holanda su Coradia iLint, primer tren con pilas de combustible de hidrógeno, que ha cubierto durante ese lapso los 65 kilómetros que unen las localidades holandesas de Groninga y Leeuwarden. Con estas pruebas, Holanda se convierte en "el segundo país de Europa donde el tren –explican desde Alstom– ha demostrado ser una alternativa cero emisiones para líneas no electrificadas". Así, estaría llamado a ser la alternativa a las locomotoras diésel.

Las pruebas se han realizado tras el éxito obtenido en Alemania, donde el Coradia iLint ha prestado servicio comercial durante 18 meses en la línea de Buxtehude-Bremervörde-Bremenhaven-Cuxhaven. Alemania, además, ha comprado ya 41 trenes de Coradia iLint, que prestarán servicio en diferentes líneas. En Holanda, las pruebas se han llevado a cabo de noche, a una velocidad de hasta 140 kilómetros por hora y sin pasajeros. Para la realización de las pruebas, Engie ha instalado una estación de repostaje móvil con hidrógeno verde, producido de forma completamente sostenible.

Antonio Moreno, presidente de Alstom España, afirma que "las pruebas de Países Bajos demuestran cómo nuestro tren de hidrógeno ha alcanzado la madurez en términos de disponibilidad y fiabilidad, proporcionando el mismo rendimiento que los trenes regionales tradicionales, pero con el beneficio de bajo nivel de ruido y cero emisiones. Además, es fácil de integrar en una flota ya existente y cumple con todas las regulaciones de seguridad. El tren de hidrógeno Coradia iLint es un tren seguro, cero emisiones y listo para ayudarnos en el viaje hacia una Europa con una huella de carbono cero".

El Coradia iLint tiene una autonomía de 1.000 kilómetros, equivalente a la de otros trenes diésel de tamaño similar. En España, un tercio de las líneas férreas están sin electrificar.

■ **Más información:**
 → www.alstom.com

Biomasa y solar para el mayor observatorio astronómico de Europa continental

El Observatorio de Calar Alto está en España, en plena sierra de Los Filabres (Almería), en un lugar desde el que se contempla uno de los cielos más limpios de Europa. Allí se han propuesto crear una "isla energética" que dependa exclusivamente de fuentes renovables, principalmente procedentes de una caldera de biomasa de placas fotovoltaicas que favorezcan el autoconsumo.

cas y Singulares (ICTS) del Ministerio de Ciencia e Innovación.

El Observatorio de Calar Alto, considerado el mayor observatorio óptico de Europa continental y uno de los motores de la astrofísica española, está ubicado en la sierra de Los Filabres, a una altura de más de 2.100 metros. Según comentan desde esta institución, "el observatorio afronta una considerable demanda energética derivada de su situa-

diurnos, que constituyen los más costosos de las tarifas energéticas", aseguran desde Calar Alto. Marco Azzaro, gestor del proyecto, añade que "buscamos, por un lado, optimizar la manera en que consumimos y producimos energía en el observatorio y, por otro, demostrar que es posible garantizar el suministro energético en condiciones climatológicas extremas en una instalación de alta tecnología, en alta montaña".



"Con la implementación de la isla energética de Calar Alto pretendemos ser un referente mundial para otros observatorios profesionales como modelo de gestión que ayude al medio ambiente, con una reducción estimada de 160 toneladas de dióxido de carbono al año y la consecuente optimización de los gastos asociados". Jesús Aceituno, director del observatorio e investigador principal del proyecto, resume así los objetivos ambientales que se pretenden conseguir con una iniciativa que cuenta con financiación del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (Feder) y del programa de ayuda a Infraestructuras Científicas Técni-

ción en alta montaña y de sus características tecnológicas". Para cubrir de la manera más eficiente y limpia esa demanda está previsto instalar una caldera de biomasa que sustituya el uso de gasóleo para calefacción y agua caliente, un sistema de producción de electricidad a partir de placas fotovoltaicas y la sustitución también de los vehículos actuales del observatorio por coches eléctricos.

"El uso de biomasa supondrá un ahorro anual de 33.000 euros con respecto al coste actual, lo que se sumará al ahorro que implicará el autoconsumo a través del sistema de placas fotovoltaicas, que cubrirán las necesidades de las instalaciones en los períodos

En el mundo hay otros dos observatorios astronómicos alimentados por renovables, uno en Chile y otros en Australia. La central solar La Silla, localizada en el límite del desierto chileno de Atacama, a unos 1.800 metros de altitud, cubre la mitad de las necesidades energéticas del cercano Observatorio Europeo Austral. En Australia, el Murchison Radio-Astronomy Observatory también se alimenta principalmente con solar fotovoltaica.

Más información:

→ www.caha.es

SUNTECHNICS

SunTechnics

+34 865660831

info@suntechnics.es

www.suntechnics.es

Desde su nacimiento en 2004 es firma de referencia en Energías Renovables. SunTechnics ofrece siempre los mejores parámetros de calidad, seguridad y fiabilidad, y aplica en todo momento los últimos avances en fotovoltaica.

Inicialmente, la empresa se desarrolló de la mano de la multinacional alemana SunTechnics (grupo Conergy), centrándose en la realización de instalaciones fotovoltaicas. En 2006 fue la empresa

con mayor potencia instalada en España. Entre 2004 y 2008, la empresa realizó multitud de instalaciones en España, siendo pionera en la solución eléctrica de conexión a red tanto en "puntos de medida en MT" (año 2005) como en "centros de transformación y telemando" (año 2008).

En 2008, SunTechnics empieza su andadura en solitario y abre sus fronteras consiguiendo en su internacionalización

proyectos de importante relevancia en diversos países entre los que destacan la Rep. Checa, Italia, Francia, Bélgica, Alemania, Austria, Suiza, Rusia, Holanda, Dinamarca, México, Chile y Arabia Saudí.

Actualmente SunTechnics España realiza instalaciones fotovoltaicas dedicadas al autoconsumo industrial, consiguiendo ahorros superiores al 80 % en los consumos eléctricos de las empresas y pymes españolas.



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

Emergencias, energía y límites

El año 2020 será recordado como el año en que se vivió una emergencia sanitaria causada por un virus que se propagó por todo el planeta, paralizando países como nunca antes se había vivido.

Cada vez es más evidente que la causa de las múltiples pandemias, que en los últimos años se han ido manifestado en el planeta, se deben a que la presente civilización está “jugando con fuego”, tanto simbólicamente como en los hechos. El jefe de medio ambiente de la ONU, Inger Andersen, recientemente decía acerca del coronavirus: “La naturaleza nos está enviando un mensaje”.

La visión del mundo aún dominante es aquella que afirma que no existen límites a la actuación humana y que, por tanto, la humanidad tiene “derecho a dominar” sobre la naturaleza. Y esta visión del mundo se ha plasmado en la radical transformación de los sistemas naturales del planeta, resultante de la

adicción de la sociedad al fuego, la quema de materiales fósiles para disponer de energía.

Las consecuencias las tenemos a la vista: destrucción de los sistemas naturales, debido al extractivismo minero al servicio de una economía adoradora de un crecimiento indefinido, que engorda un desenfrenado consumismo. Destrucción aupada por la ganadería industrial que fomenta el abuso de dietas carnívoras y la conversión de la agricultura tradicional en una agricultura basada en insumos químicos y fósiles, destruyendo la salud ecológica de los suelos. Destrucción rematada por la urbanización desenfrenada que tan bien plasmó Murray Bookchin en su obra ‘The Rise of Urbanization and the Decline of Citizenship’ y que ha supuesto que las personas hayan dejado de ejercer su ciudadanía, en beneficio de seres anónimos, calificados como consumidores, a los que solo se pide el voto muy de vez en cuando, después de haber sido sometidos a verdaderos “lavados de cerebro” por parte de las fuerzas económicas dominantes.

Salir de este atolladero requiere recuperar el pleno ejercicio de la ciudadanía en el marco de la colectividad o comunidad local donde se vive y trabaja, y aceptando responsablemente los límites de los sistemas naturales del planeta de los que formamos parte.

Y es precisamente aquí donde las tecnologías para el aprovechamiento de las energías que nos rodean, y que la biosfera nos ofrece libremente, pueden jugar un papel no solo relevante sino decisivo en el devenir del siglo 21. Siempre que nos movamos dentro de determinados límites.

Ivan Illich afirmaba: “Creer en la posibilidad de altos niveles de energía ‘ limpia’ como solución a todos los males representa un error de juicio político. Es imaginar que la equidad en la participación del poder y el uso de la energía pueden crecer juntos. Víctimas de esta ilusión, los hombres industrializados no ponen el menor límite al crecimiento en el uso de la energía, y este crecimiento continúa con la única finalidad de proveer cada vez más gente de más productos procedentes de una industria controlada cada vez por menos gente [...] Mi tesis sostiene que no es posible alcanzar un estado social basado en la noción de equidad y a la vez aumentar la energía disponible, si no es con la condición de que el uso de energía per cápita se mantenga dentro de límites”. Y continuaba diciendo: “Ahora es necesario que los políticos reconozcan que la energía física, una vez ha traspasado una determinada barrera, se hace inevitablemente corruptora del entorno social. Aunque se lograra producir una energía no contaminante y producirla en cantidad, el uso masivo de energía siempre tendrá sobre el cuerpo social el mismo efecto que la intoxicación por una droga físicamente inofensiva pero psíquicamente esclavizante. Un pueblo puede elegir entre una droga sustitutiva y una desintoxicación hecha a voluntad; pero no puede aspirar simultáneamente a la evolución de su libertad y su convivencia por un lado, y tecnologías intensivas en energía para el otro”.

La emergencia sanitaria del coronavirus nos muestra claramente que continuar por el camino del siglo 20, nos conduce al abismo. A su vez, nos ofrece una oportunidad para repensar nuestra sociedad y reconstruirla en base a una nueva visión del mundo, aquella que considera la Tierra como un planeta en el que vivir significa respetar determinados límites. Y uno de ellos es la constante solar, pues si bien nuestro planeta es un sistema cerrado por lo que respecta a los materiales, en cuanto a la energía es un sistema abierto, en el que la vida se basa en el aprovechamiento de la energía del Sol.

¿Seremos capaces de mantener y reproducir la milenaria y entrañable historia de amor entre nuestro planeta y el Sol? Hoy disponemos de las tecnologías para hacerlo, pero ¿será la sociedad capaz de defender y ejercer su derecho a la apropiación social de ellas? o por el contrario, ¿renunciará en beneficio de minorías cuyo único objetivo es su dominio sobre la sociedad?

**176 GW
más de
renovables**

La Agencia Internacional de Energías Renovables, IRENA, confirma en su último informe de Estadísticas de Capacidad Renovable que las fuentes de energía limpia para la generación de electricidad, con la eólica y la solar en cabeza, fueron las más añadidas el año pasado. Representaron el 72% de las adiciones de capacidad total, superando una vez más a los combustibles fósiles por un amplio margen, lo que eleva la capacidad renovable instalada en el mundo a 2.537 gigavatios (GW), un aumento de 176 GW (+7,4%) respecto a 2018.

La emergencia sanitaria del coronavirus nos muestra claramente que continuar por el camino del siglo 20, nos conduce al abismo. A su vez, nos ofrece una oportunidad para repensar nuestra sociedad y reconstruirla en base a una nueva visión del mundo

La alta participación de la eólica y solar refleja, en parte, un bajo crecimiento de la energía hidroeléctrica, ya que varios proyectos importantes no cumplieron con los plazos de finalización previstos, de acuerdo con el informe de IRENA. Aún así, a finales de 2019, la energía hidroeléctrica, que ese año añadió 12 GW (+1%), representa la mayor parte del total mundial, con una capacidad instalada de 1.190 GW. La eólica añadió 59 GW (+10%) y ya suma 623 GW instalados en el mundo. Pero fue la solar fotovoltaica la que más creció: 98 GW (+20%), que ya cuenta con 586 GW. En bioenergía con fines eléctricos se añadieron 6 GW (+5%), de manera que el año terminó con 124 GW instalados, mientras que la energía geotérmica creció en poco menos de 700 MW, elevando a 14 GW la capacidad instalada con esta tecnología. ■

LONGI

Propelling the
transformation

Hi-MO 4

BIFACIAL, UP TO 440W

en.longigroup.com

Hi-MO 4

- BOS savings
- 30-years power warranty

- Half-cut cell technology
- Available in monofacial: Hi-MO 4m

→ SEGUIMOS PARA BINGO



Jorge González
Director comercial de
Gestemova y presidente de
APPA Solar Fotovoltaica
→ jgonzalezcortes@gestemova.com

la coyuntura actual, no podrán mantenerse durante mucho tiempo, lo que mantendrá la competitividad de las renovables.

El mercado diario está cotizando en España y Portugal por debajo de los 30€ MWh pero también es cierto que la demanda, con datos de REE, ha descendido durante el estado de alarma un 8%. Y deberá subir en el momento en el que se reactive la economía y los combustibles fósiles vuelvan a sus niveles habituales. Es difícil predecir cómo van a sobrevivir las empresas, máxime cuando las medidas del gobierno están cargando la mayor parte del esfuerzo en la banca y en las empresas que tienen que ver cómo sin ingresos, tienen que mantener a sus trabajadores con recursos muy limitados. Reconstruir nuestro tejido empresarial y devolver la demanda de energía a niveles anteriores a la pandemia, va a ser francamente difícil.

En este contexto no me resisto a retomar el debate sobre los contratos de venta de energía a largo plazo, los que se han cerrado ya y los que están en periodo de negociación en este momento. Las incógnitas que todo promotor de renovables se plantea pueden resumirse en las siguientes:

- **¿Tiene sentido firmar un PPA?** Desde el punto de vista del promotor está claro que es una exigencia del financiador para poder conceder crédito. Es cierto que la evolución del mercado ha hecho que los requerimientos de los bancos se relajen y que estos han trabajado en fórmulas más flexibles para otorgar la necesaria financiación, pero también es cierto que hemos arrastrado cierta inercia en la que seguíamos con un ojo puesto en los sistemas de *Feed-in tariff* pero le hemos cambiado el nombre por el de PPA.

Dado el comportamiento del mercado de futuros, que hace meses cotizaba por encima de 50€ MWh y hoy está por debajo de los 40€ para el año que viene, no parece que los off taker o compradores de esa energía estén en situación de ventaja respecto a sus competidores. Además, las cámaras de compensación como EEX, OMIP o MEFF por citar algunas, ya han desarrollado productos a largo plazo cuya estructura es menos rígida y, en mi opinión, ofrece suficientes garantías de cumplimiento de todas las partes.

Creo que asumir el riesgo del mercado y hacer por parte de los agentes de mercado una gestión más activa de la energía puede asegurar, especialmente en los primeros años de financiación, unos mayores ingresos. Si algo hemos aprendido de esta crisis, es que el mañana es realmente impredecible.

- **¿Bajará el precio de la energía en el futuro?** La respuesta no puede ser más clara: Nadie lo sabe. Pero eso no quiere decir que no debamos hacer proyecciones para poder observar después el

Razones para creer

Vivimos tiempos de incertidumbre en la economía mundial. Y es momento de reflexionar sobre cómo va a ser el mundo después del final del confinamiento, cómo vamos a llevar a cabo los proyectos que persiguen cumplir los objetivos tan ambiciosos de descarbonización que nos hemos propuesto en Europa. España no va a dejar de ser el país con la mayor radiación de Europa y no debemos dejar de aprovechar esta circunstancia. Los precios del gas y del petróleo, excepcionalmente bajos en

desvío entre lo que creímos que iba a pasar y lo que realmente habrá pasado. Ciento es que asumimos que una gran implantación de renovables, especialmente de fotovoltaica, en un sistema eléctrico como el nuestro hará que el coeficiente de apuntamiento de la solar sea negativo, pero también hay razones para pensar que el precio de la energía se mantendrá en niveles parecidos a los actuales.

No olvidemos que los planes del gobierno buscan la descarbonización pero también el abaratamiento de la energía en el mercado para hacer más competitivas a las empresas y para que los ciudadanos puedan disfrutar de las virtudes de las renovables que, recordemos, evitan emisiones de gases contaminantes, la importación de combustibles fósiles reducen nuestra dependencia energética y mejoran nuestra balanza de pagos. Además, generan empleo de calidad.

Pero entre los planes de los inversores, de los que arriesgan su dinero, está no solo el de invertir de forma ética, también obtener una rentabilidad apropiada. No podemos pedir el esfuerzo de inversión a bancos y fondos buscando el altruismo de quien asume los riesgos. La generación térmica, principalmente basada en gas, la nuclear y la internalización de los costes ambientales y del CO₂ en la generación de energía, probablemente hagan que los precios no caigan estrepitosamente. Si la tasa de retorno de la inversión no es lo suficientemente atractiva, el dinero buscará otros sectores donde invertir. Sería irónico pensar que en el futuro volveremos a los sistemas de incentivos a las renovables en un contexto de precios tan bajos de la energía que hagan imposible el retorno de la inversión.

- **¿Bajarán los EPC?** Durante la vigencia de los sistemas de apoyo a las renovables ocurrió en todos los mercados que los costes de construcción de las plantas de generación fueron bajando paulatinamente, pero no solo se debió al recorrido de la curva de aprendizaje. También fue descendiendo a medida que lo hacían los mecanismos de apoyo en función de la TIR que esperaban los promotores e inversores. Era evidente que si el retorno de la inversión no era atractivo, no había desarrollo y, por tanto, desaparecía la oportunidad también para el "Epecista". Podemos extrapolrar a la situación de las renovables en la actualidad este razonamiento, pero no hasta el infinito, naturalmente.

- **¿Cambiará la regulación?** La mejor noticia respecto a la regulación es que el cumplimiento de unos planes de desarrollo de renovables ya no depende del gobierno de turno en España, sino que es Europa la que persigue en conjunto la descarbonización de la economía, la independencia energética y el acceso fácil de los ciudadanos a la energía verde y, por tanto, debemos pensar en que la estabilidad ha llegado para quedarse.

- **¿Qué nos depara el futuro?** Estamos en un mercado en constante evolución en el que no solo vamos a implementar de forma masiva la generación renovable, también vamos a reducir la presencia de las tecnologías térmicas y nuclear en el mix europeo, vamos a desarrollar el autoconsumo y, por supuesto, el almacenamiento tanto a nivel *utility* como a nivel doméstico, incluido el vehículo eléctrico. Son muchos cambios simultáneos en un horizonte temporal relativamente corto y estamos muy lejos de la estabilidad. Lo único claro es que las energías limpias van a dominar la generación en las próximas décadas y que el ciudadano va a tener la oportunidad, si así lo desea, de ser protagonista del sistema eléctrico del futuro.

SECTOR EOLICO

GENERADORES, MULTIPLICADORAS,
TRANSFORMADORES, MOTOREDUCTORES...



Santander y BBVA siguen financiando los fósiles con cifras millonarias

El informe anual Banking on climate change, publicado el 18 de marzo, alerta de que 35 bancos globales de Canadá, China, Europa, Japón y los EEUU han financiado los combustibles fósiles con más de 2,7 billones de dólares entre 2016 y 2019. Según el estudio, entre los principales prestamistas figuran los bancos españoles Santander y BBVA. El primero con 4.612 millones de dólares y el segundo con 2.355 en 2019.

“Banking on climate change” analiza los préstamos e inversiones aportados por estas entidades bancarias a 2.100 empresas de la industria de los combustibles fósiles, entre 2016 a 2019, y alerta de que, a este ritmo, esta financiación podría alcanzar 1 billón de dólares al año en 2030. Según el estudio, 975.000 millones de dólares se destinaron a las 100 principales empresas que están expandiendo la producción de combustibles fósiles, con un “asombroso aumento” del 40% de 2018 a 2019.

En palabras de Alison Kirsch, investigadora líder en clima y energía de Rainforest Action Network, el informe “pinta un cuadro profundamente perturbador de cómo las instituciones financieras nos están llevando hacia el desastre climático. Y “deja muy claro que los bancos están fallando miserablemente cuando se trata de responder a la urgencia de la crisis climática. A medida que aumenta el número de muertes y destrucción por inundaciones, sequías, incendios y tormentas sin precedentes, es desmesurado e indignante que los bancos aprueben nuevos préstamos y recauden capital para las empresas que están presionando mucho para aumentar las emisiones de carbono”.

Los grandes finanziadores son los grandes bancos de los Estados Unidos: JPMorgan Chase, Wells Fargo, Citi y Bank of America. Juntos, estos cuatro bancos representan un 30% de todo el financiamiento de combustibles fósiles analizado en el estudio. Pero el dinero llega de bancos de todo el mundo; entre ellos, los españoles Santander y BBVA. En concreto, Santander (puesto 29) desti-

nó 4.612 millones de dólares a este fin en 2019 y BBVA (puesto 32) 2.355 millones de dólares, según indica Ana Barreira, directora del Instituto Internacional de Derecho y Medio Ambiente (IIDMA).

El informe incluye algunos de los lugares donde esta financiación a combustibles sucios afecta especialmente a las comunidades y los ecosistemas. Es el caso, por ejemplo, del oleoducto

que la compañía Enbridge quiere construir en EEUU, entre Edmonton (Alberta) y Superior (Wisconsin), para transportar 760.000 barriles de petróleo de arenas alquitranadas por día. O del megaproyecto Vaca Muerta, donde empresas de combustibles fósiles están perforando enormes reservas de petróleo y gas de esquisto en la región norpatagónica de Argentina y ampliando la infraestructura de apoyo (como oleoductos y terminales de GNL).

“Banking on climate change” ha sido realizado con el apoyo de Sierra Club, Indigenous Environmental Network, Oil Change International, Rainforest Action Network y Baktrack.

Más información:

www.ran.org/bankingonclimatechange2020



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**

■ PAS-E, nuevo instrumento para acelerar la descarbonización de los edificios

La cooperativa de arquitectura Cíclica y Green Building Council España (GBCe) han lanzado una nueva herramienta –PAS-E, Pasaporte del edificio–, que recoge los pasos a seguir para facilitar la rehabilitación profunda de los edificios y ayudar a las comunidades a llevarlas a cabo. El plan se traduce en una hoja de ruta que marca una secuencia de intervenciones a realizar adaptada a las necesidades de las personas e incluye indicaciones para abordar el marco legislativo, operativo, financiero y social.

Con esta herramienta se pretende acelerar la rehabilitación energética de edificios en nuestro país, conforme a la Directiva (UE) 2018/844 relativa a la eficiencia energética, que exige la completa descarbonización del parque edificado de la Unión Europea para 2050 y una tasa de rehabilitación energética integral del parque residencial de un 3% anual hasta esa fecha, indican desde GBCe. La directiva se enmarca en el conjunto de propuestas políticas del Pacto Verde Europeo, promovido por la Comisión Europea, que entre otras medidas plantea la implementación de un sistema de pasaporte del edificio a nivel co-

munitario. Para diseñar PAS-E se han tenido en cuenta estas recomendaciones y otras iniciativas y experiencias de referencia en varios estados europeos, como Alemania, Francia o los Países Bajos, entre otros, se añade en el comunicado.

MÁS CALIDAD DE VIDA Y MENOS IMPACTO AMBIENTAL

El PAS-E, Pasaporte del edificio es un instrumento creado para acompañar a cada comunidad de vecinos a lo largo de todo el proceso de rehabilitación de su edificio. Contempla cinco fases: diagnóstico, planificación, compromiso, ejecución y evaluación. Su objetivo final es aumentar la calidad de los edificios rehabilitados con una visión integral, con el fin de mejorar las condiciones de vida y reducir el impacto ambiental en todo su ciclo. Es, por tanto, un plan individualizado para cada edificio unifamiliar o plurifamiliar que considera de forma holística los tres ámbitos relacionados con la mejora de la habitabilidad: la calidad técnica de los sistemas constructivos y las instalaciones, la calidad funcional de las viviendas y la eficiencia en el uso de los recursos, especialmente los energéticos e hidráticos.



“La intención no es tanto proporcionar un modelo perfectamente definido, como abrir un debate a nivel nacional sobre la oportunidad de aprovechar el impulso europeo para acelerar la regeneración urbana en España, que representa el segundo objetivo estratégico de la Agenda Urbana Española. En los próximos meses, seguiremos trabajando en ese sentido”, señala Dolores Huerta, secretaria técnica de GBCe. Por ello, el Pasaporte está dirigido a todos los agentes del sector de la edificación, desde la administración y la industria, hasta los propios usuarios y propietarios de los inmuebles.

■ **Más información:**
→ www.pas-e.es/#

■ España, el mercado europeo más barato para PPA con fotovoltaica

Esaña tiene el precio promedio más bajo de PPA corporativos en Europa para la energía solar fotovoltaica y Suecia para la eólica, según la Encuesta Europea sobre Precios de PPA Corporativo realizada por Bloomberg New Energy Finance (BNEF).

La encuesta desmitifica los rangos de precios justos de PPA en Europa (Power Purchase Agreement, PPA: contrato bilateral de compraventa de electricidad a largo plazo) y revela que los niveles de precios más bajos en el caso de la eólica terrestre están disponibles en Suecia a 30,50€/MWh. La energía solar fotovoltaica muestra sus niveles de precios más bajos en España a 35,30€/MWh, pero generalmente es más costosa en toda Europa que la eólica. El informe también revela grandes diferencias en los precios del PPA de renovables en el viejo continente.

Helen Dewhurst, analista de BloombergNEF y autora del informe, explica que “la amplia gama de resultados fue particularmente interesante, con la brecha entre el

PPA más barato que puedes firmar en Suecia y el PPA más caro en el Reino Unido. Una diferencia que supera los 30€ por MWh”. La encuesta analiza el rango de precio mínimo-máximo para el escenario de PPA más común, un ‘caso base’, tanto para energía solar como eólica en nueve mercados. Luego muestra cómo cambian los precios de PPA dependiendo de tres factores de ajuste principales: capacidad, duración del plazo y estructura del contrato.

Así, los cambios en los términos del contrato de PPA pueden tener un impacto significativo en el precio. Por ejemplo, la encuesta encontró que los contratos de carga de base anuales para energía las 24 horas son entre 1,5 y 3,5 euros por MWh más caros en promedio que los acuerdos estándar de pago por producción que rastrean directamente la producción renovable. La medida en que el volumen tiene un impacto en el precio generalmente aumenta en proporción inversa al tamaño del proyecto.

La duración del plazo es otro determinan-

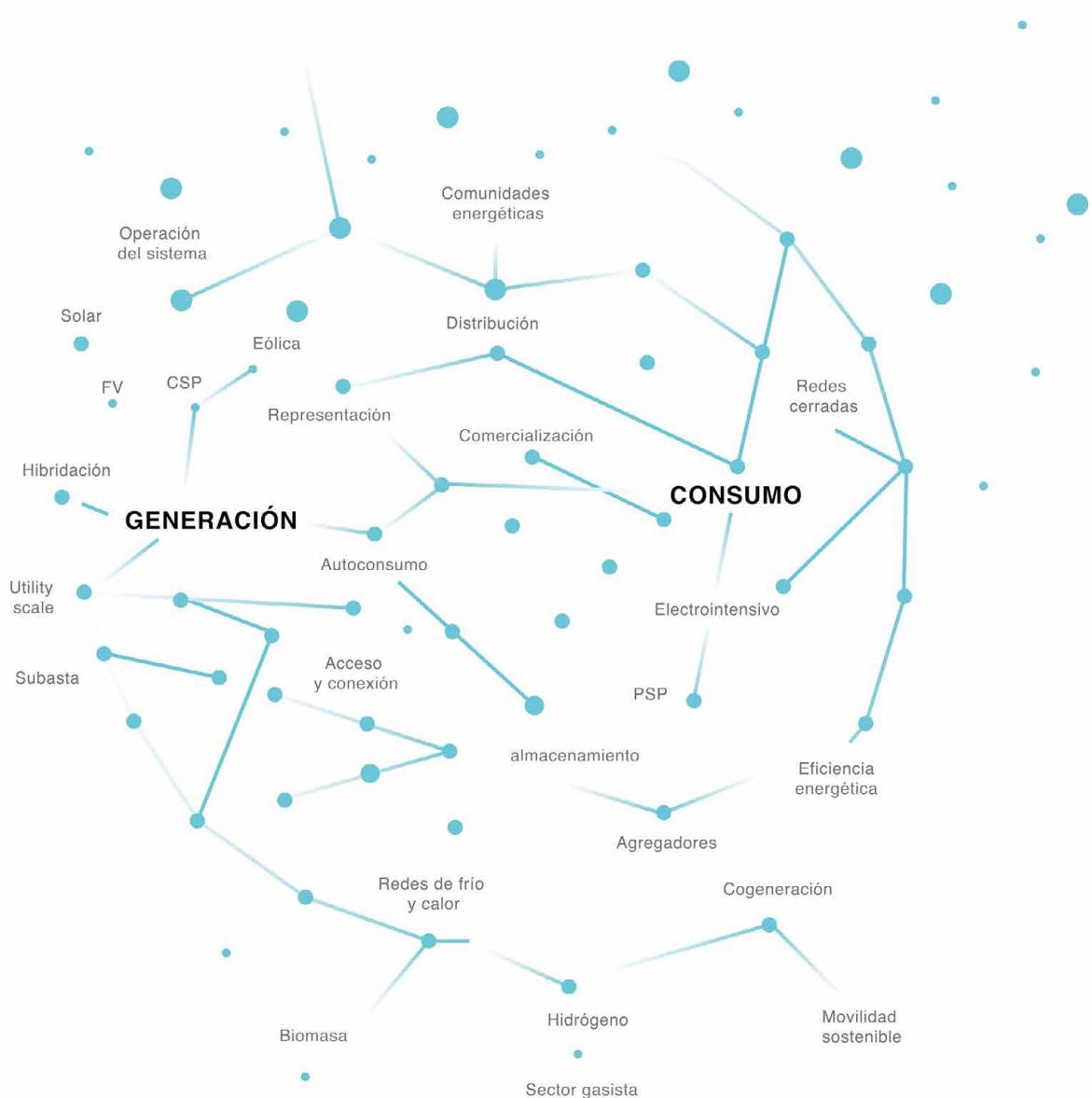
te clave de los precios corporativos de PPA. En Europa, generalmente se cobra una prima de 1,5-2,5€/MWh por plazos de 15-20 años. Esta es una diferencia clave entre Europa y EEUU, el mercado de PPA corporativo más grande del mundo (con una actividad de 40,4 GW, en comparación con los 9,8 GW de Europa), donde los términos de negociación más largos generan un descuento.

Kyle Harrison, analista de BNEF especializado en sostenibilidad corporativa, explica que “casi la mitad de las empresas RE100 del mundo (una iniciativa de grandes empresas que pretenden suministrarse cuanto antes con energía 100% renovable) tienen su sede en Europa; sabemos que la demanda de energía limpia está ahí. Pero para que la actividad de PPA se amplíe a los niveles de EEUU se necesita más luz sobre los matices regionales en torno a los precios del contrato, la estructura y la duración del acuerdo”.

■ **Más información:**
→ <https://about.bnef.com/>

H-FLEX

UNIVERSO TRANSICIÓN ENERGÉTICA



Asesoramiento permanente para la transición energética: sesiones de inmersión, informes optimizados y modelos de contratos para el sector energético a precios cerrados. Con H-FLEX tienes la flexibilidad que necesitas. Te asesoramos de forma personalizada con tarifas variables en función de

la urgencia de la solución. Puedes contratarlo o bien con una cuota mensual, o por trabajos realizados en cada momento. Nuestro expertise abarca todo el universo de la transición energética desde la perspectiva jurídico - regulatoria.

Somos lo que hacemos cada día.

Más información:

T. 93 519 33 93 / info@holtropslp.com
www.holtropblog.com

El paquete de invierno es la innovación más disruptiva del modelo energético

Entre junio de 2018 y junio de 2019 entraron en vigor las directivas del “paquete de invierno”. El Reglamento (UE) 2018/1999, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y la Acción por el Clima, la Directiva (UE) 2018/844, de eficiencia energética de los edificios, la Directiva 2018/2001, de energías renovables y la Directiva (UE) 2019/944, sobre el mercado interior de la electricidad, son las principales normas que constituyen la mayor innovación disruptiva del modelo energético convencional para incrementar la competencia, bajar los precios de la energía y descarbonizar la economía.

Javier García Breva



La calidad más destacada del “paquete de invierno” es su coherencia. Todas las directivas repiten las mismas ideas fuerza y objetivos para las dos hojas de ruta paralelas que han de cumplir los gobiernos: el tratado internacional del Acuerdo de París, reduciendo en 2030 las emisiones un 40%, y la descarbonización de la economía en 2050.

Las directivas siguen la metodología por la que los objetivos de renovables, eficiencia y emisiones son interdependientes, forman un conjunto en el que la eficiencia energética se sitúa en primer lugar. Cuanto más elevados sean los objetivos que se alcancen de eficiencia mayores serán las cuotas de renovables y reducción de emisiones.

El Parlamento Europeo y los nuevos derechos de ciudadanía

En la resolución de 5 de febrero de 2014 sobre el Libro Verde de la Comisión Europea “Un marco para las políticas de clima y energía en 2030”, el Parlamento Europeo señaló la necesidad de un “enfoque de paquete” o “enfoque de tres objetivos” sobre los que girará la competitividad de la economía europea y su liderazgo. Considera que un objetivo del 40% de eficiencia energética en 2030 permitirá una reducción de las emisiones en un 50% y elevará la cuota de renovables hasta el 35%.

La eficiencia energética se convierte en el pilar de la política de energía y clima. La prioridad serán los sectores de la edificación y el transporte, por la importancia de la reducción de emisiones en dos sectores con gran potencial de ahorro de energía: 61% en los edificios, el 80% del cual está sin explotar, y un 41% en el transporte.

Cuando la Comisión Europea presentó en 2016 el “paquete de invierno” como “Energía limpia para todos los europeos”, lo resumió como el derecho de cada ciudadano a generar, almacenar, consumir y vender su propia energía renovable. Si hasta ahora la regulación solo reconocía derechos a las empresas energéticas y obligaciones a los consumidores, las directivas han invertido la relación al establecer los nuevos derechos de ciudadanía de los consumidores.

Cualquier gobierno democrático debería tener en cuenta que cada día que pase sin que las directivas se traspongan o se cumplan es un día más que se impide a los ciudadanos ejercer los derechos que las leyes europeas les reconocen como consumidores de energía.

Primero, la eficiencia energética

El Reglamento (UE) 2018/1999, sobre la gobernanza de la Unión de la Energía y la Acción por el Clima, establece los elementos que han de incluir los planes nacionales integrados de energía y clima (PNIEC) y las estrategias a largo plazo de descarbonización para 2050 que los gobiernos han de presentar a la Comisión Europea.

Toda la política energética y climática habrá de guiarse por el principio “primero, la eficiencia energética” por el que en las decisiones de planificación, estrategia e inversión en materia de energía se deberán tener en cuenta medidas alternativas de eficiencia energética, mediante ahorros de energía y gestión de la demanda.

En la práctica obliga a que las decisiones de política energética cuenten con estudios de demanda y antes de autorizar nuevas instalaciones, incluso renovables, se tendrán en cuenta medidas de eficiencia energética alternativas que justifiquen su necesidad. En la lucha contra el cambio climático, antes que llenar España de grandes instalaciones renovables habrá que llenarla de eficiencia energética.

El PNIEC establecerá, además de los objetivos de renovables, eficiencia, emisiones e interconexiones eléctricas, objetivos de reducción de importaciones energéticas, de reducción de subsidios a los combustibles fósiles, de reducción de hogares en situación de pobreza energética y de capacidad de energía flexible a través de generación distribuida, señales de precio en tiempo real y medidas que garanticen la participación de los consumidores en el sistema energético y se beneficien del autoconsumo y los contadores inteligentes.

Forma parte del PNIEC la estrategia a largo plazo de rehabilitación de edificios. La estrategia de rehabilitación debe promover el autoconsumo, el uso de renovables, las aplicaciones inteligentes, comunidades y edificios conectados para que los consumidores utilicen los contadores inteligentes para la gestión de la demanda y la carga del vehículo eléctrico.

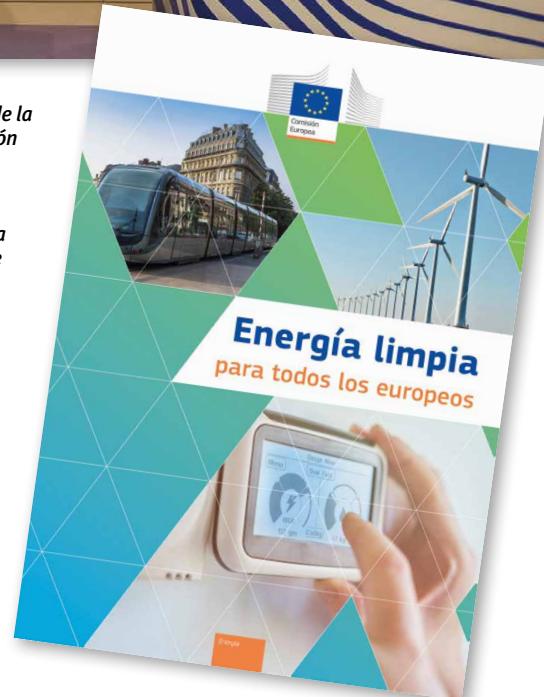
La descarbonización es reducir las emisiones a cero

A pesar de que las directivas no definen el principio de descarbonización, en la Recomendación (UE) 2019/786, sobre rehabilitación de edificios, se describe un parque inmobiliario descarbonizado como aquel cuyas emisiones de carbono se han reducido a cero mediante la gestión de la demanda, flexibilidad energética y energías renovables.

El objetivo último del “paquete de invierno” es la descarbonización de la economía y la eliminación de las emisiones. La descarbonización en los usos de la energía se entiende mejor por lo que no dicen las directivas. En ninguna directiva se cita al gas o la nuclear como energías de respaldo a las renovables o energías de transición; como tampoco citan el modelo de generación centralizada para guiar la transición energética.



Los entonces vicepresidente de la Comisión Europea para la Unión de la Energía, Maros Sefcovic, y el comisario para la Acción Climática y la Energía, Miguel Arias Cañete, en la conferencia de prensa sobre el paquete de Energía Limpia en Bruselas, Bélgica, el 30 de noviembre de 2016.



El concepto de descarbonización es incompatible con el más mínimo porcentaje de carbón, gas o petróleo. La reducción de las emisiones a cero se alcanza a través de la suma de la más alta eficiencia energética y la utilización de energías renovables. La estrategia 2050 para la descarbonización deberá contener presupuestos de carbono para cada sector de actividad como el eléctrico, industrial, transporte, calefacción y refrigeración, edificación residencial y terciaria, agrario, residuos, cambio y uso de la tierra y silvicultura.

El edificio autosuficiente es la prioridad de la transición energética

La Directiva (UE) 2018/844, de eficiencia energética de los edificios, completa la definición del edificio de consumo de energía casi nulo de la Directiva 2010/31/UE que será obligatorio, tanto para la nueva edificación como para la que se rehabilite, a partir del 31 de diciembre de 2020. Al edificio de alta eficiencia, que



El concepto de descarbonización es incompatible con el más mínimo porcentaje de carbón, gas o petróleo. La reducción de las emisiones a cero se alcanza a través de la suma de la más alta eficiencia energética y la utilización de energías renovables



genera la energía que necesita en el propio edificio o en el entorno, se añaden el uso de renovables en la calefacción y refrigeración, la recarga del vehículo eléctrico como parte de la gestión energética del edificio y las aplicaciones inteligentes para que el consumidor gestione su demanda de energía.

El edificio es la clave de la transición energética porque reúne todos los elementos que harán posible la descarbonización: alta eficiencia energética, autoconsumo, renovables, movilidad eléctrica y gestión inteligente de la demanda con participación de los consumidores, ampliando el concepto de las instalaciones técnicas del edificio. Es la razón por la cual la rehabilitación del parque edificatorio es imprescindible para alcanzar los objetivos climáticos de 2030 y 2050.

La Recomendación (UE) 2019/786, sobre rehabilitación de edificios, establece los criterios para las estrategias de rehabilitación y su financiación. El objetivo es transformar todo el parque inmobiliario en edificios de consumo de energía casi nulo, con las características de la directiva de 2018, y alcanzar su descarbonización en 2050.

Para ello, la estrategia de rehabilitación dispondrá de una hoja de ruta con la trayectoria y objetivos para 2030, habrá de perseguir ahorros mínimos de energía del 60% y promover las aplicaciones inteligentes para que los consumidores accedan a los contadores inteligentes para la gestión de la demanda y el uso del vehículo eléctrico.

La combinación del autoconsumo, aplicaciones inteligentes y recarga del vehículo eléctrico en el edificio es la aportación más

importante del “paquete de invierno” para la reducción de emisiones. La Directiva (UE) 2018/844 no solo define un nuevo concepto de edificación sino un nuevo modelo energético.

El plazo de trasposición de la directiva finalizó el 10 de marzo pasado. En España se publicó en diciembre el RD 732/2019, que actualiza el Código Técnico de la Edificación. Su preámbulo afirma que el objetivo es cumplir la directiva de edificios de 2010 y no es intención trasponer la directiva de 2018. El PNIEC aún no recoge la estrategia a largo plazo de rehabilitación.

Algo va mal ante tanta resistencia a la entrada del autoconsumo, las renovables y el vehículo eléctrico en el urbanismo y en atrasar la eficiencia energética de los edificios diez años más.

El autoconsumo como despliegue eficiente de las energías renovables

La Directiva (UE) 2018/2001, de energías renovables, establece el derecho de los consumidores a convertirse en autoconsumidores para generar, almacenar, usar y vender la energía renovable de forma individual, compartida o mediante agregadores; así como el derecho a participar en una comunidad de energías renovables y acceder a los mercados energéticos, con la única limitación de que no sea su actividad principal y de que el objeto no sea obtener beneficios financieros.

Obliga a las administraciones públicas a instaurar un marco facilitador del autoconsumo y de las comunidades de renovables para que sean accesibles a todos los consumidores, entes locales y pymes. Las autoridades nacionales, regionales y locales deberán incluir en sus normas, códigos de construcción y en la planificación urbana el autoconsumo y las comunidades de renovables.

La combinación del autoconsumo, aplicaciones inteligentes y recarga del vehículo eléctrico en el edificio es la aportación más importante del “paquete de invierno” para la reducción de emisiones. La Directiva (UE) 2018/844 no solo define un nuevo concepto de edificación sino un nuevo modelo energético



Más importante que alcanzar el objetivo de 100% renovables es cómo se va a llevar a cabo. La directiva establece el crecimiento de las renovables a través de la generación distribuida, pequeñas instalaciones renovables, autoconsumo, renovables integradas en el urbanismo y el transporte, comunidades de energías renovables y agregadores antes que, por grandes instalaciones renovables conectadas a la red, al alcance solo de grandes inversores y con un claro objetivo especulativo.

Las directivas europeas se decantan por un modelo de renovables distribuido, junto a los centros de consumo, para facilitar que lleguen a los consumidores las ventajas del autoconsumo y de los contadores inteligentes. Es el modelo más eficiente.

El poder de mercado es el consumidor activo

La Directiva (UE) 2019/944, del mercado interior de la electricidad, integra en el sistema eléctrico elementos hasta ahora ignorados por los reguladores. En coherencia con la directiva de renovables, el cliente activo, las comunidades ciudadanas de energía, los agregadores independientes, la gestión de la demanda, las funciones de eficiencia de los contadores inteligentes y la recarga del vehículo eléctrico son, no solo parte del sistema eléctrico, sino nuevos derechos de los consumidores.

Las comunidades ciudadanas de energía amplían el concepto de las comunidades de energías renovables a la prestación de servicios energéticos y la recarga de vehículos eléctricos, con la importante novedad de que tendrán derecho a poseer y gestionar sus redes de distribución y acceder directamente o mediante agregación a todos los mercados. Pueden participar personas físicas y jurídicas, entidades locales y pymes.

Un ejemplo de vivienda completamente autosuficiente y la primera casa certificada como tal en Alemania. Se trata de la Smart House, en Poing, Baviera, realizada por el estudio de arquitectura alemán Baufritz.

La regulación eléctrica deberá facilitar una generación y una demanda flexibles, con bajas emisiones, abriendo la competencia a los consumidores activos a través de su participación en los mercados con la agregación de sus consumos y su generación a partir de pequeñas instalaciones y presentando ofertas en los mercados de la electricidad.

El “paquete de invierno” plantea un cambio radical en las prioridades de la política energética:

- El consumidor activo y la gestión de la demanda ocupan el centro del sistema energético y las eléctricas verticales y centralizadas pierden su poder de mercado.
- La gestión de la demanda, la eficiencia energética y el almacenamiento han de tenerse en cuenta antes que la oferta de generación.
- La descarbonización y la energía flexible son la referencia para la operación de los mercados y la regulación deberá trazar el camino hacia la eliminación de los combustibles fósiles.

• Puedes descargar el informe completo titulado ‘Las 5 Grandes Propuestas del Paquete de Invierno’ aquí: <https://tinyurl.com/tzpn2k9>





P A N O R A M A

Renovables en tiempos de confinamiento

La primera y más triste consecuencia del COVID-19 es que está dejando a miles de personas por el camino. La segunda, que va a ir aparejado de una crisis económica que tendrá un profundo impacto en nuestra sociedad. El alcance y duración que este impacto tenga en España y Europa va a depender, fundamentalmente, de cómo gestionen el frenazo económico las autoridades gubernamentales y monetarias. En este contexto, las energías renovables son claves para acelerar la recuperación de manera sostenible, crear empleo y avanzar en la transición energética.

Pepa Mosquera

El impacto económico desatado por la crisis sanitaria lo vamos a sentir todos. Eso parece indudable. Sin embargo, si hay un el sector que puede convertirse en motor de una nueva economía, en consonancia con la urgencia de abordar este gran reto que tenemos ahora y el aún más inquietamente derivado del calentamiento global, es el de las renovables. Lo dicen expertos de todo el mundo.

El viernes 4 de abril, la Organización Meteorológica Mundial (OMM) volvía a insistir en que la reducción de la actividad industrial en muchos países del planeta a causa de la pandemia de COVID-19 no exime a la comunidad internacional de proseguir la lucha contra la crisis climática.

Es cierto que la contaminación ha caído estas semanas a mínimos históricos en todo el mundo. En España, en concreto, las emisiones de CO₂ cayeron en marzo un 30% respecto al mismo mes de 2019. El dato lo aportaba a principios de abril la Asociación Empresarial Eólica (AEE), con información de Red Eléctrica: las emisiones de CO₂ asociadas a la electricidad fueron de 0,09 toneladas de CO₂ por megavatio hora en marzo pasado, cuando –según recuerda la AEE– hace sólo cinco años se situaron en 0,17 toneladas de CO₂ por megavatio hora; esto es, casi el doble respecto a marzo de 2020.

La asociación explica que el descenso se debe a dos factores principales: el primero, la fuerte caída de la demanda eléctrica derivada de la crisis del coronavirus; el segundo, el incremento de la generación eléctrica con fuentes renovables, especialmente la eólica. Los más de 20.000 aerogeneradores que hay distribuidos por toda la geografía española produjeron en marzo pasado más de 5.500 gigavatios hora (GWh), lo que supuso una cobertura de la demanda eléctrica del 27,6% en este mes. La aportación de las tecnologías solares (fotovoltaica y termosolar) también fue notable. Representó el 6,3% de la electricidad generada en marzo. La fotovoltaica, en concreto –que suma más de 8.800 MW instalados– produjo el mes pasado 1.029 megavatios hora de electricidad. Un 22% más que en el mismo mes del año precedente.

Si a la caída de la demanda eléctrica debemos la reducción de emisiones de CO₂, al apaciguamiento del tráfico tenemos que agradecer la de las emisiones de dióxido de nitrógeno (NO₂). El

confinamiento de millones de personas en sus casas ha mejorado la calidad del aire en las grandes ciudades españolas (y de todo el mundo) a niveles no vistos desde hace décadas. Solo en la primera semana de confinamiento (del 14 al 21 de marzo), el tráfico rodado se redujo un 60% en Madrid y Barcelona, haciendo que los valores medios de NO₂ en ambas urbes se situaran en el 40% del límite fijado por la Organización Mundial de la Salud (OMS) y la Unión Europea (UE).

El secretario general de la Organización Meteorológica Mundial, Petteri Taalas, advierte, no obstante, contra falsas esperanzas: tras la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero en estos meses de masivas cuarentenas, es probable que haya un rápido aumento de las cifras de contaminación, como ya ocurrió en anteriores crisis. Desde el organismo internacional indican que la caída temporal del dióxido de carbono no evita que el planeta siga abocado a un cambio climático. De hecho, en muchos centros que miden estas emisiones, como los de Hawái (EEUU), Tasmania (Australia) o Tenerife (España), se han medido en los primeros meses de 2020 concentraciones de CO₂ incluso mayores que las del año pasado.

Pedro Linares, catedrático del Departamento de Organización Industrial de la Escuela Técnica Superior de Ingeniería ICAI, también pone en contexto el “éxito” alcanzando en la reducción de emisiones: “bajo condiciones muy duras, parando casi toda la economía y confinándonos en nuestras casas, lo máximo que estamos pudiendo hacer es reducir nuestras emisiones hasta un 25%. Y esto, si lo mantuviéramos durante un año. Si –ojalá–, la normalidad vuelve tras dos o tres meses, la reducción anual se quedará en un 5%, a comparar con la reducción del 33% que tenemos que hacer en los próximos 10 años. Claramente tenemos que hacer más”, escribe Linares en el último boletín de Conama, el Congreso Nacional de Medio Ambiente.

Así las cosas, organizaciones ecologistas como Greenpeace advierten contra la tentación de que se reduzcan los objetivos climáticos, en especial tras la decisión de Naciones Unidas de aplazar la Cumbre Mundial del Clima de Glasgow (la COP26) hasta el año 2021. La organización ecologista considera “comprensible” este

aplazamiento, pero en palabras del director ejecutivo de Greenpeace España, Mario Rodríguez, eso “no cambia la obligación de los países europeos, y del Gobierno español en cuanto sea viable, de seguir liderando la lucha contra el cambio climático, empezando por aumentar su objetivo climático para 2030 antes del fin de este año”.

■ *La inversión en energías limpias, clave*

Y así es como llegamos de nuevo a las renovables. El último boletín de la Agencia Internacional de la Energía (AIE), que ha llegado en medio de esta crisis mundial sin precedentes, muestra lo mucho que las sociedades modernas dependen de la electricidad. Como se ha señalado, a día de hoy, millones de personas están confinadas en sus casas, recurriendo al teletrabajo para cumplir con su jornada laboral, a los sitios de comercio electrónico para hacer sus compras, y a las plataformas de video en línea para encontrar entretenimiento. Un suministro de electricidad fiable es la base de todos estos servicios, así como para mantener operativos los múltiples electrodomésticos que la mayoría tenemos en nuestras casas.

Sin embargo, el cierre de fábricas e industrias –los grandes consumidores de electricidad– ha hecho que pese al mayor consumo doméstico, la demanda de electricidad haya caído (un 15% según los datos de la AIE), y que la aportación de las renovables al *mix* sea mayor en países como España, o en lugares como California, donde hay mucha energía eólica y solar. La Agencia explica que si la demanda de electricidad cae rápidamente mientras las condiciones meteorológicas siguen siendo las mismas, la proporción de fuentes renovables puede llegar a ser mayor de lo normal. De esta manera, dice Fatih Birol, director ejecutivo del organismo, “la caída de la demanda de electricidad puede hacer avanzar diez años algunos sistemas de energía, aportándoles, repentinamente, niveles de energía eólica y solar que de otra manera no hubieran logrado tener sin otra década de inversión en renovable”. Birol considera “importante” que los encargados de formular políticas y los reguladores tengan este hecho en cuenta, “para mejorar nuestra comprensión de los sistemas de electricidad más limpios y algunos de los desafíos que plantean”.

El director ejecutivo de la AIE pone el acento, también, en la necesidad de avanzar en las nuevas formas de asegurar la flexibilidad del sistema eléctrico, como el almacenamiento, pero advierte que siguen haciendo falta otras fuentes tradicionales, como la energía hidroeléctrica, “un caballo de batalla a menudo olvidado de la generación de electricidad. Y asegura que la mayoría de los sistemas eléctricos dependen todavía de las centrales de gas natural para proporcionar esa flexibilidad. Pide, asimismo, mayor inversión en las redes, a las que califica como “la columna vertebral de los sistemas energéticos actuales”, pero reconoce, al mismo tiempo, que los sistemas eléctricos dependerán cada vez más de las fuentes de energía limpia. “La pandemia de coronavirus ha causado una crisis mundial sin precedentes y la prioridad



inmediata es hacer frente a la emergencia de salud pública. Pero a medida que los gobiernos responden a las repercusiones económicas de la perturbación causada por el virus, no deben perder de vista un importante desafío de nuestro tiempo: las transiciones de energía limpia”, subraya.

Por todo ello, Fatih Birol pide que “la inversión a gran escala para impulsar el desarrollo, el despliegue y la integración de tecnologías de energía limpia” sea “una parte central de los planes de estímulo” que están poniendo en marcha los gobiernos para contrarrestar los daños económicos de la crisis. Esta inversión, concluye, “aportará el doble beneficio de estimular las economías y acelerar las transiciones a la energía limpia. El progreso que esto logrará en la transformación de la infraestructura energética de los países no será temporal, sino que puede marcar una diferencia duradera en nuestro futuro”.



■ Proyectos en cuarentena

¿Están las renovables preparadas para responder a lo mucho que se espera de ellas?

La Asociación Europea de Energía Eólica, WindEurope, informaba en su web que, a finales de marzo, la mayoría de los fabricantes de turbinas y componentes eólicos en Europa continuaban operando con normalidad. No es el caso de España e Italia, los países con las normas más estrictas para hacer frente a la pandemia, donde hay siete fabricantes que han echado el cierre temporal.

En España, en concreto, a la hora de escribir estas líneas seguían cerrados la fábrica de palas para aerogeneradores de Siemens Gamesa de Aoiz (Navarra); las de LM Wind Power (la filial de fabricación de palas de GE Renewables) en Les Coves (Castellón) y Ponferrada (León); y la empresa de construcción naval Astilleros Gondán (Figueras, Asturias), que desarrolla embarcaciones para apoyo a instalaciones eólicas *offshore*. La factoría gaditana de Dragados Offshore (grupo ACS) también ha cesado su actividad. Actualmente, está produciendo una plataforma de subestación eléctrica para el parque eólico marino Dolwin 6, promovido por la compañía germano-holandesa Tennet en aguas del Mar del Norte y cuya finalización estaba prevista para finales de 2021 o principios de 2022. Por tanto, el COVID-19 puede provocar la demora en la construcción de proyectos de energía renovable debido a interrupciones de la cadena de suministro.

Otra referencia de su posible impacto en el sector lo encontramos en Vestas. El fabricante número 1 del mundo en eólica terrestre daba a conocer hace solo unos días, en un breve comunicado, que suspende su objetivo 2020. La compañía asegura que, dados los números que ha cosechado en el primer trimestre del año (órdenes de pedido por valor de 3.300 megavatios), ese objetivo sigue siendo “realista”. Sin embargo, y habida cuenta de la “no adecuada visibilidad actual”, prefiere poner en cuarentena su hoja de ruta anual. Aunque Vestas ya ha reanudado la producción en sus fábricas chinas, le “preocupa” cuándo se van a recuperar algunos de sus mercados clave, como Estados Unidos, Brasil o India.

La Asociación Española de Energía Eólica (AEE) afirma, no obstante, que aunque la actividad del sector se pueda ver afectada en parte en estos días, está preparada para adaptarse, resistir y mantener la capacidad necesaria para, en el momento que sea viable, recuperar el ritmo de la actividad económica con decisión.

“Seguir disponiendo de este tejido industrial, con la capacidad manufacturera actual y la presencia en el mercado global, es una herramienta clave para disponer de la resiliencia económica necesaria que permita hacer frente a períodos de crisis como el que estamos viviendo. Disponer de industria potente ofrece tranquilidad a la sociedad”, afirma Juan Virgilio Márquez, director general de la AEE.

■ *La fortaleza de la energía solar*

El sector solar se pronuncia en términos parecidos. En un evento virtual organizado por la patronal UNEF para analizar el impacto del COVID-19 en el desarrollo de la solar fotovoltaica, los tres expertos invitados –José Benjumea, de Powen; Juan

Carlos Jadraque, de Ingeteam; y Jordi Vega, de Gran Solar (GRS)– dejaron claro, por ejemplo, que las ventajas del autoconsumo siguen intactas. Otra de sus certezas es que ser autosuficientes energéticamente es importantísimo. La tercera: que independencia energética y autoconsumo están totalmente conectados.

Estos tres expertos creen, asimismo, que la pandemia no debería encarecer el precio de la energía solar. En el caso de las grandes plantas, su opinión es que si bien estas instalaciones implican fuertes inversiones y las financiaciones en curso para construirlas van a sufrir retrasos, estos proyectos siguen siendo absolutamente financierables y ni se van a dejar de construir, ni van a costar más. En palabras de Jordi Vega “los bancos han pisado un poco el freno, a la espera de ver cuál va ser el impacto real que tendrá la crisis, pero las renovables son uno de los sectores por los que van a apostar claramente los fondos de inversión. Con la energía solar a la cabeza”.

“Lo bueno de la energía solar es que una vez que haces la inversión, esta tecnología no tiene costes variables y el plazo de vida útil de las plantas fotovoltaicas es muy largo, de 30-40 años”, destacó Benjumea. Se trata, además, de un activo que genera un bien tangible: kilovatios hora. Por tanto, estos proyectos serán absolutamente financierables. Y como no ha habido un crisis de materias primas, no debería haber un incremento de los precios. “La economía está ahora parada, pero en cuanto las fábricas vuelvan a arrancar no debería haber un parón de suministro. Habrá, eso sí, retrasos en la entrega”, concluyó el directivo de Powen.

Aún así, los tres expertos creen que el parón puede ser importante y va a hacer falta apoyo gubernamental para superar la situación, a través, por ejemplo, de medidas fiscales y de simplificación de los trámites administrativos para animar a la gente a hacer autoconsumo. De lo contrario, advierten, el desarrollo del autoconsumo, que estaba empezando a coger velocidad de crucero, puede verse paralizado.

Una semana antes, el director general del IDAE, Joan Groizard, anunciaba precisamente, en otro encuentro en streaming –este organizado por la Fundación Renovables– que una de las primeras

cosas que se harán en política energética en cuanto acabe el Estado de Alarma será “avanzar en el autoconsumo colectivo, mediante el reparto horario”. De acuerdo con Groizard, esto supondrá “una mejora sobre el reparto que hay ahora, ya que va a permitir fijar un criterio para cada hora del día”. Lo explicó con el siguiente ejemplo: “si yo tengo un edificio público que sé que funciona de 9h a 15h de lunes a viernes entre semana, puedo decidir que el edificio aproveche la energía generada por las placas solares en ese horario. Y por las tardes, los fines de semana y el mes de agosto, que esa energía pueda ir al 100% a las viviendas sociales que haya en el entorno (del edificio), de manera que puedan formar parte del autoconsumo colectivo”.

Este reparto horario “está prácticamente listo para salir en cuanto se levante el estado de alarma”, dijo el director general del IDAE, asegurando que “el autoconsumo con renovables ya es la forma más económica, equitativa y eficiente de generar energía”. Groizard también anunció en el mismo evento que el gobierno está haciendo todo lo posible para que haya subastas de renovables este mismo año. “El PNIEC plantea entre 2021 y 2030 un crecimiento sostenible de las renovables y para que eso sea posible debería haber subastas este mismo año”. Otro de los objetivos del IDAE es que todo el que lo desee pueda participar en las subastas, “no solo aquellas empresas que tengan acceso a capital barato porque formen parte de un gran grupo o porque tengan un fondo de inversión detrás. El mercado tiene que ser competitivo, con muchos actores que compitan, queremos que las subastas cumplan esa base para que todo el mundo pueda participar”.

En cuanto al tipo de subastas, Groizard dijo que están trabajando para que se parezcan más a los sistemas de subastas de nuestro entorno y sean más sencillas. Deberá tenerse en cuenta, asimismo, “que la eólica y la fotovoltaica ya son más baratas que el mercado y ese ahorro debe trasladar a los consumidores”.

■ *Lecciones del confinamiento*

“La crisis sanitaria será temporal”, escribe Joaquín Nieto, director de la Oficina de la OIT para España, en el boletín del Conama que mencionábamos anteriormente. “El paisaje después de la batalla dejará sin embargo una crisis económica y de empleo que puede ser duradera, o no; cuya reconstrucción puede ser una oportunidad, o no, para configurar sociedades económicamente más resilientes, socialmente más justas y ambientalmente más sostenibles”.

El confinamiento mundial de 3.000 millones de personas –único en la historia de la humanidad– y el cese de la actividad económica y comercial han dejado ya a decenas de millones de ellas sin empleo y a muchas sin ningún tipo de ingreso, ya que, como señala Nieto, el 60% de los empleos en el mundo están en la economía informal y el 55% de la población mundial no tienen ningún tipo de protección social. En Europa, los gobiernos trabajan para evitar los efectos sociales más adversos, especialmente en los sectores más vulnerables. Aún así, el cese temporal de la



actividad económica está teniendo un impacto devastador sobre el trabajo: solo en marzo se destruyeron al menos 900.000 empleos en España.

Sin embargo, este desolador paisaje no tiene por qué concluir en una crisis como la que hace una década asoló la economía durante años y cuya recuperación plena –al menos en lo social– está todavía pendiente. Como recuerda Nieto, antes de la crisis provocada por el coronavirus, Europa había decidido con acierto apostar por un Green New Deal para hacer frente al cambio climático y transformar su modelo productivo para hacerlo más sostenible, pero sin comprometerse todavía a la financiación necesaria.

“Hoy tiene la oportunidad de completar su apuesta orientando las inversiones de reconstrucción en esa perspectiva”, sentencia. “Si Europa se reafirma en la necesidad de impulsar con más fuerza el Green New Deal, de forma que el resultado de la reconstrucción sea una renovación del tejido productivo, para su digitalización y sostenibilidad ambiental”, el Pacto Verde será “una fuente extraordinaria de empleo y trabajo decente”, añade. Y las energías renovables son imprescindibles para llegar a la meta. Estas tecnologías aportan como pocos sectores, al cumplir con todos los principios del desarrollo sostenible, a nivel ambiental, económico y social, generando, además, empleos de calidad que, a su vez, garantizan la sostenibilidad socioeconómica.

El estado de Nueva York –uno de los más afectados en EEUU por la pandemia– acaba de dar a conocer que va a acelerar los proyectos de energía limpia precisamente para ayudar a la recuperación del estado provocada por el COVID-19. Lo hará a través de la “Ley Acelerada de Crecimiento de Energía Renovable y Beneficios Comunitarios” como parte del presupuesto estatal para el año fiscal 2020-2021. En España, las renovables llevan cuatro años de crecimiento ininterrumpido. Solo el año pasado el sector creció un 10,7%, aportó 10.500 millones de euros al PIB nacional y generó unos ahorros de más de 4.700 millones de euros en el mercado eléctrico (datos de APPA Renovables). No perdamos el impulso. ■

2019, el segundo mejor año en toda la historia de la eólica

Más de 60.000 megavatios de nueva potencia eólica ha instalado el sector en todo el mundo en 2019. El dato es del Consejo Global de la Energía Eólica (Global Wind Energy Council, GWEC), que publicó a finales de marzo su balance anual: Global Wind Report 2019. El guarismo concreto (60.400 megas) se sitúa un 19% por encima del registrado el año anterior, en 2018, cuando el mundo instaló poco más de 50.000 megavatios (MW). 2015 continúa siendo el año techo de la eólica. En ese ejercicio, el sector instaló casi 64.000 MW de potencia.

Antonio Barrero F.

Energías Renovables lo adelantaba el 25 de marzo, apenas unas horas antes de que el Consejo Global de la Energía Eólica publicase su Anuario: aunque ni GWEC, ni la World Wind Energy Association han publicado aún sus balances –decíamos entonces–, lo más probable es que el mundo haya superado los sesenta gigavatios de nueva potencia instalada. Y acertamos. Solo unas horas después de subir a la red nuestro reportaje, GWEC publicaba su Balance 2019 ratificando la cifra clave: 60,4 GW. Según ese balance, ahora mismo hay en el mundo 651 gigavatios de potencia eólica instalados, un 10% más de la potencia que había operativa a finales de 2018. China y los Estados Unidos continúan a la cabeza de la revolución eólica en tierra firme (entre ambas naciones suman más del 60% de toda la nueva potencia instalada en 2019), mientras que Europa sigue instalando más aerogeneradores que ningún otro continente en el agua. Del total de 6.100 megas puestos en marcha adentro en 2019, el 59% ha sido erigido frente a las costas del Viejo Continente, frente a un 41% instalado frente al litoral asiático. El guarismo (6.100) es en todo caso formidable, pues supone un 10% de todo lo instalado (5% en 2015). Nunca antes pesó tanto la potencia marina en el total eólico.

Pero si los números de 2019 se colocan casi en lo más alto de la historia (constituyen el segundo mejor balance anual de todos los tiempos), las previsiones GWEC para 2020 son mucho mejores aún. Porque el Consejo Global de la Energía Eólica prevé (nada más y nada menos que) 75 gigavatios en el horizonte 2020, o sea, que el año que nos lleva estaría

llamado a convertirse en el mejor año eólico de todos los tiempos, muy por encima además del hasta ahora imbatible 2015, cuando el sector instaló menos de 64 gigas. Nadie sabe en todo caso cómo impactará en esas previsiones el fantasma que recorre hoy todo el mundo: Covid-19. En ese sentido, GWEC ha anunciado hoy que va a publicar un informe, “en el segundo trimestre de este año”, en el que va a revisar sus estimaciones 2020-2024 a la luz de la nueva situación.

■ El tirón de las subastas

El principal conductor del crecimiento registrado en 2019 ya no han sido los subsidios; han sido los mecanismos basados en el mercado. Las subastas han alumbrado más de 40.000 megavatios en todo el mundo, es decir, dos tercios de la potencia puesta en marcha en 2019, o el doble de la llegada por esa vía en 2018. La mayoría de la nueva potencia ha sido erigida en mercados ya establecidos. El Balance GWEC destaca cinco, concretamente: China, Estados Unidos, Reino Unido, India y España. Entre los cinco se han anotado el 70% de la nueva potencia. El Top 5 Global (en potencia acumulada) lo ocupan casi los mismos agentes: China, Estados Unidos, Alemania, India y España (entre los cinco suman el 73% de toda la potencia eólica del mundo). Reino Unido ocupa el sexto lugar, si bien, probablemente, se colará en ese Top 5 el año que viene, en detrimento de España.

Otras regiones que empiezan a elevar la voz en el concierto internacional son, según ha destacado durante la presentación de este Anuario el presidente de GWEC, Ben Backwell, el sureste asiático, Latinoamérica y

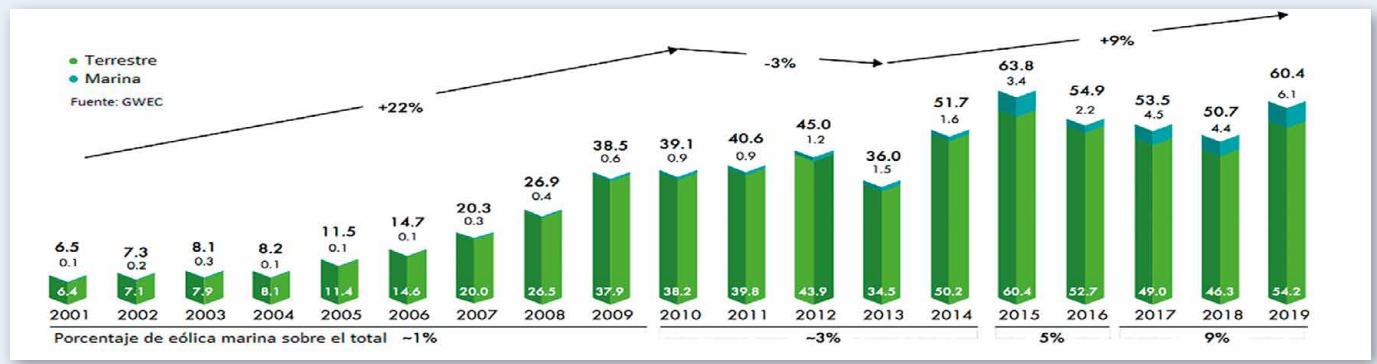
Africa, que están llamadas a desempeñar “un rol crecientemente importante en los años venideros”. Backwell también ha destacado el así mismo creciente peso de la energía eólica marina en el crecimiento global del sector.

Ben Backwell, director general de GWEC:

“a pesar de todo, todavía no estamos donde deberíamos, habida cuenta de la necesaria transición energética que debemos afrontar y de los objetivos climáticos que el mundo se ha planteado. Si queremos tener alguna posibilidad de alcanzar los objetivos establecidos en el Acuerdo de París y de mantenernos en la senda del +1,5°C [que la temperatura media global no suba más de 1,5°C, umbral a partir del cual la ciencia alerta de consecuencias climáticas imprevisibles], deberíamos instalar al menos 100 gigavatios de potencia eólica anualmente a lo largo de esta década y 200, anualmente, durante la década de los 30 y más adelante”

Para ello, para soportar la necesaria velocidad de crucero en materia de instalación de potencia, Backwell reclama “marcos regulatorios y diseños de mercado adecuados”, por una parte, y alerta, por otra: no vale solo con atender al coste de generación del megavatio hora. Ni mucho menos, todo esto –ha añadido– va a requerir de (1) el establecimiento de medidas más contundentes de discriminación de los combustibles fósiles (carbón, crudo y gas natural), que deben ser expulsados de las redes eléctricas; y (2) va a requerir también de toda una revolución de las estructuras administrativas y regulatorias que asegure que el

Potencia eólica instalada cada año



sector puede continuar creciendo, y además en la medida necesaria.

Feng Zhao, director de estrategias de GWEC:

“la industria eólica está creciendo gracias a las innovaciones tanto tecnológicas como en cuanto a modelos de negocio que está experimentando. En 2019, hemos detectado que más y más países han transitado desde los modelos de ayudas o subsidios a modelos basados en mecanismos de mercado; así mismo, ha continuado creciendo el mercado de los contratos bilaterales de compraventa de electricidad a largo plazo [Power Purchase Agreement, PPA]. Además, nuevos desarrollos tecnológicos, como la hibridación y las soluciones de hidrógeno verde están siendo cada vez más implementados tanto en mercados maduros como emergentes con el fin de incrementar la cuota de energía eólica y otras renovables en las redes. Si los legisladores y los actores clave de la industria aprovechan las oportunidades que esos factores están brindándoles, podremos acelerar la transición energética global hasta niveles nunca vistos antes”

Situación por regiones

Asia-Pacífico ha vuelto a ganarle la partida terrestre al resto del mundo. En 2019, han sido instalados allí, en tierra firme, 28.100 megavatios de nueva potencia eólica, más de la mitad de la potencia terrestre instalada en todo el mundo. Europa ha vivido un buen año. A pesar de la depresión alemana, el crecimiento del parque eólico terrestre del Viejo Continente ha sido formidable en 2019: del 30%, gracias a España, Suecia y Grecia. Por fin, los mercados emergentes –África, Oriente Próximo, Latinoamérica y el Sureste Asiático– han registrado crecimientos moderados, todos los cuales han sumado alrededor de 4.500 megavatios, según GWEC.

Mar adentro los números han resultado también espectaculares. Más aún, si cabe: 6.100 megavatios de nueva potencia mari-

Más allá del Viejo Continente

ASIA PACÍFICO

- Potencia instalada (terrestre + marina): 30.600 megavatios. 28.100 en tierra firme; 2.500, mar adentro.
- Potencia acumulada: 290.600 MW (el 44% del total global).
- Países en los que más potencia ha sido instalada en 2019: China (26.200 MW) e India (2.400 MW).

• GWEC cree que el Sureste asiático está llamado a desempeñar un importante papel en el futuro próximo de la eólica si los marcos regulatorios (responsabilidad de los legisladores) y el desempeño (de las empresas) son los propicios. El Consejo señala como focos de interés Vietnam y Tailandia.

AMÉRICAS

- El continente americano todo (Norte, Sur y Centro) y las naciones del Caribe han instalado en 13.400 megavatios en el año 2019 (+13% con respecto a lo instalado en 2018).
- La potencia acumulada en esos territorios supera ahora mismo los 148 gigavatios, guarismo que triplica el registrado diez años atrás.
- La inestabilidad política que han padecido

algunos de los mercados eólicos clave del continente en 2019 y la guerra comercial China-USA, que a veces amenaza y a veces amaina, van a ser los grandes retos a los que habrá de enfrentarse el sector en lo más inmediato en esta vasta región.

• GWEC señala como focos de interés dos naciones: Colombia y Chile.

ÁFRICA Y ORIENTE PRÓXIMO

- África y Oriente Próximo instalaron 944 megavatios en 2019, lo que ha supuesto una caída del 2,6% con respecto a lo instalado en 2018.
- La potencia acumulada en la región a día de hoy supera los seis gigavatios (6.000 megas).
- A pesar del tropiezo de este año, GWEC prevé un crecimiento de tres dígitos (nada menos) para los próximos cinco años, período a lo largo del cual la región estaría llamada a

instalar hasta 10.700 megas de nueva potencia eólica. Los motores de ese crecimiento serán, según el Consejo, Suráfrica (3.300 MW), Egipto (1.800), Marruecos (1.200) Arabia Saudí (1.200 megavatios).

• Suráfrica, Egipto, Marruecos y Kenia son los países más atractivos ahora mismo.

na instalados a lo largo de los doce meses de 2019, lo que supone un nuevo máximo histórico (y un 10% del total). El crecimiento ha sido impulsado por China, que conserva su primera posición, con 2.300 megavatios de nueva potencia instalada en 2019 (le sigue Reino Unido, con 1.800; y Alemania, con 1.100 megas). Reino Unido en todo caso mantiene su liderazgo en lo que se refiere a potencia acumulada: 9.700 megas en el mar. Según GWEC, actualmente hay en el mundo 29.100 megavatios de potencia eólica marina.

El Anuario 2019 del Consejo Global de la Energía Eólica también contiene un apartado para las previsiones: a cinco años vista, concretamente. GWEC, que prevé que el crecimiento continuará a buen ritmo, estima que el parque eólico global crecerá en alrededor de 335 gigavatios en el lustro 2020-2024. “Esto significaría que veríamos 71 gigavatios de potencia eólica adicional cada año hasta finales de 2024, con la eólica marina expandiendo su

cuota sobre el total hasta alcanzar el 20% en ese horizonte”. El Consejo estima en 50.000 los megavatios que el sector va a instalar mar adentro durante este quinquenio (20-24) en todo el mundo, e incluye a Estados Unidos, China y Japón entre las naciones que liderarán esa carrera.

Estas estimaciones –reconoce no obstante el Consejo– van a ser “indudablemente impactadas” por la actual pandemia de Covid-19, que va a irrumpir en las cadenas de suministro globales y en la ejecución de los proyectos en este ejercicio, 2020. “Sin embargo –matizan desde el GWEC–, es aún demasiado pronto para predecir la amplitud del impacto de este coronavirus sobre la economía global y los mercados energéticos”. El Consejo anunció ayer así mismo que su departamento Market Intelligence está “siguiendo muy de cerca la situación” y publicará una Previsión del Mercado 2020-2024 actualizada durante el segundo trimestre de 2020. ■



Circutor, innovación y sostenibilidad en estado puro

Poco se podían imaginar aquellos emprendedores de Terrassa que la aparición del Reglamento Electrotécnico de Baja de Tensión les cambiaría la vida. Efectivamente, aquel 20 de setiembre de 1973 el Real Decreto 2413 indicaba la obligatoriedad de proteger a las personas ante los contactos eléctricos indirectos en el entorno industrial. Y esta normativa abría una oportunidad que Ramón Comellas y Ramón Pons supieron aprovechar, diseñando y fabricando sus primeros circuitos toroidales para la detección de la llamada corriente de defecto. De hecho, este producto incluso dio nombre a la compañía, que en acrónimo quedó como Circutor.

ER

Hoy en día, Circutor es un grupo empresarial completamente internacionalizado que opera en más de 100 países. Repartidas entre sus seis fábricas y sus 12 oficinas comerciales trabajan de forma directa cerca de 900 personas con un único fin: crear tecnología para la eficiencia energética. “De hecho, el grupo Circutor es el exponente empresarial de la transición energética, ya que sus líneas de producto van encaminadas en los tres ejes de avance de esta nueva revolución sostenible: eficiencia energética, movilidad eléctrica y generación de electricidad con energías renovables a la que suma, como no podía ser de otra manera, la mejora de la calidad del suministro eléctrico y la digitalización de las redes”, señala Pere Soria, responsable de Desarrollo de Negocio de Circutor.

Con el foco puesto en la generación de energía eléctrica mediante aprovechamiento fotovoltaico del recurso solar, Circutor trabaja de forma específica y muy intensamente en tres campos desde que, en 2007 se gestó el primer avance importante en el mercado a través de la implantación de las primeras plantas fotovoltaicas de generación bajo lo que internacionalmente se llamó el *Feed in Tariff*.

Muchas de las plantas solares que se instalaron en nuestro país hasta el año 2011, cuen-

tan con los sistemas de medida y supervisión Circutor, tanto en corriente alterna como en continua así como de gestión mediante aplicaciones realizadas con Power Estudio SCADA. Hoy día, la oferta para estas aplicaciones de gran potencia está centrada en el suministro de los cuadros de conexión, protección y medida de los *strings* de módulos fotovoltaicos en parques solares todo el mundo.

Pero como explica Pere Soria, la compañía ha dado un paso más, innovando el concepto de las llamadas *String* o *combiner Box*, dotándolas de la inteligencia distribuida para la supervisión de grupos de módulos solares que puedan entrar en pérdida de producción, y poder alertar de ello a los equipos de operación y mantenimiento en tiempo real y con precisión de localización para poder mejorar la disponibilidad y rendimiento de dichas plantas solares.

El desarrollo de las comunicaciones inalámbricas mediante protocolo LoRA® de las variables medidas por toda la extensión de parques solares, que pueden tener incluso centenares de hectáreas, con la reducción de coste de inversión y problemas de mantenimiento que conlleva, es otra de las innovaciones aportadas a este sector, en continua búsqueda de mejoras que han logrado situar la electricidad solar producida a gran escala en el podium de

las fuentes de generación más competitivas en gran parte de nuestro planeta.

Circutor, en este campo, ha evolucionado en los últimos tres años, pasando de ser fabricante de algunos componentes destinados a la medida, a partner de desarrolladores, constructores y operadores de parques solares, ofreciendo una solución completa a la supervisión de las corrientes de *string*, con más de 1,5 GW suministrados y una cartera de proyectos en continuo crecimiento.

■ Gestión de la producción y soluciones de recarga

Probablemente, una de las soluciones de la compañía catalana más conocidas en el mercado solar para autoconsumo sea la gestión de la producción con el fin de controlar la potencia que se desea o no inyectar a la red de distribución una vez se han cubierto los consumos internos de los edificios. El famoso dispositivo de “inyección cero” desarrollado conjuntamente con el fabricante austriaco de inversores Fronius a principios del año 2013.

El dispositivo CDP-0, el primer equipo lanzado al mercado –en un momento en que la legislación para la autoproducción de energía eléctrica presentaba una carencia absoluta de regulación– permitió a las empresas instaladores el montaje y legalización de cientos de



instalaciones en aquellos territorios cuyas administraciones entendieron que los sistemas que no vierten a red no deben ser considerados generadores de energía sino sistemas de reducción del consumo y, por tanto, de mejora de la eficiencia de los propios edificios, tal y como ahora reconoce el RD244/2019

Pero sin duda alguna, donde se hace más visible el logotipo de Circutor –por cierto, renovado y modernizado justo el año pasado– para la población en general es en sus soluciones de recarga, “a la que miles de personas conectan sus vehículos eléctricos en decenas de países cada día”, dice el responsable de negocio de la marca. Y como no podía ser de otra forma, la vocación de ofrecer soluciones sencillas a problemas complejos le llevó a desarrollar una familia de producto que sumara movilidad eléctrica con generación sostenible y local de la energía para la recarga. Así nació PvingPark.

■ Pergolas solares para cualquier aparcamiento

PvingPark es la propuesta de pérgolas fotovoltaicas de aparcamiento con posibilidad de integración de puntos de recarga de Circutor, no sólo para dar solución al reto del aumento –que se espera sea espectacular– de la demanda de energía para la recarga de vehículos eléctricos, sino para maximizar el aprovechamiento de espacios hasta ahora tan infráutilizados como los aparcamientos al aire libre de nuestras ciudades.

“Una pérgola con capacidad de albergar hasta 2,5 kWp de módulos fotovoltaicos por cada plaza de aparcamiento cubierta no desplaza ni un solo metro de terreno para otras aplicaciones, como por ejemplo la producción



La compañía tiene su sede central en Viladecavalls, en la comarca del Vallès Occidental, muy cerca de Barcelona



Sigue en página 31...

Pere Soria

Responsable de Desarrollo de Negocio de Circutor

“La eficiencia es la esencia de la transición energética actual”

Pepa Mosquera

■ A lo largo de su larga carrera profesional, Vd. ha pasado por diferentes compañías, algunas de marcado acento social. De Circutor, ¿cuál es el valor o valores que más destacaría?

■ Creo que lo más destacable de Circutor es el espíritu de innovación y servicio al cliente inculcado por sus fundadores.

■ De las innovaciones y aportaciones de la compañía, ¿hay algunas que le parezcan especialmente reseñables?

■ Históricamente, sin duda alguna el gran aporte de Circutor fueron los analizadores de red así como los equipos de protección diferencial con rearne automática para limitar los tiempos de no disponibilidad de equipos esenciales. Por lo que respecta a los últimos años y concretamente en lo que hace referencia al sector solar creo que el control de la inyección a red fue en su momento una revolución y actualmente nuestra solución de supervisión de las corrientes de strings también está marcando la dirección a seguir por el sector.

■ La crisis desatada a raíz del COVID-19 ha impactado en el sector del automóvil y, en consecuencia, en las ventas de vehículos eléctricos. Vds desarrollan equipos y sistemas inteligentes para la

recarga de estos vehículos. ¿Peligra este área de negocio?

■ Creo que al contrario. Por un lado, el mes de marzo ha sido uno de los mejores meses de venta de vehículos eléctricos en Europa, incluso hemos visto como por primera vez en el mundo, un país, ha alcanzado un 75 % de ventas de vehículos enchufables, relegando los vehículos de combustión al nivel de anécdota. Además, esta parada puede hacer recapacitar a muchas personas que estaban valorando un cambio de vehículo o la gestión de la flota de su empresa y qué impacto tendrá esa decisión. La mayoría de ellos, estoy seguro, optaran por vehículos no contaminantes después de ver cómo ha mejorado la calidad del aire de su ciudad en esta pausa de emisiones.

■ La electromovilidad nos aleja de los combustibles fósiles; sin embargo, la extracción de litio para las baterías puede suponer también una amenaza medioambiental. ¿Deberíamos ser más cuidadosos con el desarrollo del vehículo eléctrico hasta que la ciencia encuentre alternativas más limpias para las baterías?

■ El vehículo eléctrico es un cambio disruptivo y por lo tanto es lógico que se alcen voces interesadas en desprestigiarlo y en destacar

elementos que pueden ser problemáticos, pero lo cierto es que la eficiencia de las baterías actuales está creciendo a ritmos acelerados, por lo tanto, cada vez hace falta menos material para hacer más quilómetros y además hay un frenético desarrollo de nuevas tecnologías en acumulación con químicas muy diferentes que harán cada día más sostenibles los nuevos lanzamientos al mercado. La industria del sector es el motor de este desarrollo, si ralentizamos el mercado, también pararíamos la investigación.

■ La actual situación de incertidumbre puede hacer que personas y pymes que pensaban invertir en una instalación de autoconsumo, para su casa o negocio, ahora se lo piensen

dos veces. ¿Corremos el riesgo de que el autoconsumo, que empezaba a ganar velocidad, quede de nuevo frenado?

■ No estoy seguro de que esto vaya a ser así. Las personas y empresas que estaban pensando en adoptar la autoproducción de su energía creo que van a ver más clara esta inversión a nivel de estrategia de inversión segura. Es cierto que algunos proyectos se van a retrasar quizás tres o cuatro meses y que algunos incluso pasen al próximo año, pero las causas que han llevado al crecimiento del sector van a seguir estando presentes cuando la situación se normalice y por lo tanto el sector se va a recuperar. Especialmente, si en este tiempo, los responsables de tomar las decisiones administrativas que hay que tomar para eliminar las barreras no tecnológicas actuales, reflexionan y actúan.

■ ¿Son el autoconsumo y la generación distribuida las mejores alternativas para el desarrollo de la energía solar?

■ Sin duda alguna, producir la energía y gestionarla, allí donde se necesita es la fórmula más eficiente, sin renunciar para nada a las centrales de gran capacidad que se requieren para la alimentación de grandes centros de consumo, como industrias o áreas densas de población.

■ En la página web de Circutor tienen un lema que me parece muy significativo: el futuro es eficiencia. ¿Es la eficiencia el mayor talón de Aquiles de la transición energética?

■ La eficiencia es la esencia de la transición energética actual, y lo va a seguir siendo, siempre va a ser más conveniente, tanto desde el punto de vista económico como a nivel de sostenibilidad, dejar de consumir que producir. Lo hemos visto en los sistemas de iluminación, los sistemas de clima y por fin en las normativas que se van revisando con criterios cada vez más exigentes, como sería el caso del Código Técnico de la Edificación. El lema de la transición que se refleja en todos los planes tanto a nivel de países como de regiones (PNIEC, Green Deal, ...) giran en torno a los tres elementos bases: eficiencia energética, electrificación de la demanda y uso de las energías renovables. ■





A la izquierda, Controlador Dinámico de Potencia con gestión de la demanda de Circutor. Abajo, pérgola fotovoltaica PVingPark. Desde 2014 son miles las plazas de aparcamiento solarizadas y conectadas mediante este sistema

■ Predicando en casa

Circutor no sólo innova, fabrica y suministra, sino que también aplica sus tecnologías en sus centros de fabricación y oficinas. Actualmente, con 250 kW de módulos solares en funcionamiento en sus cubiertas y aparcamientos, la electrificación de la flota de vehículos comerciales, la monitorización de consumos en todas sus plantas mediante SCADA y la implantación de equipos para la mejora de calidad de red en sus edificios, la compañía tiene un plan de mejora ambiental global en el que se incluye su certificación bajo la norma ISO 50001 entre otras muchas medidas.

Pere Soria indica que uno de los ejemplos más paradigmáticos, es sin duda, el edificio corporativo situado en Viladecavalls, en la comarca del Vallès Occidental, muy cerca de Barcelona. En este edificio, donde trabajan más de 200 personas y que alberga los centros de I+D, laboratorio de ensayos y certificación de producto, así como la producción de equipos electrónicos y contadores de energía, se han instalado todas sus soluciones, convirtiéndose no solo en un banco real de pruebas sino en una "Show Room" abierta a todos los profesionales que desean formarse en este campo.

La vocación de enseñanza de Circutor se ve también reflejada en los webinarios gratuitos que ofrece, con el objetivo de mantenerte al día sobre las últimas novedades en el sector. En estos momentos tiene cinco en marcha, sobre: Eficiencia energética en Industria 4.0; Compensación de la energía reactiva; Cómo realizar una correcta protección diferencial; Nuevas oportunidades para el autoconsumo solar; y Cómo realizar una solución de filtrado de armónicos.



Viene de página 29...

de alimentos en el medio rural, y a cambio, es capaz de generar aproximadamente 60 km diarios de conducción libre de emisiones en promedio anual, que pueden llegar a ser más de 100 km en gran parte de nuestra geografía, aquellos días con ausencia de nubosidad", destaca Pere Soria.

Desde 2014 son miles las plazas de aparcamiento solarizadas y conectadas mediante PVingPark, desde concesionarios de automóviles hasta centros de envasado de hortalizas, pasando por almacenes de logística y supermercados pero donde, seguramente, esta aplicación combinada de autogeneración y recarga toma un sentido especial es el proyecto desarrollado para la Autoridad Metropolitana de Barcelona (AMB) bajo el concepto de *Park & Ride* ubicando fotolineras en aparcamien-

tos cercanos a estaciones de tren y autobús y facilitando así a los usuarios la combinación del transporte público de acceso a zonas céntricas de gran densidad con el uso de sus vehículos eléctricos en las zonas de mayor dispersión en las que residen.

Rizando el rizo, la pérgola fotovoltaica que la AMB ha ubicado en el aparcamiento del polideportivo municipal de la ciudad de Molins de Rey, en el Baix Llobregat, además de estar próxima a la estación de tren de la red de cercanías, ha sido dorada con un equipo bidireccional que permite no solo para la recarga de los vehículos aparcados sino, también, la descarga programada y/o a demanda de éstos para reducir la compra a red del propio polideportivo en horas pico. Algo que hasta ahora parecía una quimera y que entrará en funcionamiento reglado a partir de este mismo verano de la mano de Red Eléctrica de España a través de los llamados "Servicios de Ajuste al sistema".

■ Más información:

→ www.circutor.com

* El protocolo LoRA®* trabaja a menor frecuencia de emisión, 868 MHz, y con información encriptada, permitiendo que cada string box de un parque solar se pueda comunicar de forma unidireccional con su Gateway de referencia, normalmente ubicado en el Centro de Potencia más cercano. De acuerdo con Circutor, estas cualidades hacen de este protocolo el más eficaz para la comunicación de todos los datos diseminados por el parque así como el envío de las alarmas de falla y/o pérdida de rendimiento de forma directa, sin tener que recurrir al uso de repetidores de señal ni de estrategias de reenvío equipo a equipo.



ALMACENAMIENTO

Cómo avanza el almacenamiento

Renovables y almacenamiento. Son las claves del modelo energético que tiene que llevarnos a la descarbonización definitiva. Porque el almacenamiento nos permitirá integrar de manera efectiva altas dosis de energía solar y eólica. El principal obstáculo está ahora en el precio, pero la mayoría de expertos coincide en que bajará de forma constante, en una evolución similar a la experimentada por la fotovoltaica en la última década. ¿Están bajando realmente? ¿A qué ritmo? ¿Cómo puede afectar la crisis del coronavirus? Así están las cosas.

Luis Merino

La Agencia Internacional de Energías Renovables (Irena) ha publicado recientemente diversos análisis en los que muestra la versatilidad del almacenamiento energético para utilizarse en tres frentes: la movilidad eléctrica, las aplicaciones domésticas y a gran escala en la red de distribución.

Irena considera que la aportación a gran escala es fundamental para ayudar a almacenar picos de producción que exceden la cobertura de la demanda. Un escenario que puede darse con relativa frecuencia a medida que crezca la capacidad instalada de eólica y fotovoltaica. Estos sistemas se están desplegando ya, sobre todo, en Alemania, Austra-

lia, Estados Unidos, Japón, Reino Unido y otros países europeos. Uno de los más grandes en términos de capacidad es el proyecto de Tesla de almacenamiento en baterías de iones de litio de 100 MW/129 MWh en el parque eólico de Hornsdale, en Australia. En el estado de Nueva York (EEUU), otro proyecto que utiliza un sistema de baterías de 4 MW/40 MWh ha demostrado que su uso permite al operador reducir en casi 400 horas la congestión en la red eléctrica y ahorrar hasta dos millones de dólares en costes de combustible.

En esta escala de servicios públicos, otra de las aplicaciones del almacenamiento es proporcionar electricidad fiable y más barata

en redes aisladas y a comunidades no conectadas a la red, que de otro modo dependerían de caros y contaminantes combustibles fósiles, como el diésel. Es lo que sucede en nuestros sistemas insulares, tanto en Canarias como en Baleares. Irena recoge algunos ejemplos, en Hawái y en la isla caribeña de Martinica. En Hawái, se han instalado casi 130 MWh de sistemas de almacenamiento en baterías para proporcionar servicios asociados a la generación con solar fotovoltaica y eólica. A escala más pequeña, la producción de una planta solar fotovoltaica en Martinica se apoya en una unidad de almacenamiento de energía de 2 MWh, lo que garantiza que la electricidad se inyecta en la red a un ritmo constante, evitando la necesidad de generación de reserva.

Irena considera que el despliegue de los sistemas de almacenamiento a gran escala en los mercados energéticos se incrementará un 40% cada año hasta 2025. Y que a partir de 2030, las aplicaciones más pequeñas

Acciona puso en marcha, en mayo de 2017, la primera planta híbrida de almacenamiento de electricidad en baterías integrada en un parque eólico conectado a la red en España. Está en Barásoain (Navarra). Se trata de un sistema de baterías de ion-litio, compuesto por dos unidades interconectadas: una batería de potencia (de respuesta rápida) capaz de mantener un suministro de 1 MW de potencia durante 20 minutos; y una batería de energía (de respuesta más lenta y mayor autonomía) capaz de mantener un suministro de 0,7 MW durante 60 minutos



crecerán de manera significativa. Ya lo están haciendo, sobre todo las instalaciones detrás del contador (behind the meter, BTM), gracias al despliegue del vehículo eléctrico y la generación distribuida con autoconsumos. Y, por supuesto, gracias a la caída de costes. En Alemania, por ejemplo, el 40% de las instalaciones fotovoltaicas sobre tejado que se han hecho recientemente incluyen baterías. Australia se propone alcanzar un millón de instalaciones fotovoltaicas con baterías para 2025, cuando en 2017 instaló solo 21.000 sistemas de este tipo. En general, la capacidad total de baterías en aplicaciones estacionarias podría aumentar desde los 11 GWh que se estima existen actualmente, hasta los 180–420 GWh. Una horquilla muy abierta por la dificultad de predecir el ritmo.

Hace unos meses preguntamos a Arturo Andrés, director técnico y de Desarrollo de Negocio de Bet Solar, sobre el precio de las baterías. Concretamente, por qué la mayoría de los clientes que se deciden a instalar un autoconsumo considera que son todavía caras. Y nos decía que “caro es un término relativo. Hace solo unos años hablábamos a lo mejor de 1.400 euros el kilovatio hora; ahora probablemente el precio al cliente final podría estar en el entorno de los 700€ kWh, y se prevé que incluso baje hasta la mitad en los próximos años, hasta 200€. Estoy hablando de baterías de litio en instalaciones aisladas grandes y de autoconsumos con conexión a red. Porque, en ese tipo de instalación, que necesita la energía con más inmediatez, es mucho mejor utilizar batería de litio”.

■ Parón en 2019 e incertidumbre por la crisis del Covid-19

Pero las dudas mandan en el mercado actual. El año pasado se desplegó 1 GWh de almace-

namiento de energía en toda Europa, lo que supone una “importante desaceleración” en comparación con el año anterior, en el que se instalaron más de 1,4 GWh, según se recoge en el último Monitor del Mercado Europeo de Almacenamiento de Energía (EMMES), publicado por la Asociación Europea de Almacenamiento de Energía (EASE). Para 2020, la asociación prevé que el mercado se recuperará.

Las cifras son similares a las de China que, en un momento de ralentización, instaló 855 MWh de almacenamiento en 2019, según datos de la Alianza para el Almacenamiento de Energía en China (China Energy Storage Alliance, CNESA). Pero este dato incluye los almacenamientos mecánicos, físicos y térmicos en sales fundidas, además de los electroquímicos (baterías), tal y como señala la publicación especializada Energy-Storage.news. La capacidad de todos los sistemas de almacenamiento en el gigante asiático supera actualmente los 32,3 GW, lo que supone un 17,6% del total mundial, cifrado en 183,1 GW.

De vuelta a Europa, el citado informe –*European Market Monitor for Energy Storage*–, publicado el pasado 23 de marzo, muestra que la dinámica del mercado de almacenamiento en el continente europeo es compleja. Según la publicación especializada Energy Storage, “más que en el almacenamiento y la posterior inyección de energía desde las baterías, la principal forma de remuneración del almacenamiento a gran escala se encuentra en la prestación de servicios de regulación de frecuencias y otros servicios auxiliares a los operadores de redes. Pero este segmento, en el que los sistemas de baterías están conectados directamente a la red, se ha desacelerado en los principales mercados europeos (Alemania y Reino Unido). La función de control

de frecuencias no es, sin embargo, lo único que pueden hacer las baterías. De hecho, según Corentin Baschet, experto en almacenamiento de la consultora Clean Horizon, se van a abrir muchas nuevas oportunidades, como los mercados secundarios de reserva en Francia, o los mecanismos de equilibrio en el mercado diario e intradiario. En Reino Unido, explica Baschet, ya se está haciendo, y “es cuestión de tiempo que se empiece a hacer lo mismo en el resto de Europa”.

El informe EMMES, elaborado conjuntamente por EASE y Delta-EE, cree que los responsables políticos europeos se han dando cuenta de que el almacenamiento de energía puede aportar valor a una red de descarbonización rápida. Valeska Gottke, de la Asociación Alemana de Almacenamiento de Energía (BVES), apuntaba recientemente que el almacenamiento debe convertirse en el “cuarto pilar de la transición energética”.

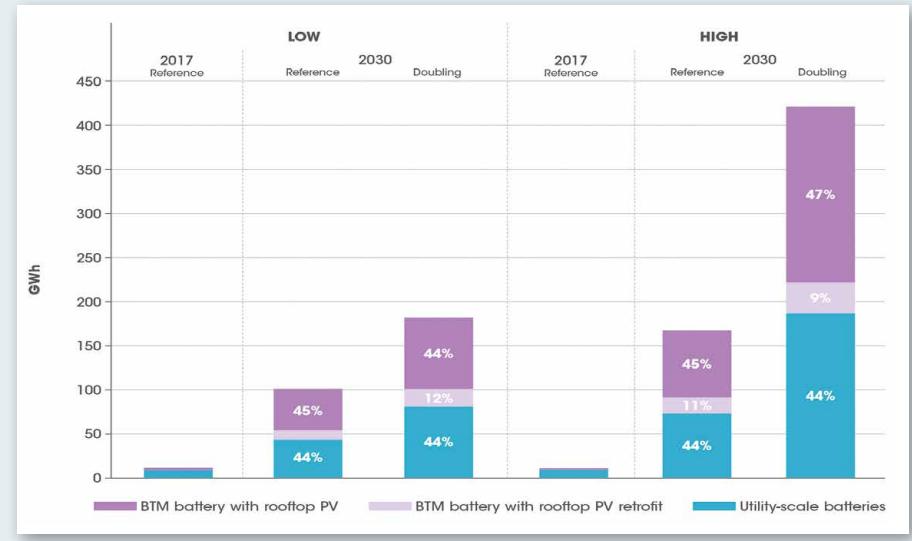
Estos son algunos de los datos más destacados recogidos en el informe EMMES:

- El mercado europeo de almacenamiento de energía se contrajo en 2019 a 1 GWh, con una base instalada acumulada de 3,4 GWh en todos los segmentos.
- En 2019, los saturados mercados de Fondos de Capital Riesgo (FCR) en el Reino Unido y Alemania ralentizaron el crecimiento en el segmento de ‘in front of the meter’ (FTM).
- El segmento de los sectores servicios e industria experimentó una pequeña contracción en los principales mercados. La incertidumbre regulatoria y los largos períodos de recuperación de la inversión están obstaculizando el crecimiento.
- El segmento residencial continúa creciendo de manera constante, impulsado por Alemania, que representó el 76% del mercado anual en 2019.

EASE cree que los datos serán mejores en 2020 y que el futuro del almacenamiento de energía está garantizado, a medida que avanza la transición energética. La asociación señala que los reguladores y los operadores de la red eléctrica reconocen cada vez más el valor que el almacenamiento añade a los sistemas eléctricos. Los consumidores, tanto en el segmento residencial como en servicios e industria, también muestran un creciente interés a medida que los costes de la tecnología disminuyen. Y la industria del almacenamiento sigue innovando.

Además, el paquete de Energía Limpia de la UE ya está abriendo puertas para el almacenamiento, y este proceso se acelerará en los próximos años a medida que se establecen las regulaciones. Como explica Javier García Breva en el análisis que hace en este mismo número, el llamado paquete de invierno “plantea un cambio radical en las prioridades

Irena. Crecimiento Almacenamiento 2017-2030





ALMACENAMIENTO

de la política energética". Y uno de esos cambios estipula que "la gestión de la demanda, la eficiencia energética y el almacenamiento han de tenerse en cuenta antes que la oferta de generación".

■ Las baterías siguen bajando de precio

En junio de 2019 el Laboratorio Nacional de Energías Renovables de Estados Unidos (NREL) hizo público el informe *Cost*

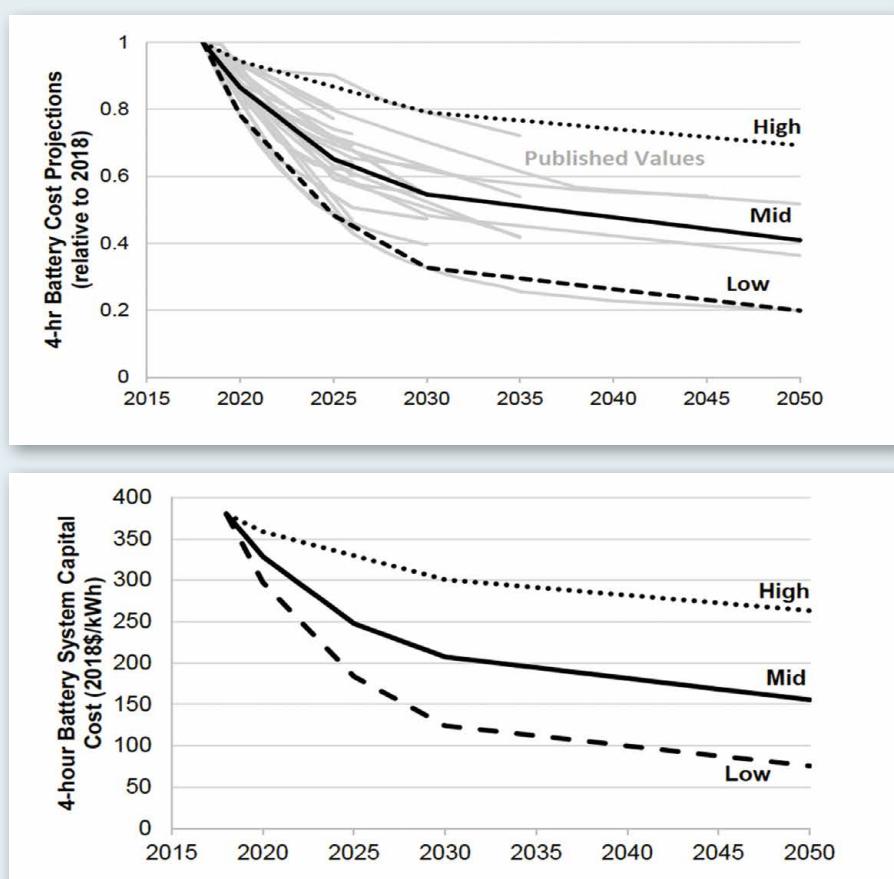
Projections for Utility-Scale Battery Storage (Proyección de costes del almacenamiento en baterías a gran escala). Un trabajo en el que se analiza la evolución de los costes y el rendimiento de baterías de iones de litio a gran escala, centrándose en sistemas que pueden ofrecer 4 horas de autonomía. Esas proyecciones se desarrollan a partir de un análisis de más de 25 publicaciones que consideran estos costes. Todas ellas apuntan a una reducción de costes, pero en diferentes medidas.

A juzgar por las previsiones de BloombergNEF ese descenso de los precios va viento en popa. En un informe publicado el pasado mes de diciembre, la consultora publicaba los datos de una encuesta sobre precios de las baterías. Que estaban por encima de 1.100 dólares por kWh en 2010, y que, tras haber caído un 87% en términos reales había llegado a los 156\$/kWh en 2019. Para 2023, los precios medios estarán cerca de los 100\$/ kWh. Según BNEF, "la reducción experimentada en 2019 se debe al aumento del tamaño de los pedidos, el crecimiento de las ventas de vehículos eléctricos y la penetración continua de baterías de alta densidad. Los nuevos diseños y la caída de los costes de fabricación reducirán los precios en el corto plazo".

La encuesta pronostica que cuando la demanda acumulada supere los 2 TWh en 2024, los precios caerán por debajo de los 100\$/kWh. Ese es el precio estimado para que los vehículos eléctricos comiencen a alcanzar la paridad de precios con los vehículos de combustión. Aunque varía según la región de venta y el segmento de vehículos. James Frith, analista de almacenamiento energético de BNEF y autor del informe, explica que "según nuestras previsiones, para 2030 el mercado de baterías tendrá un valor de 116.000 millones de dólares anuales, sin incluir las inversiones en la cadena de suministro".

El análisis de BNEF revela que ya está en marcha el círculo virtuoso por el cual, a medida que las baterías se abaratan, más sectores se electrifican. Lo que conducirá a una mayor diferenciación en las especificaciones de esas baterías, con aplicaciones comerciales y de alta gama que miren más la vida útil y los ciclos de carga que las continuas bajadas de precios. "Pero para el despliegue masivo del coche eléctrico, el objetivo más crítico seguirá siendo el de conseguir baterías con precios bajos".

NREL. Evolución de costes de las baterías

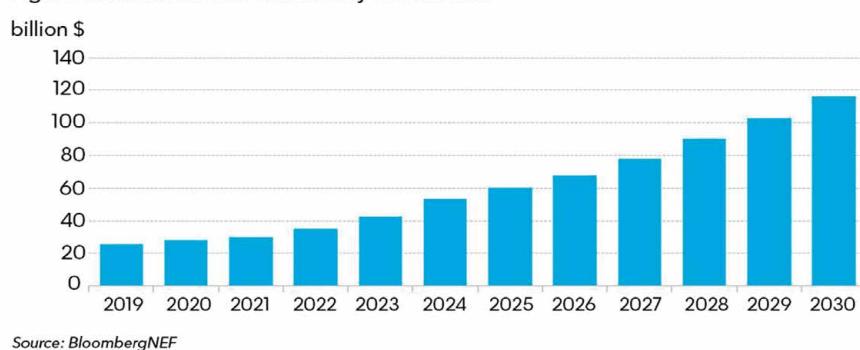


La Figura ES-1 (arriba) muestra la evolución de costes baja, media y alta desarrolladas sobre una base normalizada y partiendo del año 2018.

La Figura ES-2 (debajo) muestra el coste de capital para un sistema de batería de 4 horas basado en esas proyecciones, con precios de almacenamiento de 124 dólares por kilovatio hora, 207\$/kWh y 338\$ en 2030 (costes bajos, medios y altos, respectivamente). Y de 76\$/kWh, 156 y 258 en 2050. También se evalúan los costes variables de operación y mantenimiento de las baterías, su vida útil y la eficiencia.

Bloomberg NEF. Tamaño del mercado anual de baterías de litio

Figure 1: Annual lithium-ion battery market size



Más información:

- www.irena.org
- <https://ease-storage.eu>
- www.nrel.gov
- <https://about.bnef.com/>



BOSCH



Eficiencia por encima de todo

Bombas de calor Supraeco

Frío, calor y agua caliente sanitaria con Aerotermia en un solo producto. Favoreciendo el ahorro energético y protegiendo el medio ambiente de manera natural.





Bornay se lanza al almacenamiento off-grid

Cualquiera que conozca a Bornay sabe bien que la apuesta por la calidad es un sello de la compañía alicantina, pionera en España en el desarrollo de la minieólica y a la que, posteriormente, fue incorporando la solar fotovoltaica y las baterías. Ahora, desde este año, incluye una oferta más: la distribución de las baterías de litio AES de la marca Discover para el territorio español. Unas baterías específicamente diseñadas para las instalaciones de energías renovables aisladas, más eficientes y ecológicas y con una vida útil de 20 años. Perfectas, por tanto, para el autoconsumo.

Pepa Mosquera

Bornay distribuye todos los elementos necesarios para el autoconsumo eléctrico, desde los paneles solares a los inversores, los reguladores o las baterías. Baterías para múltiples usos, además, ya sea para el doméstico como para los sectores de ocio y recreo, náutica, industrial y movilidad. Desde hace unos meses, la oferta se completa con un producto más: la batería de litio Discover Advanced Energy Systems, considerada una opción de almacenamiento “perfecto” para el autoconsumo. “Más eficiente y ecológica, es ideal no solo para instalaciones renovables, sino también para embarcaciones, motores auxiliares o caravanas”, explican desde Bornay. Tiene una vida útil de unos 20 años, carga un 24% más rápido y descarga el 100% de la energía, ahorrando combustible. Instalada en paralelo, tiene una capacidad de almacenamiento máximo de hasta 120 kWh.

■ Lo bueno está en su interior

La diferencia fundamental de las baterías reside en su composición interior. Carolina Hernández, responsable de Comunicación de Bornay,

explica que “mientras que los componentes de las baterías Discover están perfectamente sujetos entre ellos mediante chasis metálicos y tornillos, otras baterías, como las fabricadas en China, tienen sus componentes interiores pegados con cinta aislante, lo que puede provocar que, con el movimiento y el paso del tiempo se despeguen, soltándose los diferentes componentes de su interior”. Las baterías

Discover están fabricadas en Taiwán, “lo que representa un gran valor diferencial respecto a todas las marcas de baterías de litio”, añade.

La robustez de estas baterías también se puede apreciar en las placas electrónicas que se encuentran en su interior, de tal manera que mientras las placas de las Discover AES están conectadas entre sí con los conectores adecuados, en las baterías de litio fabricadas en China están, simplemente, soldadas. Además, las Discover son baterías LiFePO (litio-hierro-fosfato), uno de los tipos de litio más estables –tanto químicamente, como térmicamente– lo que mejora, notablemente, su seguridad, según destacan desde Bornay. Otro punto a su favor es que las baterías con este tipo de litio tienen una capacidad de carga muy rápida y un voltaje de descarga muy constante, lo que influye, directamente, en su durabilidad.

Y luego está su versatilidad: estas baterías pueden conectarse con diferentes marcas de inversores y ser utilizadas en instalaciones de energías renovables de muy diversas características. Y al



estar disponibles en modelos de 24 o 48 voltios, se adaptan a instalaciones de diferentes tamaños.

■ Muy fáciles de instalar

Nos encontramos, además, ante una de las baterías de litio más fáciles de instalar del mercado. "Estas baterías tienen un formato similar a las de monobloc de plomo, es decir, la batería es un bloque muy fácil de instalar, a diferencia de las baterías de litio que vienen en rack y que necesitan un mayor número de conexiones, lo que dificulta la instalación", explica Carolina Hernández.

La recarga es otro aspecto a tener en cuenta. En el caso de las Discover AES, están diseñadas para ser descargadas al 100% de su capacidad, lo que aporta una mayor durabilidad del equipo. La recarga es la más rápida en baterías, a 1C (una vez la capacidad), con respecto al resto de las baterías de litio y las de plomo. Esto implica que cuando se solicita energía a la batería, su respuesta es muy rápida. Por todo ello, su capacidad es totalmente suficiente para poder manejar el consumo eléctrico de una vivienda de tamaño medio durante las 24 horas del día, aseguran desde Bornay. Durante el día, la instalación trabaja con consumo directo y por la noche se utiliza la carga de la batería que se ha almacenado durante las horas de luz. En el caso de que la vivienda sea más grande y tenga un mayor nivel de consumos, las baterías Discover AES también son la solución ideal –añaden– ya que varias unidades se pueden conectar en paralelo.

Un aspecto más que la compañía destaca de este producto es que cuentan con LYNK Communication Gateway, un dispositivo externo que optimiza y administra dinámicamente las configuraciones de carga y descarga de los cargadores y controladores, muestra en tiempo real el estado de la carga de las baterías y mejora el tiempo de recarga de la batería hasta un 25%, lo que brinda una mayor rentabilidad al equipo.

Las baterías Discover AES cuentan con diferentes certificaciones: UN 38.3, para el transporte legal y seguro de baterías de litio; el estándar de seguridad UL 1973 y el UL para 'Baterías de uso en aplicaciones de tren ligero y aplicaciones estacionarias'; la certificación IEC 62133, que garantiza la operación segura de celdas de litio y baterías que contienen electrolitos no ácidos; por último, el certificado CE da fe de que la batería cumple con la directiva EMC de compatibilidad electromagnética.

Bornay es el único instalador en España de la batería de litio Discover y confía tanto en el producto que lo ha validado para utilizarlo con sus propios equipos. "Los especialistas de nuestra área de Ingeniería han dado



En la página de la izquierda, imagen del interior de una batería Discover AES 1-1. Todos sus componentes están sujetos entre ellos mediante chasis metálicos y tornillos. Arriba, aerogenerador Bornay 25.2, apto para múltiples aplicaciones (electrificación rural, bombeo, telecomunicaciones...)



ALMACENAMIENTO



Courtesy of Ezra Auerbach / DragonSun Consulting

AES LiFePO4 ofrecen la capacidad y las potencias requeridas mediante el uso de almacenamiento de energía escalable.

• Granja en la isla Lasqueti, Canadá

Melinda y Ezra Auerbach comenzaron a vivir en una isla, sin red eléctrica, en la década de 1970. Desde entonces, su estilo de vida ha evolucionado, literalmente, del queroseno y las velas al lavavajillas y Wi-Fi. Son pioneros en la industria fotovoltaica. Poseen un sistema eléctrico que está permanentemente actualizado y en constante evolución.

En la granja donde se ubica el sistema hay varios edificios, por lo que Ezra y Melinda decidieron adoptar un enfoque de micro-red acoplada para todo el sistema eléctrico del conjunto. La "red" es atendida por los inversores SMA Sunny Island y Sunny Boy. Hay entradas adicionales de energía solar fotovoltaica, que son administradas por controladores de carga Morningstar, y un generador de respaldo cubre el déficit de energía solar en los meses de invierno, donde el sistema admite una carga diaria de 6 a 10 kWh.

En mayo de 2017, los Auerbach decidieron cambiar sus baterías de plomo ácido de 13 años a baterías de litio, buscando una mejor eficiencia de carga y descarga. Así que reemplazaron las viejas baterías por otras Discover AES LiFePO4. No tardaron mucho tiempo en darse cuenta del aumento de la eficiencia. "En seis meses solo tuvimos que recurrir al generador 90 horas, menos de una hora por día". En años anteriores, el sistema requeriría que el generador funcionara durante 4 a 6 horas cada segundo o tercer día".

■ Hibridación con eólica

Los ejemplos de instalaciones que aparecen en este reportaje no necesitarían, en realidad, de generadores externos si se instalara una turbina eólica que cubriera las necesidades de energía que la fotovoltaica no puede ofrecer a los sistemas. Unas turbinas como la Wind+ de Bornay, que permiten generar energía renovable cuando la fotovoltaica tiene dificultad. Por ejemplo, en días nublados o por las noches. "Cuando no hay sol suele hacer viento por lo que incluir un aerogenerador de 3.000 W en la instalación, la convierte en totalmente autónoma", señala la responsable de comunicación de la compañía.

Además, la monitorización remota permanente del equipo permite realizar operaciones con la máquina, tales como la reducción de la velocidad para disminuir el ruido por las noches o el frenado total de la máquina para protegerla en condiciones climatológicas extremas.

■ Más información:
www.bornay.com



Arriba, imagen de la instalación solar de la familia Auerbach, en la isla Lasqueti (Canadá), que en 2017 se mejoró con baterías Discover (foto sobre estas líneas)

el visto bueno al producto para instalaciones con cualquiera de los productos que distribuye Bornay como inversores o reguladores", subrayan.

■ Dónde se pueden ver

Estas son algunos de los lugares del mundo que están utilizando ya las baterías AES LiFePO4.

• Estación remota de bombeo de agua en Puerto Rico

El agua es un recurso vital para cualquier población. A raíz del huracán María, en Puerto Rico (2017), muchos sistemas remotos de agua fallaron debido a la falta de energía. Ahora, varios sistemas de bombeo y filtración de la isla han sido respaldados con sistemas solares fuera de la red para poder soportar las variaciones del clima, que el calentamiento global hace cada vez más habituales e intensos y que provocarán interrupciones de energía. Desde Bornay indican que varios de los sistemas solares cuentan con el respaldo de una única batería AES, que utiliza la comunicación de red de circuito cerrado LYNK para optimizar la capacidad de carga dinámica de un cargador de inversor y su controlador de carga. Estas comunicación de red, *plug-and-play*, y la instalación directa de un cable de batería, lo mismo que una batería de plomo ácido, hacen que dicha batería sea idónea para ser utilizada en ubicaciones remotas, como ésta.

• Casa frente al mar en Nassau (Bahamas)

La vivienda está ubicada en una zona en la que las interrupciones frecuentes de la red obligan a tener un plan para disponer de energía de respaldo. Cuenta con un sistema solar de clase mini-grid, de 65 kW de potencia trifásica, que permite ofrecer energía a toda la vivienda y cubrir las necesidades de aire acondicionado y calefacción, y alimentar los electrodomésticos de la cocina (de inducción), las bombas de la piscina, así como cualquier otro aparato eléctrico. Las baterías



*Volverá
a salir el Sol*

*Y aquí estaremos
para contar lo*

*Gracias
por tu apoyo*



ALMACENAMIENTO

Proyecto EVA, gestión inteligente de recarga en hogares con autoconsumo

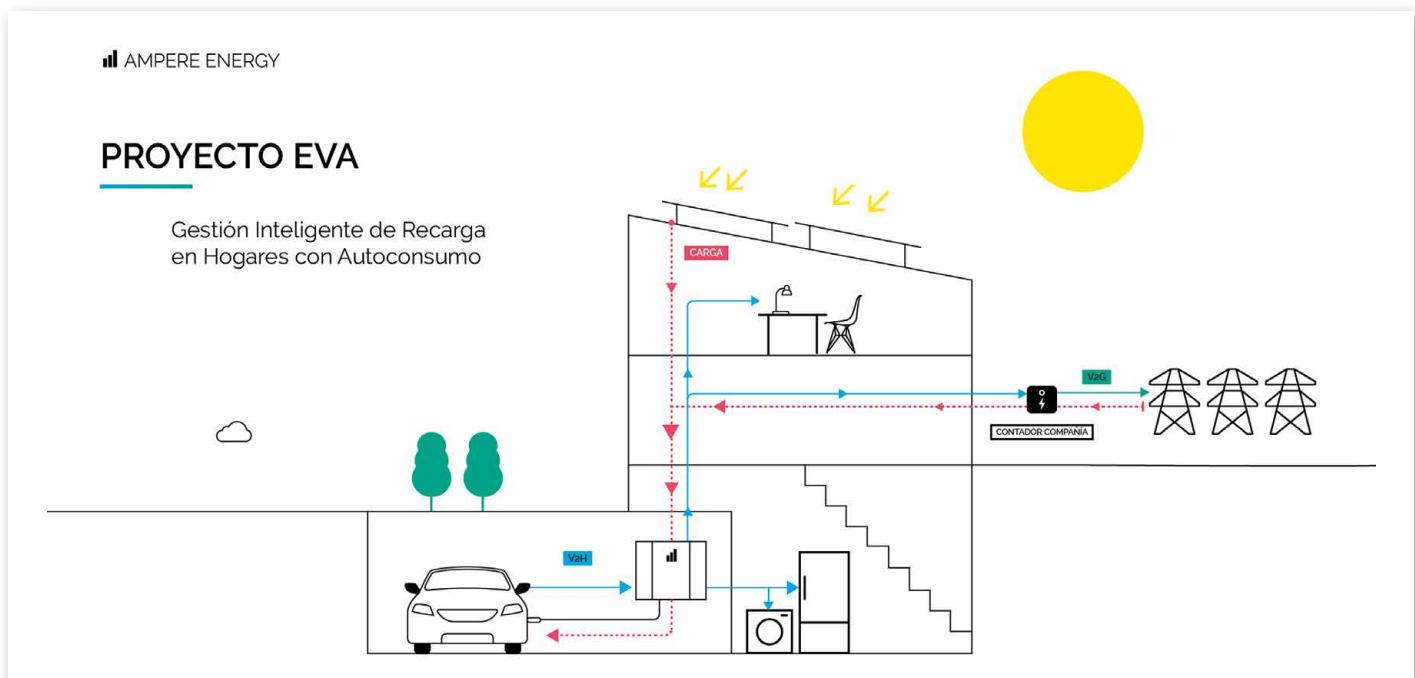
Promovido por la multinacional española Ampere Energy y respaldado por la Agència Valenciana de la Innovació (AVI) en colaboración con el Instituto Tecnológico para la Energía (ITE), el Proyecto EVA, que ya es todo un referente en el campo de las soluciones para la electromovilidad, tiene como objetivo el desarrollo de un nuevo cargador de vehículo eléctrico de uso doméstico que optimice el actual proceso de carga, reduciendo los tiempos y permitiendo, además, la bidireccionalidad o descarga de la batería del vehículo, de forma que el usuario no solo repostará su vehículo más rápido, sino que podrá alimentar su vivienda con la energía almacenada o aportarla a la propia red, lo que en la práctica convierte el parque móvil eléctrico en baterías portátiles.

A. Martínez

La demanda de vehículo eléctrico (VE) está en constante crecimiento, y las previsiones estiman un incremento exponencial en los próximos

años. El aumento del autoconsumo descentralizado y la movilidad eléctrica pueden reducir a niveles mínimos las emisiones de gases de efecto invernadero mejorando la

calidad de vida de todos los ciudadanos, no sólo de los propios usuarios de las instalaciones y VE. Todas estas acciones promueven, de forma directa, una economía más eficiente





te, que aprovecha de una mejor forma los recursos disponibles, aumentando la utilización de energías renovables.

“Por ello, en Ampere Energy –apunta el CEO de la firma, Ignacio Osorio, a quien entrevistamos en las páginas siguientes–, estamos empeñados en impulsar nuestro liderazgo en materia de innovación y desarrollo tecnológico en tres líneas –el autoconsumo, el almacenamiento energético inteligente y la electromovilidad–, y por eso, en ese marco, estamos trabajando actualmente en el desarrollo de un nuevo cargador más rápido que permite que las baterías de los vehículos eléctricos puedan absorber o aportar energía. El resultado es un sistema doméstico de carga rápida para vehículos eléctricos que permitirá devolver a la red la energía almacenada”.

En la actualidad, la carga de vehículos eléctricos se hace habitualmente en corriente alterna. Eso implica que es necesario un convertidor en el interior del VE para transformar la energía que recarga su batería, que solo es capaz de obtenerla y aportarla en corriente continua. Se emplea para ello equipos de grandes dimensiones, pesados y costosos para integrar en un VE, que la industria limita en tamaño y potencia, lo que da lugar a su vez a un mayor tiempo de carga.

El proyecto de Ampere Energy resuelve esta limitación, al integrar el convertidor de corriente en el propio cargador doméstico, al igual que las estaciones de servicio de carga rápida. Pero, además, dotará a este dispositivo de capacidad de gestión y bidireccionalidad en el flujo de energía.

“Las ventajas de estas funcionalidades, que amplían las de otras alternativas exis-

tentes en el mercado, son múltiples”, según explican en Ampere. “En primer lugar, permite la carga del vehículo de forma adaptativa e inteligente para, por ejemplo, ajustar el proceso de repostaje al límite de potencia eléctrica contratada o a la disponibilidad de energías renovables, en el caso de contar con una instalación de autoconsumo”.

Además, el convertidor también será capaz de transferir energía desde el vehículo eléctrico a la vivienda en momentos puntuales, como respuesta a un consumo superior a la potencia contratada o para realizar una gestión de la energía consumida de la forma más óptima posible.

“Esta flexibilidad en la gestión de los flujos de energía no se limita –explican en Ampere– al entorno doméstico, sino que abre la puerta a que un operador de red pueda gestionar los recursos energéticos de estos vehículos para, entre otras acciones, aliviar la congestión durante picos de demanda o absorber la sobreproducción de energía de origen renovable”.

■ Con la contribución del ITE

El proyecto comprende el diseño del cargador, pero también desarrollos en campo del software para integrar este nuevo sistema de carga en las aplicaciones de monitorización y gestión eléctrica de Ampere Energy, con el fin de dotar al usuario de un control total de los flujos de energía de su hogar.

En este ámbito se ubica, precisamente, una de las principales contribuciones del ITE. En concreto, sus técnicos participan en el desarrollo de los algoritmos necesarios para incorporar los cargadores y los propios

vehículos eléctricos en el sistema de gestión integral.

■ Valor añadido para el autoconsumo energético

La carga bidireccional resulta especialmente atractiva para las instalaciones de autoconsumo, ya que el vehículo eléctrico se convierte en una batería para el hogar, que permite, por ejemplo, aprovechar la energía de origen renovable no consumida por la vivienda.

“Esta flexibilidad en la gestión –explican en Ampere– lleva, además, un sensible ahorro económico para el usuario, que puede consumir en hora punta la energía almacenada en su automóvil y recargarlo en horas valle, cuando su coste es inferior”. La batería se puede utilizar, además, como fuente de potencia, lo que abre la puerta a reducir la potencia contratada, con el consiguiente ahorro en el término fijo de la factura.

Los primeros resultados del proyecto se esperan para mediados de año y se completarán a finales de este mismo ejercicio con una nueva versión del dispositivo adaptada a un segundo protocolo de carga. El nuevo cargador será, por tanto, compatible con las tecnologías desarrolladas por los principales fabricantes del sector de la automoción.

El Proyecto EVA de Ampere Energy fue uno de los proyectos seleccionados para participar en la Galería de Innovación de la última edición de Genera, como referente en el campo de soluciones para la electromovilidad.

■ Más información:

→ampere-energy.com/es



ALMACENAMIENTO

Ignacio Osorio

CEO de Ampere Energy

“Queremos ser un referente con nuestras soluciones tecnológicas para la gestión de la transición energética”

Con casi cinco años de recorrido, la multinacional española Ampere Energy, proveedora de soluciones, productos y servicios para la gestión de la transición energética, tanto para el ámbito doméstico como hacia las pymes, avanza a grandes pasos en materia de innovación y desarrollo tecnológico en el sector del autoconsumo, el almacenamiento energético inteligente y la electromovilidad. Su equipo ejecutivo, que atesora una dilatada trayectoria profesional en el sector, está encabezado por Vicente López Ibor-Mayor –presidente y cofundador de Ampere Energy y expresidente y cofundador de la compañía inglesa Lightsource Renewable Energy Ltd., empresa puntera en el desarrollo fotovoltaico a nivel mundial– e Ignacio Osorio, CEO de la compañía. En el último año la entidad ha tenido una frenética actividad expandiendo su negocio en varios mercados europeos y por el mercado latinoamericano. Un suma y sigue en su paso firme hacia la internacionalización, el desarrollo de nuevos productos y soluciones tecnológicas, proyectos de I+D+i e importantes acuerdos de colaboración, que colocan a Ampere Energy en una posición de primer nivel en la transición energética.

■ En el último año grandes multinacionales como Copec y Repsol han entrado a formar parte del accionariado de la compañía. Háblenos de estas alianzas y de lo que suponen para Ampere Energy.

■ Este año ha sido un momento crucial para la compañía, en el que hemos alcanzado grandes acuerdos. La multinacional chilena Copec, una de las principales entidades energéticas del continente americano, ha entrado en nuestro accionariado con el claro compromiso de liderar nuestras soluciones en el continente americano. El acuerdo establece el inicio de actividades en Chile y Colombia, para posteriormente extender a otros países del continente la comercialización de nuestros sistemas de almacenamiento. Es, por tanto, una alianza de gran alcance para nosotros, ya que supone un reconocimiento tanto de la trayectoria de Ampere Energy, como del potencial de sus productos y servicios, e implica un gran refuerzo en la estrategia de internacionalización en la que nos encontramos inmersos, permitiéndonos la expansión en Latinoamérica y en todo el continente americano.

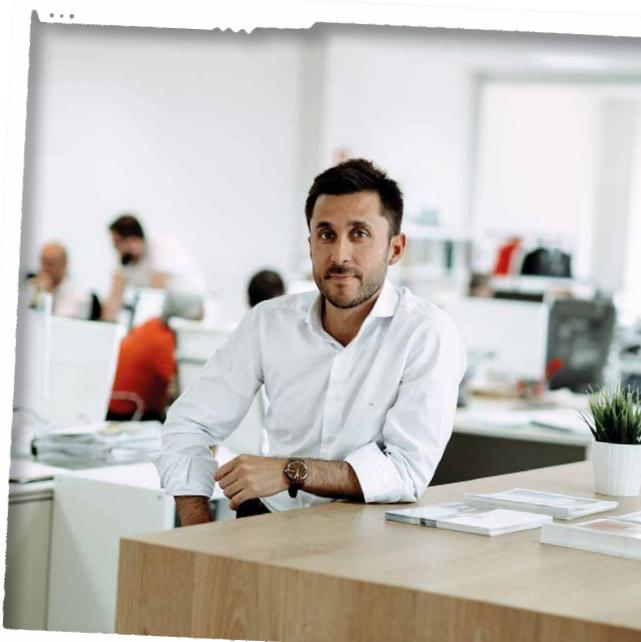
Del mismo modo, la entrada de Repsol en el accionariado de Ampere Energy ha su-

puesto un importante reconocimiento del valor tecnológico de nuestros productos y servicios. Tanto es así que esta inversión se acompaña además de un acuerdo de colaboración tecnológica entre Ampere Energy y el área de tecnología de Repsol –Repsol Technology Lab– en distintos proyectos y en el desarrollo de iniciativas innovadoras en el ámbito del almacenamiento y la gestión de la energía.

Junto a compañías de la talla de Copec y Repsol, queremos seguir ofreciendo las soluciones que la transición energética necesita, donde el almacenamiento y los servicios asociados serán la parte central de este nuevo modelo.

■ Repsol, Copec y ahora, también, Enagás. Junto a la compañía gasista, Ampere va a promover un proyecto pionero para la producción de hidrógeno con energía solar en España.

■ Efectivamente, además de incorporar nuevos accionistas, durante este tiempo hemos encontrado socios estratégicos de primer nivel. Uno de ellos es Enagás, con el que hemos firmado recientemente un acuerdo marco de I+D donde se realizarán una serie de proyec-



tos en torno al hidrógeno y el almacenamiento con baterías eléctricas. Este acuerdo se ha materializado en un primer proyecto piloto que se lleva a cabo en la planta de regasificación de Enagás situada en Cartagena (Murcia), que pasa a disponer de nuevas soluciones de almacenamiento y gestión inteligente de la energía para la producción de hidrógeno. Este proyecto supone también la primera experiencia de inyección de hidrógeno en una red de gas real en España.

Esta alianza se enmarca en la apuesta que mantenemos ambas compañías hacia el desarrollo de nuevas soluciones energéticas en el proceso hacia la descarbonización. Seguiremos trabajando con ellos para desarrollar conjuntamente otros proyectos similares en distintos emplazamientos.

■ En el último año, además han reforzado su equipo de innovación, ¿A qué se debe esta importante apuesta de la compañía?

■ Ampere Energy es una empresa de soluciones, tanto productos como servicios, para la gestión de la transición energética. Con el firme propósito de mantenernos como referente y para seguir impulsando nuestro liderazgo en innovación y desarrollo tecnológico para el sector, hemos apostado por reforzar el equipo de innovación y desarrollo tecnológico con la incorporación de profesionales con una amplia experiencia y que, como nosotros, comparten la ilusión de liderar este nuevo modelo energético por el que venimos apostando desde el principio. Ampere Energy crece y queremos contar con los mejores profesionales del sector.

Uno de nuestros principales fichajes ha sido la incorporación de Ignacio Guerrero –experto en energías renovables, eficiencia energética y mercados eléctricos– como nuevo Chief Technology Officer (CTO). Guerrero es el responsable de la hoja de ruta

tecnológica de la compañía para impulsar, entre otros, proyectos en materia de redes inteligentes de almacenamiento energético a nivel distribuido, como Amperia VPP Platform, la primera Planta Virtual de Energía desarrollada en España.

Hemos participado también en otras iniciativas como el proyecto europeo WiseGRID, ya concluido y cuyo objetivo ha sido lograr una mayor eficiencia, estabilidad y seguridad de la red energética europea. Actualmente estamos inmersos en el proyecto E-Balance Plus, financiado por el Programa Horizonte 2020 de la Unión Europea (H2020), que tiene como objetivo aumentar la flexibilidad energética de las redes de distribución con algoritmos de predicción mejorados, probar nuevos modelos comerciales para aumentar la participación en el mercado, y apoyar a los prosumidores de energía y operadores eléctricos con interfaces de usuario final personalizadas. Por otra parte, pero no menos importante, en colaboración con el Instituto Tecnológico de Energía (ITE), y con el apoyo de la Agència Valenciana de la Innovació (AVI), hemos desarrollado un cargador inteligente que permite la bidireccionalidad de la energía y optimiza el proceso de carga: los automóviles se convierten así en baterías conectadas para alimentar de electricidad al hogar o proporcionar apoyo a la red eléctrica.

Otros retos de la compañía en materia de innovación son también el diseño de soluciones que facilitan a los usuarios el control de la energía, como su App de monitorización MyAmpere, o el diseño de nuevos equipos de almacenamiento de energía.

■ La innovación también es una constante en sus equipos. ¿Cuáles son las últimas innovaciones o nuevos desarrollos de la compañía en esta materia?

■ Una de nuestras últimas novedades son las baterías de la gama PRO, nuestra tercera generación de los modelos Square S y Tower S. La gama PRO incluye un segundo MPPT y un mayor rango de tensión que facilita la instalación al aumentar la flexibilidad de configuración para conectar diferentes *strings* de paneles solares. Esto permite instalar la batería en viviendas con tejados a dos aguas y con espacios más reducidos para la colocación de los paneles. También mejora la potencia a entregar desde la batería, compensando consumos más elevados y permitiendo ahorros mayores. El proceso de instalación de las baterías, además, como en anteriores generaciones, es muy sencillo y rápido, ya que nuestros equipos, todo en uno, incorporan todos los elementos necesarios: inversor bidireccional, baterías y EMS en

un mismo sistema. El equipo viene de fábrica con las conexiones preinstaladas para su montaje, lo que hace aún más fácil su manipulación e instalación.

■ Hablemos de futuro. Las comunidades energéticas locales empiezan a dibujarse en este nuevo panorama y todo apunta a que se harán muy presentes el próximo año. ¿Cuál es su perspectiva?

■ Las comunidades energéticas locales serán (o quizás podemos decir que son ya) la referencia de este nuevo modelo energético. Veremos cómo cobran un gran impulso a partir del primer trimestre del próximo ejercicio. Con la publicación el pasado año del RD 244/2019 y la aprobación, en el mismo, del autoconsumo compartido y en particular del autoconsumo compartido de proximidad, se dio un paso, sin duda, clave para el desarrollo de las comunidades energéticas locales. Es un primer avance que refleja la voluntad política hacia el desarrollo de estas.

Tras este primer paso, el Gobierno sigue avanzando por buen camino, y en ese sentido celebramos también el anuncio reciente por parte del IDAE en el que afirmaban estar

trabajando para modificar, una vez se levante el estado de alarma, los coeficientes de reparto de los excedentes de manera que estos se definan mediante unos coeficientes de reparto hora a hora. Aunque todavía no podemos hablar de un autoconsumo compartido totalmente dinámico, es un avance más. Una vez que estos coeficientes dinámicos se establezcan, estamos convencidos del papel central que tendrán las baterías inteligentes no solo como elementos de optimización de la instalación solar, sino también como plataforma de control de dichos coeficientes y los flujos energéticos asociados entre los distintos participantes. En Amperia, nuestra VPP, hemos diseñado un módulo específico para controlar y gestionar micro-transacciones energéticas entre usuarios, P2P, y/o con el gestor energético.

Otro avance relevante para el desarrollo de las comunidades energéticas locales será la participación futura de la demanda y el almacenamiento en los servicios de ajuste. Recientemente se ha publicado, por parte de REE, la consulta que adapta los procedimientos que lo permiten, lo que es una muy buena noticia. ■





ALMACENAMIENTO

¿Tiene sentido el almacenamiento sin autoconsumo?

Este reportaje comenzó a gestarse hace unos meses, a partir de un intercambio de correos con Juan Ochoa, suscriptor de la revista desde hace años y al que debemos algunas buenas propuestas de temas que hemos tratado en Energías Renovables. En esta ocasión nos pedía indagar sobre la siguiente cuestión: “Tendría sentido comprar unas baterías para cargarlas con energía de la red durante la noche, utilizando la tarifa eléctrica más barata, y emplear esa energía durante el día en vez de la que te llega desde la red?”.

Pepa Mosquera

Una pregunta que, en realidad, genera muchas otras y a las que hemos pedido respuestas a tres expertos: Carlos Montoya, jefe del Departamento Solar del IDAE, Marcos Lafoz, responsable de la Unidad de Sistemas Eléctricos de Potencia del CIEMAT, y AleaSoft, empresa especializada en previsiones de energía

Todos ellos lo tienen clarísimo: actualmente, no tiene sentido económico comprar unas baterías para este propósito. “Aunque

los precios que pagamos por la energía que consumimos dependen de la tarifa que tengamos contratada y varían de unas horas a otras, la diferencia entre las horas más baratas y las más caras no es lo suficientemente amplia como para compensar el desembolso que supondría adquirir unas baterías”, explica Carlos Montoya. Marcos Lafoz incide en la misma idea: “El coste actual de las baterías que se están instalando para sistemas estacionarios está en el entorno de 5-6 céntimos/kWh.

Teniendo en cuenta que la diferencia entre las tarifas más cara (P1 o P2) y más barata (P6), correspondientes al día y noche respectivamente, puede estar cerca de los 4 céntimos/kWh, comprar baterías simplemente para esta aplicación no resulta económicamente viable”. El equipo de AleaSoft remata la respuesta, asegurando que mucho mejor es invertir en consumo eficiente o en autoconsumo.

De acuerdo, la idea no parece razonable, pero el “gusanillo” de la duda aún persiste, así que la siguiente cuestión que planteamos a nuestros asesores es cuánto tiempo se tardaría en amortizar, hoy por hoy, unas baterías para este propósito. Lanzada la pregunta, el jefe del Departamento Solar del IDAE nos dice que para valorar el sentido económico de instalar unas baterías con el fin planteado y estimar el periodo de amortización es necesario analizar estos tres conceptos: 1) la diferencia de precio que pagamos por cada kWh que consumimos, entre el momento más caro y el más barato del día; 2) la energía consumida; y 3) el coste de las baterías. Esa diferencia de precio entre el momento más caro y el más barato viene determinada por la tarifa que tengamos contratada. “Por ejemplo, en 2019 un consumidor doméstico con tarifa 2.0A (sin discriminación horaria) habría visto una diferencia media anual de precio diario de aproximadamente 0,018 céntimos/kWh, mientras que un consumidor doméstico con una tarifa 2.0DHA (con discriminación horaria en 2





periodos) habría visto una diferencia media anual de precio diario de 0,083 €/kWh”, indica Montoya.

El siguiente aspecto a valorar es la energía consumida. En el caso de un consumidor doméstico tipo, este consumo se sitúa en 3.272 kWh al año, de acuerdo con Montoya. “Si consideramos la hipótesis extrema de que podemos comprar toda la energía que consumimos en el momento más barato, acumularla, y consumirla de baterías en el momento más caro, vemos que podríamos ahorrar hasta 58 € al año si tuviéramos una tarifa 2.0A, y 270 € si tuviéramos una tarifa 2.0 DHA, ambos valores con los precios de 2019”. El ahorro, sobre todo en el segundo caso, no está mal. Sin embargo, el tercer elemento de la ecuación –el coste de las baterías– lo echa por tierra. “Teniendo en cuenta que de media al día tenemos un consumo de aproximadamente 9 kWh, y que el coste de una batería de esta capacidad podría estimarse en 500 €/kWh (precio sin contrastar, solo para ejemplo de cálculo), tendríamos un coste de la batería de aproximadamente 4.500 €”, explica Montoya. Así las cosas, “la amortización simple con estas hipótesis sería de, como mínimo, 17 años para el caso de tarifa 2.0 DHA, y muy superior para tarifa 2.0 A”.

Tan rotundos como Montoya son los expertos de AleaSoft: “Con los precios actuales de las baterías domésticas y los volúmenes de consumo típicos de un hogar, la amortización se alargaría seguramente más que la vida útil de la propia batería. Además, hay que tener en cuenta que no solo hay que invertir en las baterías, también hay que invertir en la instalación que hay que realizar, en el espacio que ocupan y las medidas de seguridad. Si a ello añadimos que la diferencia de precios entre la noche y el día puede ser poca, la inversión no sería rentable nunca”.

Marcos Lafoz añade otro aspecto a tener en cuenta: la duración de la propia batería, que a fecha de hoy se sitúa entre los 9 y los 10 años. “Si la batería va combinada con un sistema solar fotovoltaico, el número de años en que se amortiza la inversión es de entre 4 y 5 años. Si no consideramos el sistema fotovoltaico, el periodo de amortización se amplía fácilmente a 9 años puesto que el ingreso de beneficios es bastante menor y el sistema no resulta viable”.

■ ¿Y si las baterías bajan mucho de precio?

Nos queda claro que hoy en día no tendría sentido económico comprar baterías para acumular energía en los momentos más baratos del día y consumirla de las baterías en los momentos más caros. La diferencia de precio en las diferentes horas del día no compensa el desembolso necesario para amortizar la inversión en las baterías. También nos ha quedado claro que otro caso sería la instalación de baterías asociadas a una instalación fotovoltaica de autoconsumo. O, como añade Carlos Montoya, a una gran instalación eólica o fotovoltaica conectada a red. En ese caso sí podría tenerlo.

¿Y más adelante? ¿Seguiría siendo mal negocio nuestra propuesta si el almacenamiento baja mucho de precio? “Con un precio inicial menor, el tiempo de amortización se reduce”,

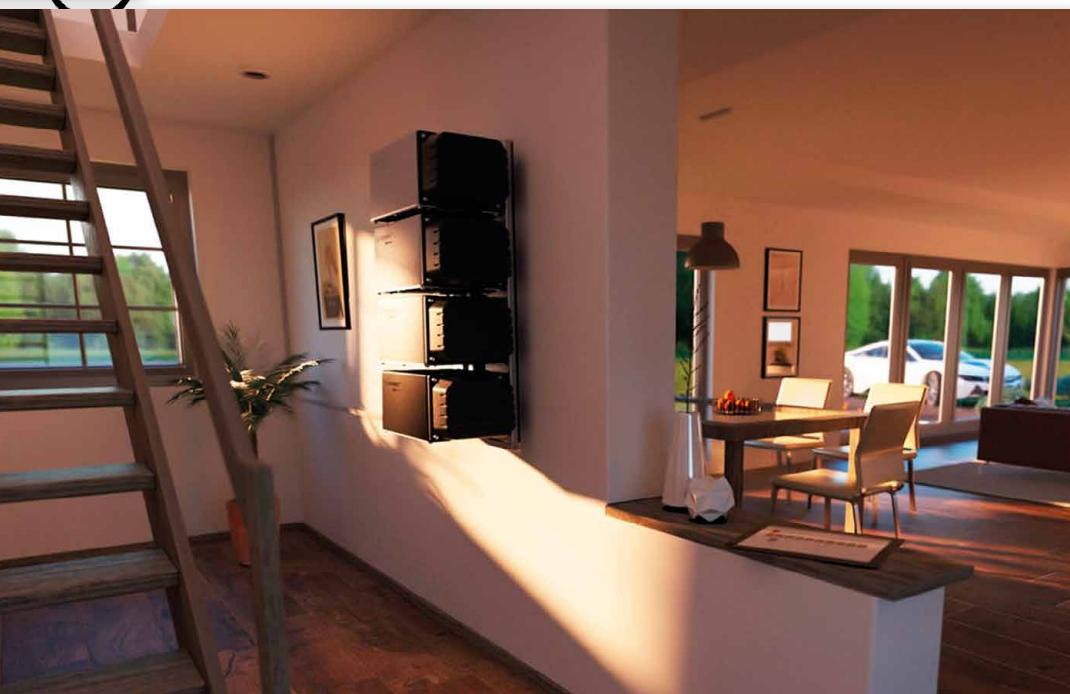
Los sistemas solares de autoconsumo con baterías permiten cubrir los consumos domésticos diarios, tanto diurnos como nocturnos

señalan desde AleaSoft. “Aún así, ese futuro no parece demasiado cercano”, añaden. “Ya hemos visto que la rentabilidad de esta aplicación que estamos comentando se basaría en que la diferencia de precios entre la hora más cara y la hora más barata sea muy amplia, para que mereciera la pena almacenar en la hora barata y no comprar en la cara”, insiste Carlos Montoya. “Y sobre esta cuestión, hay indicios para pensar que, con la creciente penetración fotovoltaica en el sistema eléctrico, los precios de energía en las horas centrales del día irán a la baja, por lo que las diferencias de precios que vemos ahora no serán posiblemente las que veamos en el futuro”.

Marcos Lafoz dice, por su parte, que la mayor reducción de precios en las baterías se ha producido en los últimos años y ve poco probable una bajada tan grande en un futuro cercano. Explica que donde más se está notando esta bajada de precio es en las baterías para los vehículos eléctricos (representan del orden del 70% del total), que suelen usar una tecnología de litio con níquel, manganeso y cobalto (NMC), mientras que la tecnología de baterías más utilizada para las aplicaciones estacionarias suele ser la litio fosfato de hierro



ALMACENAMIENTO



Una de las grandes ventajas del autoconsumo eléctrico solar es que te protege contra la subida de la luz, proporcionando seguridad económica en materia energética



(LiFeP). En estas últimas la reducción de precio no está siendo tan importante.

■ Objetivo: ser lo más eficientes

Aun así, se nos ocurre otra posibilidad: si ya compras la electricidad a una comercializadora verde, ¿no sería ir un paso más allá en eficiencia energética optar por el almacenamiento con la fórmula inicial propuesta? “Si hablamos de la eficiencia energética en un sentido amplio, efectivamente el almacenamiento contribuye a la mejora de la eficiencia del sistema eléctrico. Con la entrada del almacenamiento podremos aplanar las curvas de demanda, evitando los picos que se producen en determinados momentos del día.

Esto nos llevará a un uso más eficiente de los recursos del sistema”, responde Carlos Montoya. “De la misma forma, el almacenamiento nos permitirá que en determinadas horas del día podamos evitar los vertidos que se producirían en escenarios de alta penetración de tecnología solar fotovoltaica o eólica, de manera que la contribución de la producción solar o eólica podría desplazarse hacia otras horas del día”, continua. “Estos efectos positivos del almacenamiento son a medio y largo plazo, en realidad son el futuro para el que estamos trabajando”.

También en Aleasoft creen que la eficiencia energética y la flexibilización de la demanda van a ser algunos de los aspectos

más importantes en la transición energética. “A nivel doméstico, ésta se llevará a cabo a través del cambio de hábitos para trasladar parte de los consumos a horas valle o de precio más bajo, y a través del autoconsumo y el almacenamiento”, argumentan, si bien su opinión es que el almacenamiento siempre es un complemento del autoconsumo. “El almacenamiento directo de la red, a nivel doméstico, no parece que sea una opción viable a medio plazo. Hay que tener en cuenta que la eficiencia de una batería está entre el 80% y 90%. Es decir, usando baterías perdemos una parte de la energía que obtenemos de la red. No obstante, a largo plazo todo es posible”.

Otra cuestión es lo que se está haciendo a escala mayor. El director del Departamento Solar del IDAE explica que existen iniciativas industriales y de *start-up* muy interesantes para instalación de almacenamiento en relación con la estabilidad del sistema y los servicios de ajuste, con agregación y gestión de la demanda, con comunidades de energía, o con autoconsumo colectivo. “Pero no conozco ningún caso en operación de instalación de baterías para acumular en horas baratas y consumir de baterías en horas caras”, insiste.

Marcos Lafoz afirma que “sólo en usuarios con una punta de potencia contratada realmente alta (kW) y poco consumo en términos de energía (kWh) podría resultar interesante” la solución de almacenamiento de energía con baterías planteada en este artículo. Podría ser el caso de puntos de consumo al final de una línea de distribución eléctrica, donde la compañía limita normalmente la potencia máxima suministrada. Un ejemplo de ello, si bien asociado a una instalación fotovoltaica, lo encontramos en una granja de ordeño en Galicia, situada al final de una línea de distribución donde la compañía eléctrica no tiene posibilidad de dar el suministro de la potencia máxima demandada. En este caso concreto, un sistema de almacenamiento de energía, en combinación con un sistema de generación fotovoltaica en el techo de la vaquería, gestiona la energía consumida y consigue puntas mucho más altas de consumo que permiten desarrollar la actividad. Al mismo tiempo, permite beneficiarse de los excedentes de renovable y de



la gestión de la energía durante los distintos períodos tarifarios.

■ El futuro está por escribir

Veremos en el futuro opciones relacionadas con el almacenamiento que ahora nos parecen impensables?

“A lo que nos enfrentamos ahora es a un cambio de paradigma”, responden desde AleaSoft, y recuerdan que ante nosotros está el reto de descarbonizar toda la economía europea en apenas 30 años. “Eso significa que muchos de los consumos que actualmente son de gas o de derivados del petróleo se van a trasladar a la electricidad. Eso representa un aumento de la demanda de electricidad a niveles que ahora mismo son difíciles de concebir. Y este aumento de la demanda no solamente será un reto para la capacidad de producción, también será la respuesta necesaria al aumento de capacidad renovable previsto”. En AleaSoft no tienen la menor duda de que, frente a este gran reto, “surgirán nuevas opciones, propuestas, modelos de negocio, alternativas y tecnologías que nos sorprenderán seguro”.

El experto del CIEMAT cree igualmente que el almacenamiento de energía nos va a traer “tecnologías con mayores densidades de energía, capacidad de ciclado y seguridad”.

Pero eso es futuro. Ciñéndonos a momentos más cercanos, Marcos Lafoz piensa que lo que veremos muy pronto son acciones derivadas de la operación de los sistemas eléctricos y la regulación. Por ejemplo, las denominadas plantas virtuales de potencia. “En estas plantas se dispone de una serie de recursos que pueden ser de generación, de almacenamiento de energía o una combinación de ambos, pero no necesariamente asociados a una planta localizada en un punto concreto –explica–. Podemos tener, por ejemplo, una central de generación eólica en Burgos, un almacenamiento de energía con baterías en Zaragoza y una central hidroeléctrica en Asturias. Sin embargo, actúan como una única entidad legal y operativa de cara al mercado eléctrico. Este ejemplo sencillo puede cobrar una dimensión mucho mayor, puesto que permite que los usuarios o conjunto de ellos que tengan posibilidades de aportar almacenamiento o generación a la red pasen a ser entes activos dentro de la operación del sistema eléctrico”.

Carlos Montoya piensa, igualmente, que el almacenamiento tiene un inmenso potencial de desarrollo con nuevos materiales, tecnologías y aplicaciones, que ahora mismo no alcanzamos a imaginar. “Hoy pensamos sobre todo en baterías, pero hay otras mu-

chas formas de almacenamiento, unas conocidas y otras por desarrollar. Estoy seguro de que veremos formas novedosas, relacionadas tanto con el avance tecnológico como con la evolución normativa”. Y ofrece ejemplos que están al caer, uno de ellos el del agregador independiente. Montoya indica que ya se está trabajando en crear esa figura, consistente en “una empresa que pueda gestionar la batería que tengamos en casa (o incluso nuestra instalación de generación para autoconsumo, o la recarga de nuestro vehículo eléctrico, en función de qué tengamos en casa) de forma inteligente y coordinada con los sistemas de otros particulares o empresas, para ayudar a equilibrar el sistema eléctrico. Eso permite que incluso un pequeño consumidor pueda participar de forma activa en el sistema energético y suponerle una nueva fuente de ingresos”.

Conclusión: a medida que se avanza en la transición energética surgen oportunidades y soluciones, que vienen a resolver cuestiones que la nueva forma de entender el sistema eléctrico está planteando. “En España es clave que nos anticipemos al reto del almacenamiento, porque en el escenario de descarbonización al que nos dirigimos es un mercado que necesariamente tiene que desarrollarse”, remata Carlos Montoya. ■



ALMACENAMIENTO

E

Alexandra Romero

Product Manager de Soluciones para el Vehículo Eléctrico en Schneider Electric

“Si quieres tener resultados, lo primero es empezar por uno mismo”

Luis Merino

En casa del herrero no puede haber cuchillos de palo. Y Schneider Electric se ha propuesto ser una parte clave en la transición hacia la movilidad eléctrica. Así que se han dicho: empecemos por nosotros mismos. ¿Resultado? El pasado mes de febrero la compañía anunció que va a reemplazar sus 14.000 coches de empresa por vehículos eléctricos de aquí a 2030. Porque están convencidos de que el vehículo eléctrico está para quedarse.

■ **La crisis del coronavirus ha traído algunas buenas noticias, como la paralización casi total del transporte en las ciudades, lo que ha provocado una reducción de la contaminación hasta límites históricos. ¿Llegará el día en que podamos desplazarnos sin contaminar?**

■ Con el compromiso de todos los implicados ese día llegará. Las diferentes administraciones públicas han fijado como meta la descarbonización del transporte de pasajeros en 2050 y, para conseguirlo, el vehículo eléctrico será clave. Eso sí, siempre que fabricantes, distribuidores, instaladores, gestores y administraciones públicas estén

alineados para crear una infraestructura eficiente que estimule el uso de estos vehículos. Si queremos acelerar la acogida de la movilidad eléctrica, es vital establecer una red de recarga para vehículos eléctricos en toda España. Un informe de Deloitte indica que necesitaremos aproximadamente 90.000 puntos de recarga de acceso público en 2025 y 145.000 en 2030.

■ **¿Qué argumentos avalan la transición hacia la movilidad eléctrica?**

■ Para reducir en un 40% las emisiones de gases de efecto invernadero tal como quiere la Unión Europea, la transición hacia la movilidad eléctrica es esencial. Es por eso por lo que la UE desea que los fabricantes de coches dispongan de un 25% de cuota mínima de modelos eléctricos e híbridos en su flota para 2025. En el caso de nuestro país, el Gobierno ha fijado el objetivo de que en 2030 exista un parque de aproximadamente 5 millones de coches eléctricos.

Los argumentos para la necesidad de esta transición son obvios. El sector del transporte es, actualmente, el que más energía consume y, si lográsemos pasar a la movilidad eléctrica y utilizar energía de fuentes renovables para cargar dichos vehículos, alcanzaríamos gran-



des ahorros. Un estudio elaborado por el MIT habla de un 60% en el consumo de gasolina y un 30% en las emisiones directas de CO₂.

■ Una pregunta que, probablemente, no es fácil de responder: ¿cuándo se venderán más coches eléctricos que de combustión en España?

■ En el Artículo 39 de la Proposición de Ley sobre Cambio Climático y Transición Energética, se establecen unos objetivos mínimos de venta de vehículos eléctricos. En 2020, el 3% del total de vehículos vendidos deberían ser vehículos eléctricos; en 2025, el 25%; en 2030, ya deberán ser el 70%, y por lo tanto antes de este año ya deberían venderse más coches eléctricos que de combustión. Finalmente, en 2040, el total de vehículos vendidos deberán ser eléctricos.

■ ¿Y qué necesitamos para que esa transición se produzca realmente? ¿Coches eléctricos con más autonomía? ¿Vehículos más baratos? ¿Más puntos de recarga?

■ Es una realidad que los precios elevados de las baterías, la poca autonomía, la infraestructura y la limitada red de recarga existente en nuestro país son frenos para la transición hacia la movilidad eléctrica. El conductor de vehículo eléctrico necesita poder ahorrar costes y contar con baterías que se carguen más deprisa y duren más, pero, además, debe tener a su alcance una red de estaciones de carga eléctrica suficiente. Es necesario mejorar la red de baja tensión para poder gestionar los flujos generados y dotarla de tecnologías inteligentes. Todos los agentes implicados están trabajando en este sentido, pero necesitan del apoyo institucional.

Los instaladores merecen una mención aparte. Es fundamental mejorar la mala comunicación existente en el mercado. Los fabricantes de coches y de puntos de recarga deben comprometerse en formar a los instaladores, ya que solo así, queda garantizado un funcionamiento óptimo. En este sentido, desde Schneider Electric trabajamos codo con codo con los instaladores, no solo para formarlos en lo que respecta a la instalación, sino, también, para darles toda la información que les permitirá conocer hacia dónde se dirige el mercado.

■ ¿Por qué España va más atrasada que otros países europeos en el despliegue del vehículo eléctrico? ¿Las administraciones públicas podrían hacer más?

■ Segundo datos de la Asociación Española de Fabricantes de Automóviles y Camiones (ANFAC), las ventas de vehículos eléctricos en España crecieron un 50% durante 2019. Sin embargo, esta cifra solo representa el 0,98% de las matriculaciones totales registradas dicho año. Esto hace evidente que, en nuestro país, la cuota de coches eléctricos sigue avanzando muy lentamente y que es necesaria la puesta en marcha de planes de ayuda efectivos.

Tal como revela un informe elaborado por BigBank, la escasez de puntos de carga es el principal freno a la hora de comprar vehículos eléctricos en nuestro país. Esta escasez no solo está relacionada estrechamente con el problema de la autonomía de las baterías, sino que no cubre la demanda generada por el incremento en las ventas de estos vehículos. Como ejemplo, en 2018, se registraron casi 15.500 matriculaciones de vehículos eléctricos y más de 5.600 de híbridos enchufables, mientras que el número de puntos de recarga era de 5.209. Claramente insuficiente.

Así, si queremos fomentar la movilidad eléctrica y cumplir con los objetivos medioambientales y regulatorios marcados, necesitamos un



mayor despliegue de la infraestructura de carga pública. Sobre todo, de puntos de carga rápida de 50 kW.

■ Schneider Electric es una compañía global. ¿Qué han visto en otros países que España también debería hacer para avanzar en ese despliegue?

■ En 2018, España se posicionó como el sexto país europeo por número de puntos de recarga para vehículos eléctricos. Sin embargo, los 5.209 puntos que integraban la infraestructura de recarga de nuestro país solo representaban un 3,6% del total instalado en la Unión Europea (según datos de ACEA). Además, con una penetración de apenas el 0,9%, nos quedamos fuera de la lista de los diez estados europeos con mayor cuota de mercado de vehículos eléctricos y muy lejos del 49,1% de Noruega, el 8% de Suecia o el 6,7% de Holanda. En este sentido, como decíamos antes, para acortar distancias, es necesario trabajar en un sistema fiable de carga pública. Además, se debe incrementar el acceso a una infraestructura segura que reduzca costes y fomente la inversión en movilidad eléctrica.

Hemos aprendido de otros países que las ayudas económicas son muy importantes. Sabemos que la inversión de un vehículo eléctrico es alta y cuantas más ayudas se tengan, mejor... Siempre teniendo en



ALMACENAMIENTO



cuenta que el proceso debe ser sencillo y rápido para el usuario final o contar con personas capacitadas para ello.

También vemos que en otros países hay una mejor comunicación y educación del usuario final, para concienciarles en que los vehículos eléctricos son necesarios, así como para que tengan presente todo lo necesario a la hora de comprarlo, cargarlo y contar con una solución escalable. Y es que una instalación que hagas ahora te debe funcionar varios años más. Si no preparas la instalación para ser escalable, tendrás que invertir muchísimo más en breve. Por eso en Schneider Electric hemos creado soluciones pensados en el futuro y en cómo ahorrarles dinero a los usuarios.

■ ¿Qué productos y servicios ofrece Schneider Electric para la movilidad eléctrica?

En Schneider Electric contamos con una amplia variedad de soluciones de extremo a extremo que cubren toda la cadena de valor de la infraestructura de carga de los vehículos eléctricos. Ofrecemos servicio tanto a operadores de flotas, fabricantes de automóviles y

actores del sector Retail, como a espacios de oficinas y particulares que quieren fomentar la adopción de la movilidad eléctrica, asegurando a sus clientes el acceso a instalaciones y sistemas de carga.

Concretamente, nuestra propuesta incluye servicios de consultoría para ayudar a nuestros clientes a elaborar estrategias, planificar, diseñar, instalar y mantener sistemas inteligentes de carga para el vehículo eléctrico; así como administración de energía y microrredes para optimizar el consumo de energía de las unidades de carga; almacenamiento de batería incorporado que optimiza el uso de la red; mantenimiento predictivo, IoT y análisis de datos, entre otros.

■ ¿Qué son las soluciones “de extremo a extremo”?

Las soluciones de extremo a extremo pueden cubrir toda la cadena de valor de la infraestructura de carga de los vehículos eléctricos. Se trata de un servicio dirigido a los operadores de flotas y a los fabricantes de automóviles que buscan fomentar la adopción de este tipo de vehículos, garantizando el acceso a instalaciones y sistemas de carga a sus clientes. Que hayamos optado por cubrir toda la cadena de valor demuestra el potencial que tiene el conjunto del mercado y la importancia de ofrecer soluciones integradas en un todo, *all-in-one*.

■ ¿Por qué Schneider Electric habla de carga inteligente? ¿La recarga del vehículo eléctrico que se hace ahora no lo es?

Cuando hablamos de carga inteligente nos referimos a la capacidad de utilizar los mejores momentos del suministro eléctrico y evitar aquellos en los que se concentra una mayor demanda. Según datos de la consultora Element Energy, seguir esta estrategia permitiría ahorrar más de mil millones de euros a algunos países. En este sentido, soluciones como nuestra estación de carga inteligente para establecimientos públicos y privados EVLink Smart Wallbox podrían ser claves.

■ La compañía anunció el mes pasado que van a reemplazar sus 14.000 vehículos de empresa por vehículos eléctricos de aquí a 2030. ¿Confían entonces en que la movilidad eléctrica no tiene vuelta atrás?

Está claro que, si quieres tener resultados, lo primero es empezar por uno mismo, por eso a nivel global estamos cambiando la flota de coches. Sin duda, el vehículo eléctrico está para quedarse. Las inversiones que todos han realizado (fabricantes, empresas, gobierno) han sido muy importantes, las leyes están cambiando y todos se están adaptando a un futuro “eléctrico”. Schneider Electric no sólo quiere ser parte de este proceso, sino que incluso quiere estar a la vanguardia de ellos, y de allí nuestras actuales soluciones para el sector.

■ Más información:

→ <https://www.se.com/es/es>



¡Suscríbete!

Todas las opciones para poner
Energías Renovables en tu vida

1. SUSCRIPCIÓN ANUAL A LA REVISTA EN PAPEL (10 NÚMEROS)

Cuesta 50 euros (75 para Europa y 100 para el resto de países)
y comienza con el número del mes en curso. Se distribuye
exclusivamente por suscripción y se envía por correo postal.

Esta suscripción incluye también la posibilidad de descargar la revista
en formato PDF y el acceso a todos los contenidos de la página web.

→ *Revista en papel + Revista en PDF + contenidos web: 50 euros*

2. SUSCRIPCIÓN ANUAL AL PDF (10 NÚMEROS)

Cuesta 30 euros al año. Esta suscripción incluye la descarga
de la revista en formato PDF y el acceso a todos los contenidos
de la página web.

→ *Revista en PDF + contenidos web: 30 euros*

3. SUSCRIPCIÓN ANUAL A CONTENIDOS WEB

Cuesta 20 euros al año. Esta suscripción incluye el acceso
a todos los contenidos de la página web.

→ *Contenidos web: 20 euros*

Si quieres suscribirte,
hazlo a través de
nuestra página web:

www.energias-renovables.com





AMÉRICA

El almacenamiento es el próximo desafío de la región

Al igual que está ocurriendo con las distintas tecnologías de las energías renovables que, aunque de manera lenta, van ganando cada vez más posiciones, América –con la excepción de Estados Unidos, en sí mismo una potencia en almacenamiento– ofrece unas posibilidades de crecimiento en este terreno realmente impresionantes. No sólo por una cuestión de natural desarrollo, sino porque la región alberga grandes yacimientos de litio.

Luis Iní



ARGENTINA

Si bien el desarrollo del almacenamiento en el país está todavía en una fase prematura, existen algunos indicios que pueden augurar un futuro interesante, más pensando en ese campo a mediano

y largo plazo. Uno de los factores positivos es que por su disposición geográfica una parte del país, la que comparte límites con Chile y Bolivia, en el noroeste, forma parte del llamado “triángulo del litio”, una zona ubicada en la puna de América del Sur, que se cree

que concentran más del 85 % de las reservas de litio conocidas del planeta.

Según distintos investigadores, se cree que allí se concentran más del 85 % de las reservas mundiales del mineral básico para las baterías de alto rendimiento que se están



transformando en vitales en el mercado del almacenamiento energético.

En ese contexto, aunque no se vea la evolución en gran calibre de industria derivada de esa condición, sí hay proyecto mencionables. Por ejemplo, el proyecto Pueblos Solares que desde 2018 lleva adelante el gobierno de la provincia de Jujuy, un programa que se desarrolla para energizar con fuentes renovables poblados alejados del tendido eléctrico, y que contempla acciones similares en nueve conglomerados urbanos alejados del tendido de distribución eléctrica, y que ya se implementado en cuatro de ellos.

En este marco, la provincia busca desarrollar a 270 kilómetros al noroeste de San Salvador, la capital de la provincia de Jujuy, un proyecto de explotación en el salar Cauchari Olaroz, una de las minas de litio más grandes del país, de una extensión de 300.000 hectáreas y situado a 4.000 metros de altura. Se cree que allí existen reservas por 619 millones de toneladas de mineral con una composición de litio de 0,2 %, lo que significa 1,2 millones de toneladas de litio.

Por su parte, en San Juan se espera la llamada a licitación para la construcción del parque fotovoltaico La Travesía, de 21 MWp de potencia, con almacenamiento en baterías. Se trata de una operación apalancada con un crédito del Banco Interamericano de Desarrollo (BID), a través del Fondo Fiduciario Federal de Infraestructura Regional, y que de resultar exitosa, podría dar pie a proyectos a una segunda etapa de 36 MWp, también con almacenamiento.



BOLIVIA

En el país andino, que debe recordarse vive una crisis política de importancia desde hace varios meses, destaca una instalación que entró en operaciones en noviembre pasado. Ubicada en la comunidad de Puerto Villazon, se trata de una planta fotovoltaica de una potencia instalada de 156,42 kWp, con almacenamiento provisto por baterías de litio con una capacidad de 624 kWh. El proyecto, promovido por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID), provee al poblado, conformado por nueve familias y ubicado en la amazonia boliviana lindante con la frontera brasileña, una cobertura eléctrica total, una diferencia relevante a las 12 horas diarias que eran cubiertas por un equipo diésel.

Así, la ejecución de los trabajos realizados por la Asociación Accidental SIE – TTA – MORA, que se adjudicó la licitación propuesta por el BID, resultó en la instalación de casi medio millar de módulos fotovoltaicos de 330 Wp provistos por Jinko Solar con inversores de red Sunny Tripower de SMA, y un banco de baterías de litio de TESVOLT



con inversores de batería Sunny Island de SMA.

No puede obviarse el Salar de Uyuni, en el antes citado “triángulo del litio”, una reserva que hasta ahora tiene siempre proyectos en cierres –casi nunca concretados– y que algunos han significado como una de las joyas de la corona en los movimientos de idas y vueltas del año pasado.



BRASIL

A finales de 2018 el archipiélago Fernando de Noronha, en el es-

tado de Pernambuco, terminó de instalar un módulo de batería para el almacenamiento de energía fotovoltaica producida en la isla. Se trata de las plantas fotovoltaicas Noronha I y Noronha II de un total de 1 MW de capacidad, responsables de suplir el 20 % de la demanda de electricidad de la isla, al que se le agregó una posibilidad de almacenamiento de 560 kW. Posiblemente

En la página anterior, instalaciones de la Minera Exar en Cauchari Olaroz, Argentina.

Arriba, la planta solar híbrida Puerto Villazón, en Bolivia.

Sobre estas líneas, extracción de litio en el salar de Uyuni, Bolivia

este sea el proyecto más relevante que existe en el gran país sudamericano en el campo del almacenamiento a gran escala.

La reflexión que genera este dato no es menor si se tiene en cuenta que existe en Brasil capacidad instalada fotovoltaica que se acerca a los 4 GW, y sólo en distribuida hay cerca de 200 mil sistemas situados en residencias, tiendas, industrias, productores rurales, edificios públicos y pequeñas parcelas que suman casi 2,5 GW.

Al tener en cuenta el volumen potencial del mercado brasileño –estamos hablando de un país que tiene más de 210 millones de ha-



AMÉRICA



Arriba, la planta solar Noronha I, en Brasil.
Debajo, centro logístico de Rhona, ubicado en Viña del Mar, Chile.

bitantes en un territorio que es 17 veces más grande que el de España— sorprende el tan poco desarrollo de la tecnología.

Desde la Asociación Brasileña de Energía Solar Fotovoltaica (Absolar) achacan esa falta de desarrollo a los altos impuestos aplicados a las baterías, tanto en ventas como en importaciones, y a la falta de estándares técnicos

más maduros. El coordinador del grupo de trabajo de tecnologías de almacenamiento de Absolar, Markus Vlasits, añade otra razón: además de que los impuestos sobre las baterías son altos, hay que tener en cuenta que “hay miles de millones en subsidios públicos para plantas termoeléctricas en la Región Norte”.

Pero el enorme potencial del sector aliena al mismo tiempo la acción de pioneros, como el de BYD Brasil, una subsidiaria del grupo chino que tiene planeado la pronta inauguración de una nueva fábrica de baterías en el Polo Industrial de Manaus.



CHILE

Desde la Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento (ACERA) sostienen que si bien se han realizado progresos en implementar regulaciones que permitan el desarrollo del almacenamiento con baterías, aún falta mayor trabajo legislativo para que se pueda absorber el auge esperado que habrá de su uso. Se acepta, sí, que el almacenamiento se ha dejado de tratar como un servicio complementario brindado por una generadora, no directamente relacionado con la inyección de energía.

Un dato importante es que está desarrollándose el llamado Centro de Transición Energética y Materiales Avanzados para el desarrollo del Litio, localizado en la región de Antofagasta, en el norte del país. Se trata de la misma región en donde se encuentra el salar de Atacama, el mayor depósito salino de Chile y que forma parte del ya mencionado “triángulo del litio”.

A día de hoy, si bien hay varios proyectos en desarrollo, el más relevante en operaciones es el que Engie Energía Chile ha puesto en marcha en marzo del año pasado, un sistema de almacenamiento mediante baterías de iones de litio de 2 MWh, instalado por NEC Energy Solutions, en una subestación eléctrica de Engie ubicada en la región de Arica. Según se asegura desde NEC Energy Solutions, este es el tercer proyecto que realiza en el país desde 2009, en donde ha instalado 34 MW de soluciones de almacenamiento de energía de la red en ese país.

Otro proyecto activo desde al año pasado es el que la alemana Grammer Solar realizó para el centro logístico ubicado en Viña del Mar del fabricante de equipamientos Eléctricos Rhona. Realizada bajo el auspicio de la Agencia Alemana de Energía, la planta tiene una potencia de 104 kWp a partir de módulos de Heckert Solar y una capacidad de almacenamiento a partir de baterías de litio de 26 kWh.



ECUADOR

Lo más relevante del almacenamiento del país sudamericano tiene que ver con el archipiélago de las Galápagos. Como dato relevante, debe tenerse en cuenta la particularidad de su biodiversidad, que busca preservarse mediante el despliegue de las renovables.

En la actualidad, hay allí en construcción tres proyectos que aúnán energía solar y almacenamiento. Uno se sitúa la isla de San Cristóbal, la segunda más habitada del complejo solar (8.000 habitantes), con una planta fotovoltaica de 1 MWp de potencia y baterías con 2,2 MWh de capacidad. Se



Arriba, planta híbrida en la isla Isabela, en Galápagos, Ecuador, con 84 módulos de almacenamiento.

Debajo, Aura Solar III en Baja California, México, con un sistema de almacenamiento de 10.5-5.6 MW-MWh

espera que entre en operaciones en diciembre del 2020.

Otro desarrollo, el proyecto fotovoltaico Conolophus, en el que como en el anterior participa el gobierno de Corea, se localizará en la isla de Santa Cruz (15.000 habitantes), y para el cual el gobierno ha lanzado una licitación, para la que se considera una potencia instalada de 14,8 MWp y un almacenamiento en baterías de 40,9 MWh.

Finalmente, el tercero, en la isla de Isabela (2.200 habitantes), es desarrollado por Siemens, y propone un parque de energía solar de 952 kW compuesto, un sistema de generación de biodiésel de 1.625 kW y un sistema de almacenamiento de baterías de 660 kW.



MÉXICO

Sólo basta ver que el tema del almacenamiento era el principal a debatir en el foro Solar Power México, que se debería haber celebrado del 24 al 26 de marzo en la capital mexicana (y que debido a la pandemia de coronavirus se ha posergado para noviembre próximo), para percatarse de que esta es una de las cuestiones que están en el centro de la atención en el sector.

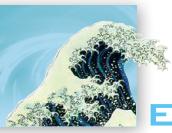


Del interés de su potencialidad es un ejemplo el acuerdo realizado en marzo del año pasado entre la productora china de baterías BYD y la financiadora y comercializadora mexicana de proyectos fotovoltaicos Pireos Capital, para desplegar 100 MWh en sistemas de almacenamiento de energía, tanto para aplicaciones de servicios públicos como para uso comercial e industrial y para instalaciones residenciales.

Incluso debería agregarse, para dar aún más contexto, el tema de la explotación de

lito. De hecho, en el estado de Sonora se está desarrollando una explotación de litio que tiene fecha de inicio de operaciones en 2022.

En lo que se refiere a proyectos de almacenamiento concretos, puede citarse la planta Aura Solar III, ubicada en Baja California Sur, con una potencia de 32 MWp y un sistema de almacenamiento de batería de iones de litio de 7 MWh, en marcha desde mayo del año pasado, y presentada como la primera a gran escala en Latinoamérica. ■



Las renovables españolas que quieren hacerse a la mar

«Documento Estratégico Energías Renovables Marinas. Recomendaciones para una estrategia de país». Ese es el título del informe que está ultimando la sección Marina de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Marina), un informe (que será publicado probablemente tras el verano) que radiografía el sector nacional de las energías oceánicas y del que ya publicamos un adelanto en exclusiva el mes pasado. En esa primera entrega de la serie presentamos, de la mano de APPA, a media docena de los actores clave del sector. En esta segunda pieza continuamos con nuestro repaso y entrevistamos además al presidente de APPA Marina. Así suenan las energías del mar.

Antonio Barrero F.

■ BiMEP

La plataforma vasca de ensayos marinos BiMEP (Biscay Marine Energy Platform) es una infraestructura (que fue financiada por los gobiernos vasco y español) originalmente ideada para probar prototipos de captadores de energías marinas. Se encuentra en mar abierto, situada frente a la costa de Bizkaia, y cuenta con cuatro cables submarinos conectados a tierra que sirven para que la industria pueda ensayar *in situ*, en condiciones reales, sus prototipos (la zona marina de ensayos tiene 5,2 kilómetros cuadrados, su punto más cercano a la costa se sitúa a 1.700 metros, y está balizada con siete boyas que señalan el área restringida al tráfico marítimo). BiMEP ha obtenido recientemente además todos los

permisos necesarios para llevar a cabo también ensayos de aerogeneradores marinos flotantes. La vasca Saitec ya ha anunciado que va a instalar en BiMEP, en los próximos meses, su prototipo DemoSATH (una plataforma flotante sobre la que colocará un aerogenerador de dos megavatios). Es el principio para la eólica marina (los comienzos para la undimotriz se remontan a 2016, cuando, poco después de inaugurada BiMEP, llegó el prototipo de aprovechamiento de las olas Marmok A-5, que ha soportado allí varios inviernos y es ahora mismo uno de los dispositivos –en su género– en fase más avanzada de desarrollo). A Marmok, que fue desarrollado por la vasca Oceantec, le ha seguido los pasos Arrecife, otro dispositivo flotante para aprovechamiento de la energía de las olas, que también ha desarrollado una empresa vasca y que llegó a BiMEP hace solo unas semanas.

Pero, aparte de una zona de ensayos casi única en el mundo, BiMEP tiene otra joya. Se trata de la central de aprovechamiento de la energía de las olas de Mutriku, que fue promovida por el Ente Vasco de la Energía (EVE), opera desde el año 2011 y acaba de entrar a formar parte del entramado BiMEP. La central se encuentra en el dique de abrigo que protege la boca del puerto de Mutriku, y es la instalación undimotriz que más tiempo lleva funcionando ininterrumpidamente, la que más electricidad ha producido y la que más horas de funcionamiento acu-

mula en todo el mundo. En fin, un referente de las energías marinas a escala global (toda la electricidad que generan las turbinas que están empotradas en el dique de Mutriku es vertida directamente a la red general de distribución).

La apuesta vasca por las renovables marinas en todo caso continúa. El EVE –explican desde APPA Marina– ha vuelto a lanzar su convocatoria de ayudas “para la demostración y validación de dispositivos de energías marinas, más concretamente: convertidores de olas, plataformas flotantes para aerogeneradores marinos y equipos auxiliares asociados”. Y, efectivamente, el Gobierno de Euskadi anunció el pasado mes de enero que va a destinar a este fin un total de dos millones y medio de euros a lo largo de tres ejercicios: medio millón de euros en 2020, un millón en 2021 y otro más en 2022.

■ LifeDemoWave

En Galicia hunde sus raíces el proyecto DemoWave, que ha sido desarrollado por un consorcio integrado por las empresas (todas gallegas) Quantum Innovative, Grupo Josmar, Hércules Control y ACSM, la fundación pública Cetmar y tres grupos de investigación de la Universidad de Vigo. El proyecto (desarrollo de una especie de boya flotante capaz de generar electricidad aprovechando la energía de las olas) surgió en 2015, logró financiación

Sigue en página 59...



E

Francisco García Lorenzo

Presidente de la sección Marina de la Asociación de Empresas de Energías Renovables de España (APPA Marina)

“El Gobierno tiene que ponerle ya una tarifa a las energías marinas”

Francisco García Lorenzo salió de su León natal a los 18; hizo ingeniería en Madrid, en la Universidad Pontificia de Comillas; recaló brevemente en el IDAE, “donde tuve la oportunidad de participar en el Santoña Wave Energy Project, SWEP” (a principios de siglo); viajó luego a Massachusetts (recaló en el MIT); regresó luego a la península, y, en 2014, montó su empresa (Wedge Global) de aprovechamiento de la energía de las olas. García Lorenzo es hoy presidente de la sección Marina de la Asociación de Empresas de Energías Renovables de España (APPA Marina). Lo es... en un momento clave. Aquí está el por qué.

Antonio Barrero F.

■ **Como presidente de APPA Marina, es usted miembro del consejo de dirección de la Ocean Energy Europe, la asociación europea que promueve el desarrollo de estas tecnologías. ¿Qué peso tiene el sector español de las energías renovables marinas en el concierto europeo?**

■ Tecnológicamente tenemos un peso considerable, porque tenemos muy buenas empresas, tenemos materia gris, tenemos muy buenas cabezas y tenemos además centros de referencia (centros de investigación y ensayo) de primerísimo nivel; yo diría que excelentes. Sin embargo, durante los últimos años, cada cual –empresas, universidades, centros tecnológicos– ha ido haciendo la guerra un poco por su cuenta y ese peso del que hablaba al principio ha quedado un poco diluido.

■ **¿No ha habido buena sintonía entre unos y otros actores?**

■ Todo lo contrario. Sí que la ha habido. Lo que ha ocurrido es que no ha habido una estrategia de país detrás de todo ello, una estrategia de país que impulsara el desarrollo de las energías renovables marinas bajo una única marca, o con un único objetivo a nivel de país. Y eso nos ha penalizado. Y no estoy hablando tanto de dinero, como de –insisto– estrategia. El problema de fondo ha sido que no hemos tenido un horizonte: no hemos dicho “vamos a hacer esto”; o “queremos llegar aquí, y estos son nuestros tecnólogos, y vamos a apostar por ellos, y por rentabilizar –como país– todos estos recursos, y por rentabilizar

nuestras infraestructuras, que nos pueden posicionar y constituyen una ventaja industrial...”. Ese ha sido el problema: que no ha habido una estrategia.

■ **Entiendo que de ahí viene entonces el proyecto en el que APPA Marina está embarcada ahora, el que han denominado «Documento Estratégico Energías Renovables Marinas. Recomendaciones para una estrategia de país», un documento que su sección está ultimando y en el que plantea una serie de propuestas. ¿Es así?**

■ Correcto. Lo que nos gustaría es tratar de aportar nuestra perspectiva, y que ella sirva para hacer reflexionar. Lo que pretendemos es involucrar aún más a los que ya están implicados; y queremos además que los actores del sector que aún no están [en APPA Marina] se unan; y queremos, muy especialmente, proporcionar información a los grandes decisores, a los agentes que toman las grandes decisiones en materia energética, para que sepan de nosotros, para que conozcan estas tecnologías.

■ **Bien, ahora entraremos en todo ello, en los objetivos que se plantea APPA Marina con este documento, pero, antes, una reflexión/balance sobre los seis años que lleva al frente de la sección Marina de APPA. Le pido un balance porque, a lo largo de ese breve lapso, ha habido aquí gobiernos de todo tipo:**

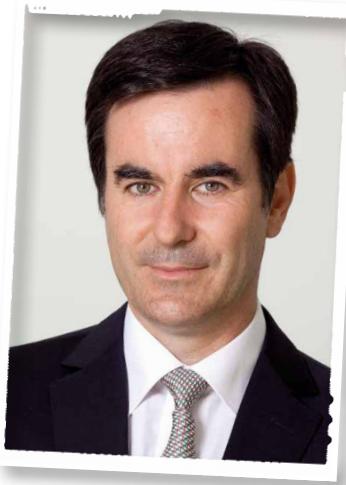
con mayorías absolutas, en minoría, en funciones, de coalición... ¿Ha habido también muchas diferencias entre unos y otros en lo que se refiere al tratamiento que han dispensado al sector que usted representa?

■ En este sector tenemos que interactuar con dos tipos de interlocutores, o dos tipos de agentes, a nivel Gobierno. Uno es el energético, y nosotros tenemos un peso muy limitado, porque hay otras tecnologías renovables (eólica, fotovoltaica), y no renovables (las convencionales), que tienen un peso muy grande. Y luego está el área de desarrollo tecnológico-industrial, la parte de la I+D+i [investigación, desarrollo e innovación] y la parte industrial, que ahora están separadas.

Nosotros siempre hemos tratado de hablar con los interlocutores de la I+D+i de este país. Y... por mucho que queramos obviarlos... los números cantan: España, desde el año 2008, ha reducido de forma sistemática, con un gobierno u otro, su contribución económica a la I+D+i. Hablo de porcentajes de PIB. La aportación máxima a la I+D+i ha sido del 1,5%, y eso fue en torno a los años 2008-2009. Desde entonces, esa aportación ha caído sistemáticamente, o, en el mejor de los casos, se ha mantenido plana. O sea, que estamos hablando de menos del 1,5% cuando en Europa la media está en el 2,3; y en los países punteros, en torno al 3% del PIB.

Bueno, pues ya tenemos el balance. Uno: no ha habido estrategia de país, como decía al principio; y dos: no se le han dedicado a estas tecnologías los recursos (en materia de I+D+i) que necesitábamos y necesitamos.

Así que ha podido haber una mayor o menor querencia por estas tecnologías, una mayor o menor afinidad, en un gobierno u otro, pero lo que necesitamos son realidades respecto de tecnologías emergentes como lo son las nuestras. Y lo que necesitamos es que se demuestren esas afinidades con números y con esfuerzos presupuestarios. No digo sacar dinero de donde no lo hay. Digo que, con el dinero que se tiene, hay que decidir si se quiere apostar por esto, o no se quiere apostar por esto.





ENERGÍAS DEL MAR

■ ¿Y se quiere... o no?

Pues... no diré que la I+D está en caída libre en nuestro país pero... sí que destacaría que estamos en una situación delicada. Vamos a ver: aquí ha habido un problema serio, y es que, en 2010, 2011, 2012, cuando estaba todo como estaba, en lo peor de la crisis... todos los fondos que había para I+D+i de repente se cortaron. Nos dijeron que la inversión se mantenía, pero en realidad lo que se estaba haciendo era... convertir subvenciones... en préstamos. Y claro, la I+D con préstamo no es lo mismo que la I+D con subvención. ¿Y qué ha ocurrido? Pues que muchas empresas han tenido que asumir durante los últimos cinco años el pago del préstamo de I+D que asumieron entonces. Porque entonces... o lo asumías o cerrabas. ¿Y qué está ocurriendo ahora? Pues que muchas de ellas están cerrando por ese motivo. Y esto el Ministerio lo sabe. Porque se lo hemos contado y son conscientes. ¿Qué proponemos? Que la Administración articule las medidas necesarias para evitar esos cierres, como ha hecho con otros sectores, con otras empresas, que se han encontrado en la misma tesitura, como el biotecnológico. Consideramos, para empezar, que hay que financiar como es debido la I+D+i, pero, en lo que a esto específicamente se refiere, creemos que lo que habría que hacer es rescatar, o flexibilizar las condiciones, de modo que se permita a estas empresas salir adelante sin tener que cerrar antes de acabar los proyectos.

■ ¿Y la empresa privada? ¿Tampoco está apostando como es debido por la I+D+i?

Pues eso es algo que nos ha dejado muy sorprendidos. Porque, en efecto, las grandes compañías de nuestro país no están apostando de manera estratégica por la I+D+i a largo plazo (y cuando hablo de largo plazo hable de diez años, no de tres o cuatro). Es como si los cambios gubernamentales hubieran afectado también, de manera significativa, a las grandes empresas. Hay otras culturas en el mundo en las que las empresas privadas lideran la I+D+i. No es el caso de España. Y menos aún cuando hablamos de investigación y desarrollo en tecnologías que se llaman pesadas, con mucha carga económica, que requieren plazos largos e inversiones de riesgo. Ahí sí que hemos visto que ha habido bastante "para y arranca, para y arranca". Y estamos seguros de que las compañías podrían tener una visión de la I+D+i al margen de la gubernamental.

■ ¿Y no la tienen?

Mire, comparemos el sector energético con el farmacéutico: Sanofi, Roche, Pfizer... Grandes monstruos que invierten cantidades

extraordinarias de capital a riesgo en moléculas que están en desarrollo, y que van a tardar en ver el mercado con suerte al menos quince años. Entre otras cosas porque así lo determina la regulación, que establece muchas cautelas para llevar una molécula al mercado, como es lógico. ¿Qué ocurre? Pues que entre las farmacéuticas existe una competencia muy elevada. Y si no apuestan hoy por esa molécula, no diré que en quince años se habrán ido a la quiebra, pero sí que probablemente se encontrarán en una situación de desventaja con la competencia.

En el sector energético sin embargo hay tendencia a los oligopólios, o... monopolios regionales sería más preciso. El mercado español está distribuido en zonas: la Zona Iberdrola, la Zona Viesgo, la Zona Unión Fenosa, que ahora es Naturgy... Estamos ante monopolios regionales, con mercados y con clientes cautivos... Porque es verdad que hay una cierta competencia en el segmento de la Comercialización, pero también es verdad que... al final... hay segmentos de la estructura del sector eléctrico... que son monopolios, segmentos en los que una compañía tradicional tiene una posición muy sólida, francamente cómoda. Y esa compañía no tiene ninguna necesidad, o no ve ningún incentivo especial, en asumir riesgo tecnológico alguno. Mi conclusión es esa: la falta de presión competitiva en el sector energético hace que las apuestas por la I+D+i, y especialmente las apuestas de riesgo, sean francamente bajas. La falta de visión en materia de I+D+i por parte de las grandes compañías en España no es en todo caso algo excepcional, ni mucho menos. Esto pasa en muchos otros países también.

■ Bien, hasta ahora hemos hablado de las barreras a las que se enfrenta el sector, de las debilidades. ¿Cuáles son sus fortalezas?

Yo diría que tres. En primer lugar somos un país que ha sabido alcanzar con éxito un desarrollo tecnológico y comercial de las renovables significativo. Y esto ha pasado con varias tecnologías desde el año 2000 hasta la actualidad. Es cierto que ha habido errores –legislativos, de desarrollos históricos–, pero de lo que no cabe duda es de que hemos experimentado, insisto, un desarrollo tecnológico y comercial significativo. Por otro lado, yo destacaría las capacidades tecnológicas que tenemos. Tenemos centros de investigación de excelente nivel internacional en este ámbito. Hablo de tanques de ensayo, hablo de áreas para la realización de pruebas en mar abierto, y hablo de centros de investigación. Está Cener, está Plocan, está Bimep, está el IHC, está el canal de ensayos de El Pardo, y todos ellos y otros tantos son centros de investigación de

referencia internacional en el mundo de la tecnología y de la I+D.

Y, en tercer lugar, somos también muy afortunados por los 8.000 kilómetros de costa que tenemos. Pero, sobre todo, por la experiencia naval que hemos ido acumulando a lo largo de los siglos... España es un país que, históricamente, ha mirado al mar. Y ahí me gustaría recalcar algo que no se suele comentar. Junto a Japón, somos el país que más pesado per capita consume del mundo, lo cual dice mucho de España, de cómo ha mirado al mar siempre a lo largo de la historia. Hay muchos países en los que, aunque viven rodeados de mar, el consumo de pescado es poco significativo. Y lo es porque no viven mirando al mar, como hemos hecho siempre nosotros. Y en eso también creo que tenemos una ventaja y, por esos tres motivos, estoy convencido de que nos encontramos ante una gran ventana de oportunidad, la que nos abren las energías marinas.

■ El Gobierno acaba de enviar a Bruselas su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021-2030, un plan que mira a diez años vista y que incluye objetivos para las diferentes tecnologías: 20.000 megavatios de nueva potencia eólica a instalar de aquí a 2030, otros tantos de fotovoltaica; 5.000 de termosolar. Las energías oceánicas son contempladas en ese plan, pero el Gobierno no especifica demasiado su aportación. Apela a ellas bajo el epígrafe Otras energías y habla de dos objetivos: 40 megavatios en 2025 y 80 en 2030. ¿Algún comentario?

Es importante que haya objetivos. Pero más importante aún es estar ahí, que las tecnologías aparezcan, y que el Plan mencione la eólica marina, la energía de las olas, las corrientes. Que el objetivo sea cinco, veinte o cien es menos importante. Lo verdaderamente sustancial es que hablemos cada año, o cada seis meses, y que veamos cómo van las cosas. Ahora mismo hay oportunidades. En el segundo semestre de este año, si la cosa no cambia por esta pandemia, la Comisión tiene previsto lanzar la convocatoria del Innovation Fund. Este fondo ha sido diseñado para impulsar el desarrollo de parques comerciales de tecnologías que no tienen acceso a otras fuentes de financiación. Por ejemplo, parques de tecnologías emergentes, como las marinas. Es un mecanismo nuevo, que la Comisión Europea quiere estrenar en el segundo semestre de este año. Un aspecto importante para la Comisión Europea, quizás el más importante, es el relativo a la tecnología, a los equipos, a la madurez de cada propuesta. Pero el otro sostén es que exista un marco retributivo claro durante un período determinado para ese

parque concreto. Porque lo que hace falta es que haya medidas concretas, específicas, en cada momento.

■ Y APPA Marina quiere jugar en esa liga, o sea, que quiere acceder al Innovation Fund...

■ Sí, y ello podría ser más fácil para el sector si somos capaces de alinear a los tecnólogos –a las buenas empresas, la materia gris, a las buenas cabezas de las que hablaba al principio– en el marco de una estrategia de país. Si lo logramos, seremos capaces de levantar muchos fondos europeos, porque hay muy buena materia prima aquí, muy buena. Me preguntaba casi al principio sobre los objetivos que se plantea APPA Marina con el documento de Estrategia País. Bueno, pues lo que pretendemos es animar a que haya una interlocución constante y unos objetivos en revisión, vivos, en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (para empezar), que permitan facilitar y sobre todo acelerar esos desarrollos. Y me preguntaba luego por la cantidad: la cantidad no es lo más relevante. Lo de menos es el número. A estas alturas ya sabemos todos que estos sectores evolucionan de una manera brutal. Lo que hace falta es que haya gente revisando, trabajando codo con codo con el sector. Y yo le aseguro que si el sector tiene que hacer sus deberes... pues yo le aseguro que los va a hacer. Pero también creemos que el Gobierno debe hacer así mismo los suyos, y tiene que poner una tarifa, y tiene que ponerla en el momento oportuno, aunque sea una tarifa muy ajustada. Porque si una tarifa no sale hoy, y llega en 2025, habremos perdido una cantidad enorme de fondos europeos, de posibilidades, para desarrollar la tecnología aquí.

■ Bueno, no podemos cerrar sin hacer alusión a la pandemia. ¿Qué le cabe esperar al sector en tiempos de coronavirus? ¿En qué medida va a afectarle la crisis económica que se avecina, la crisis que va a legar Covid-19?

■ Pues el primer impacto es que esta entrevista la hemos tenido que realizar por teléfono, el entrevistador en su casa y el entrevistado en la suya, confinados.

Para mí esto es una situación nueva y no me atrevo a hablar de futuro, ni de posibles impactos. Las prioridades han cambiado a todos los niveles, y así será para el sector tecnológico y renovable. Durante estos días, hemos tenido tiempo para pensar. Y en mi cabeza no deja de dar vueltas la idea de sostenibilidad: en la forma de vida, de consumo, de emplear el tiempo. Y por supuesto en las fuentes y en el uso de las renovables. Las tecnologías renovables deben salir reforzadas de esta situación, así lo creo. ■

... Viene de página 56

europea (más de un millón de euros) y presentó sus resultados el pasado mes de junio. En 2018, el consorcio, liderado por Quantum, instaló un primer prototipo de 25 kilovatios –llamado Gelula– en la zona experimental de ensayos de energías oceánicas de Punta Langosteira, área marina de 2,6 kilómetros cuadrados, aguas de entre 20 y 60 metros de profundidad y recurso estimado de 30 kilovatios por metro de frente de ola. Allí realizó sus primeras pruebas en condiciones reales en mar abierto. El segundo prototipo (25 kilovatios) fue instalado en abril de 2019. Durante los ensayos –explican desde la Universidad de Vigo– el sistema “ha demostrado su viabilidad técnica y su gran potencial para la generación de energía limpia y de calidad”. Desde Quantum aseguran que su prototipo ha demostrado robustez, es fácil de mantener y tiene un coste asequible “que facilitará su implantación a mayor escala en cualquier lugar”. Además, el demostrador “ha verificado el reducido impacto ambiental de esta tecnología sobre la biodiversidad marina, integrándose a la perfección en el entorno”. LifeDemoWave –señalan así mismo desde Quantum– ha permitido además establecer “un método de cálculo para medir la huella de carbono de estos prototipos”.

■ Magallanes

La empresa gallega Magallanes Renovables ha desarrollado una tecnología para aprovechar la energía de las corrientes de marea (mareomotriz). El pasado 1 de agosto, conectó su prototipo flotante ATIR (de 1,7 megavatios) a la red eléctrica escocesa. Lo hizo en el Centro Europeo de Energías Marinas (EMEC). ATIR es una especie de plataforma flotante de la que cuelga un mástil que se sumerge verticalmente y del que salen dos brazos perpendiculares. Al final de cada uno de ellos hay una turbina de 3 palas que aprovecha la energía de las corrientes. El ingenio (escala real) pesa 350 toneladas y, desde su conexión a la red escocesa –informa Magallanes–, ha generado energía “con picos de potencia de 1,6 MW y más de 15 MWh/marea”. La operación ha estado manejada desde los centros de control de Redondela (Pontevedra) y Kirkwall (Islas Orcadas) “y ha permitido validar –explican desde Magallanes– la tecnología, el sistema de control remoto en automático, la operativa de mantenimiento y un LCOE competitivo”. Magallanes Renovables acaba de firmar su participación en Morlais, el primer parque comercial del mundo, que estará en Gales y tendrá 240 MW. “Con todo esto, nos situamos –nos cuentan desde la empresa– a la cabeza del aprovechamiento de un recurso renovable y totalmente predecible, permitiendo, una vez



Aquí, Plocan; arriba, el prototipo ATIR, de Magallanes Renovables

más, que España se sitúe a la vanguardia de los desarrollos tecnológicos en energías renovables”.

■ Plocan

Catalogada como Infraestructura Científica y Técnica Singular, la Plataforma Oceánica de Canarias (Plocan) se dedica a la investigación, desarrollo e innovación en el campo de la ciencia y las tecnologías marinas. Está financiada y gestionada por un consorcio integrado al 50% por los gobiernos de Canarias y España. Su instalación clave es un banco de pruebas que se encuentra en altamar, a un kilómetro y medio de la costa de la isla de Gran Canaria. Ese banco de ensayos (23 kilómetros cuadrados, fondos marinos de profundidades que oscilan entre los 30 y los 600 metros) cuenta con una plataforma (con helipuerto, torre de control con una perspectiva visual de 360º, laboratorios, almacenes, etcétera) desde la que se controlan esos 23 kilómetros cuadrados (la plataforma está fijada al lecho marino, que se encuentra en ese lugar a una profundidad de 30,5 metros). Aparte de servir como plataforma para el ensayo de dispositivos marinos de otros agentes, Plocan está liderando ahora mismo el proyecto europeo Flotant, cuyo objetivo es desarrollar una tecnología eólica marina flotante, “optimizada para aguas profundas (de entre 100 y 600 metros) y capaz de soportar un aerogenerador de diez o más megavatios de potencia”. En fin, el futuro de la eólica marina. En el consorcio (de 18 socios) que lidera Plocan, participan entidades de nueve países, entre ellas, las españolas Aimplas, Cobra, Esteyco y Future Fibres. Lanzado hace ahora exactamente un año, el proyecto Flotant, que cuenta con un presupuesto de casi 5 millones de euros, concluirá en 2022. ■



BIOENERGÍA

Drax le salva los números al sector en Europa

Si no hubiera sido por las centrales de carbón convertidas en biomasa en Europa, y muy especialmente la de Drax en el Reino Unido, la generación de energía con biocombustibles sólidos en el continente hubiera reflejado cifras preocupantemente bajas en 2018. Es lo que muestra el último estudio sobre biomasa sólida realizado por EurObserv'ER. Tras tres años de subida, en 2018 bajó la producción de energía de esta renovable. Inviernos anormalmente menos fríos e incluso cálidos condicionan el mercado de la producción y el consumo, especialmente el térmico.

Javier Rico

A pesar de que la producción de electricidad con biomasa en la Unión Europea creció un cinco por ciento en 2018, la total de energía primaria a partir de biomasa sólida cayó tras tres años de subida. Son datos del último barómetro de EurObserv'ER, que, desde que realiza estos estudios (año 2000), solo en otros dos años (2011 y 2014) había registrado esta bajada. De nuevo un invierno anormalmente poco frío es el principal culpable, ya que la caída afecta a la producción de calor. Al contrario que la gran mayoría de países, España también bajó en producción de electricidad con biomasa.

Entre los diez principales productores de la UE de electricidad con biomasa en 2018, solo España e Italia bajan sus cifras. No obstante estos descensos, que en el caso de nuestro país tendrán seguro una subida en 2019 con la entrada en funcionamiento de las centrales de Ence de Huelva y Puertollano (Ciudad Real), la producción creció gracias a la progresiva puesta en marcha de centrales de carbón reconvertidas en biomasa.

Hay que recordar que fue en agosto de 2018 cuando la gran central de Drax (Reino Unido) conectó su cuarta uni-

dad y alcanzó los 2.600 megavatios de biomasa eléctrica instalados. De los casi 44.000 teravatios hora (TWh) de electricidad producidos con biomasa en la UE, más de la mitad (23.500) proceden del Reino Unido. La salida de este país de la Unión Europea mermará considerablemente las cifras globales de los 27 a partir de este año.

Sin embargo, hay países como Finlandia que reflejan crecimientos muy notorios, casi de doblar cifras, al pasar de 918 MW instalados en 2017 a 1.419 en 2018. Compañías como Pohjolan Voima y Fortum Varme, para las que EurObserv'ER registra más de 1.200

MW de potencia total repartidas entre sus centrales, están pasando del carbón a la biomasa en sus instalaciones.

■ Mal negocio con tan poco frío

Pero el crecimiento de la producción de electricidad con biomasa (99,5 TWh en 2018 frente a los 94,7 en 2017) no ha logrado frenar la caída general tanto de la producción total de energía primaria con biocombustibles sólidos en 2018, como el consumo térmico. En concreto, la producción global pasó de los 99,6 millones de toneladas equivalentes de petróleo (Mtep) de 2017 a los 99,3 de 2018. En paralelo, el consumo de calor cayó algo más, de los 68,9 Mtep de 2017 a los 68,2 de 2018.

EurObserv'ER echa mano de la Organización Meteorológica Mundial (OMM) para recordar que 2018 fue el tercer año más caluroso desde que se tienen registros precisos y que Francia, Alemania, la República Checa y Hungría tuvieron el invierno más caluroso de sus ciclos. “Esto limitó el consumo y la demanda de calor en los hogares y de redes de calefacción. Lamentablemente, esta tendencia de calentamiento climático continuará”, apuntan desde EurObserv'ER. En Es-



paña, la Agencia Española de Meteorología confirmó que “el pasado 2019 ha tenido un carácter muy cálido en la mayor parte de la España peninsular, llegando a ser extremadamente cálido en algunos puntos del centro y del este de la península”.

No obstante, el barómetro presenta un comportamiento muy irregular de bajada del consumo según los países. Así, las mayores caídas proceden de Italia (-502 ktep), Alemania (-310), Austria (-265), Hungría (-211) y Suecia (-209); y los mayores aumentos del Reino Unido (885 ktep), Bulgaria (339) y Finlandia (273), acorde con el incremento de la producción de electricidad. Todo esto ha provocado que también crezca la importación de biomasa sólida, ya que las centrales eléctricas, y muy especialmente la de Drax en el Reino Unido, se abastecen con pélets de madera procedentes de Norteamérica. “La biomasa sólida obtenida en la propia UE disminuyó un 0,4 por ciento en comparación con 2017”, resalta el barómetro.

■ Las casas, las que más pélets consumen

En línea con lo ya aportado por otros estudios (informe estadístico de Bioenergy Europe sobre el mercado mundial del pélet), EurObserv'ER revela que el consumo europeo de este biocombustible sólido aumentó un ocho por ciento en 2018, alcanzando los 26,1 millones de toneladas. El Reino Unido, con 8,5 millones, aparece muy por delante de Italia (3,3 millones), Dinamarca (3,1), Alemania (2,2), Suecia (1,8), Francia (1,6), Bélgica (1,5), Austria (0,96), Países Bajos (0,57), España (0,57), Polonia (0,45) y Finlandia (0,44).

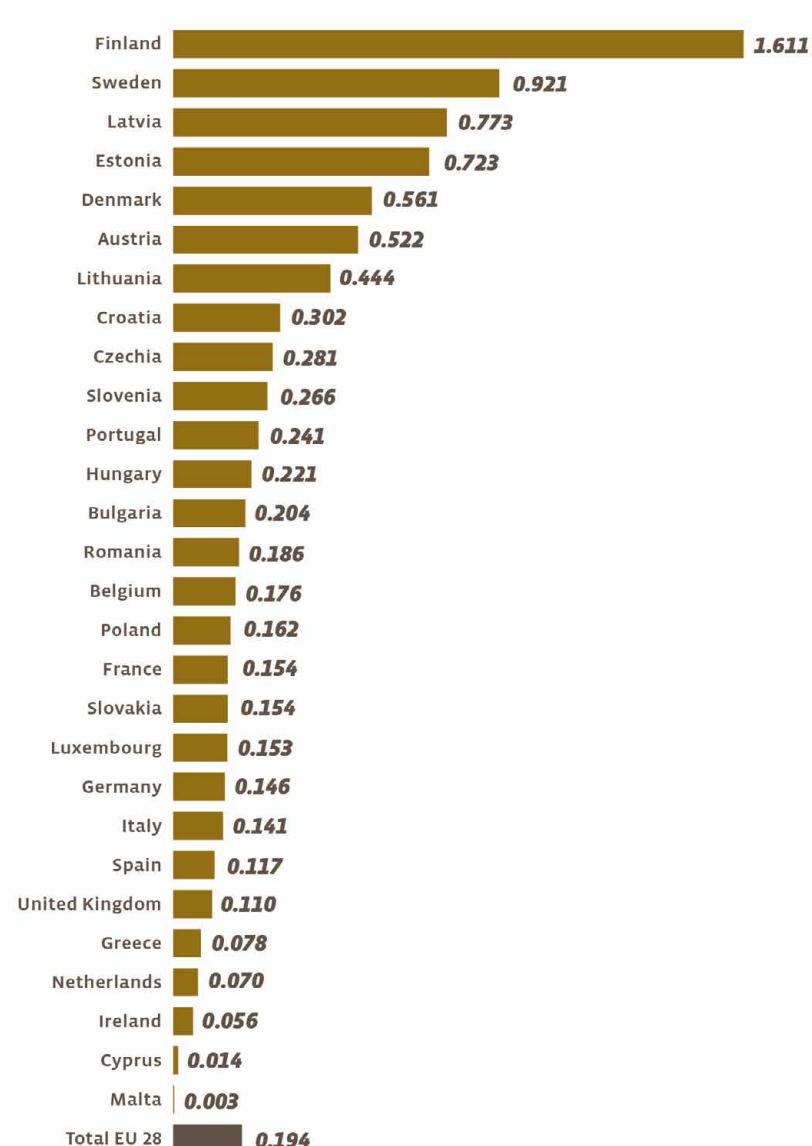
Acorde también con datos procedentes del European Pellet Council, a los que hace mención EurObserv'ER, el sector residencial fue el gran consumidor de pélets en 2018, con 10,3 millones de toneladas, seguido de los 9,3 millones que fueron a centrales eléctricas, los 3,6 del sector comercial y los 2,9 de las plantas de cogeneración, que en países como Finlandia y Suecia son el principal destino.

Estos destinos varían mucho según los países. En el Reino Unido (91,4%), Bélgica (72,4%) y Países Bajos (61,4%), básicamente se dirigen al suministro de centrales eléctricas, mientras que en Dinamarca se usan más en plantas de cogeneración (69,1%). Los usos se comparten en Suecia (39,2% en el sector residencial, 27,4% en el comercial y 33,4% para cogeneración). En Italia, Francia y Alemania, la mayoría se dirige a las necesidades de calefacción residencial (92,3%, 88,5% y 67,8 %, respectivamente).

EurObserv'ER continua pronosticando un futuro prometedor a pesar de los tres prin-



Consumo bruto doméstico de biomasa sólida por habitante en la Unión Europea en 2018 (en toneladas equivalentes de petróleo)



Source: EurObserv'ER 2019.



cipales condicionantes que expone: aumento de las temperaturas en invierno, obligación del cumplimiento de los criterios de sostenibilidad (en especial en el caso de la biomasa eléctrica) y repercusión real del crecimiento del 1,3 por ciento anual en la producción de energía para calefacción y refrigeración con renovables que marca la nueva directiva.

“A corto y medio plazo, si incluimos los proyectos en desarrollo, hay buenas perspectivas de crecimiento para la producción de electricidad en toda la UE”, explican desde EurObserv’ER. Hacen referencia a varios “proyectos importantes de combustión conjunta de biomasa en plantas de carbón” en Países Bajos, además “de la conversión de centrales eléctricas de carbón danesas y el desarrollo de la cogeneración de biomasa en Suecia”.

■ Confianza en los planes nacionales

En cuanto a la biomasa térmica, EurObserv’ER recuerda que, acorde con los planes de acción nacionales de energía renovable entregados en su día a la UE por los Estados miembros, los objetivos se superaron glo-



balmente en 2016. Pero reconoce que “este éxito general, conseguido cuatro años antes de la fecha límite de 2020, puede atribuirse al escaso dimensionamiento de los objetivos y, en particular, al hecho de que se incluya el calor procedente de la quema de residuos municipales”.

EurObserv’ER concluye que “el crecimiento futuro de la biomasa térmica dependerá de la implementación y las opciones estratégicas definidas dentro los planes nacionales de energía y clima para 2030 (como el Plan Nacional Integrado de Energía y Cli-

ma español), que deberán tener en cuenta el objetivo de aumento anual del 1,3 % en la producción de energía para calefacción y refrigeración con renovables”. En el caso de España, aunque el nuevo borrador del Plan y el estudio ambiental estratégico que lo acompaña han aumentado algunos de los objetivos en bioenergía con respecto al primero, el sector está descontento al hacer el balance global.

Margarita de Gregorio, directora de las secciones de Biomasa y Geotermia de la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) considera que “los objetivos son poco ambiciosos, pero realmente el sector no se siente condicionado por ellos, al entender que se trata de objetivos indicativos que marcan una senda. Y si somos capaces de superarlos, mejor para todos: para el país, sus regiones y para el propio sector”.

En el caso de la potencia eléctrica instalada, el objetivo para 2030 baja, al pasar de 1.677 a 1.408 megavatios. La industria de la biomasa no se inquieta especialmente porque aseguran que desde el Gobierno les han dicho que responde más a ajustes técnicos que a limitación de potencia en sí. De hecho, a principios de marzo recibió una buena noticia que desterraba en parte esa posible inquietud. La publicación de la nueva Orden de Parámetros Retributivos subía el límite de producción eléctrica con derecho a percibir retribución a la operación de las plantas de biomasa de 6.500 a 7.500 horas. Sin llegar a las 8.000 horas largamente demandadas, contentaba a la industria.

“Lo que espera el sector –prosigue De Gregorio– es que las medidas que acompañan a los objetivos y que están desarrolladas en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima no se quedan en un cajón (como ha ocurrido en planes de renovables anteriores) y que realmente se implementen en su totalidad, tanto para la biomasa eléctrica, como térmica, residuos renovables y biogás”.

Demasiadas centrales de carbón con biomasa en el horizonte

Poco antes de publicarse el estudio de EurObserv’ER, Sandbag, una ONG que funciona como laboratorio de ideas en torno al cambio climático, publicaba un informe (*Playing with fire. An assessment of company plans to burn biomass in EU coal power stations*) en el que alerta sobre el riesgo que supondría convertir 67 centrales de carbón en biomasa. También echa mano de informes científicos que aseguran que “quemar biomasa en lugar de carbón en las centrales eléctricas corre el riesgo de acelerar el cambio climático”.

Aunque los cálculos de Sandbag de emisiones y de biomasa forestal necesaria para alimentar dichas centrales tienen en cuenta las 67 de producción de energía eléctrica, solo en dieciocho consideran que el proyecto es muy probable que se lleve a cabo. Es decir, que “ha culminado la decisión final de inversión o ya está en construcción, conversión o en pruebas”. En esta situación estarían principalmente cuatro centrales en Países Bajos que suman casi 9.000 MW, cuatro en Finlandia con 570 MW y dos en Dinamarca con 750 MW, que coinciden básicamente con los pronósticos de conversión que hace también EurObserv’ER.

Sin embargo, son mayoría los proyectos que tienen la etiqueta de “probables” (veinte, en los que no hay decisión final sobre la inversión, pero la biomasa aparece como la opción preferida después del carbón y un plan de conversión) y “posibles” (veintinueve, en los que la biomasa es una de las posibles opciones y los proyectos no están alineados con los objetivos de gobierno).

Es el caso de España, donde Sandbag incluye cuatro centrales como posibles: la de Endesa en As Pontes (A Coruña), las de Aboño y Soto de Ribeira de EDP en Asturias y la de Hunosa en La Pereda (Asturias). Entre las cuatro suman unos 4.200 MW, pero en todos los casos, y hasta el momento, la biomasa sigue siendo muy cuestionada como sustituta del carbón. Además, en algunas centrales, como As Pontes, se trabaja en pruebas con los de depuradora, no con biomasa forestal.

■ Más información:

→<https://sandbag.org.uk/project/playing-with-fire/>



■ Más información:

→<https://www.eurobserv-er.org/category/all-solid-biomass-barometers/>

Blue Power

The professional choice



victron energy

B L U E P O W E R

www.victronenergy.com

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:



Ronda Narcís Monturiol, 4
Edif. A - Despacho 204.
Parque Tecnológico
46980 Paterna, Valencia
Tel. 963 211 166
info@betsolar.es
www.betsolar.es



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



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

91 031 23 07

Para tu vivienda, comunidad, negocio o explotación agrícola
ofrecemos la **solución sostenible** que necesitas

Nuestro objetivo es poner a tu alcance los **servicios de eficiencia**
con la garantía de que siempre tendrás un **retorno económico**
asociado al confort



Ofrecemos soluciones
para todos los usos de la energía

Solo soluciones sostenibles