



ENERGÍAS RENOVABLES

203
Julio/Agosto 2021

www.energias-renovables.com

@ERenovables

Guía básica para entender el papel de la termosolar en España

Los materiales
críticos y los límites
del desarrollo
renovable



Planificar, la clave
para conciliar
renovables
y biodiversidad



La resiliencia de
las microrredes:
de Chicago
a la Patagonia



ENERGÍA CON CONCIENCIA

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

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

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

Súmate a la Experiencia Bornay.

DESDE 1970
APORTANDO SOLUCIONES
AL MUNDO DE LAS
ENERGÍAS RENOVABLES



203



Número 203 Julio/Agosto 2021

Foto de portada: La startup española Solatom, seleccionada en la convocatoria Energía Positiva+, ofrece una innovadora tecnología que hibrida la energía solar con el gas.

Se anuncian en este número

| | | | |
|------------------|----|-----------------|----|
| BORNAY..... | 2 | S-5!..... | 17 |
| GENERA..... | 47 | SOLARWATT..... | 9 |
| GESTERNOVA..... | 64 | SOLTEC..... | 37 |
| INELCA..... | 33 | SUNRISE..... | 13 |
| JUNKERS..... | 29 | INTERSOLAR..... | 15 |
| KEY ENERGY..... | 43 | VICTRON..... | 63 |
| LONGI SOLAR..... | 19 | | |

■ PANORAMA

| | |
|---|---|
| La actualidad en breves | 6 |
| Opinión: Piet Holtrop (8) / Pablo Corredoira (10) / Begoña María-Tomé (12) / Antonio de Lara (14) | |

| | |
|--|----|
| Materiales críticos: reflexiones sobre los límites del desarrollo renovable | 20 |
| Pla-ni-fi-ca-ción | 24 |

■ EÓLICA

| | |
|---|----|
| Mejor que construir más eólica en tierra, repotenciar e instalar parques marinos | 30 |
|---|----|

■ SOLAR FOTOVOLTAICA

| | |
|--|----|
| The Smarter E Europe Restart 2021 | 34 |
|--|----|

■ TERMO-SOLAR

| | |
|---|----|
| Guía básica para entender el papel de la tecnología termosolar en España | 38 |
|---|----|

■ BIODENERGÍA

| | |
|--|----|
| Francia, 6.800 gasolineras con E10; España, 6 | 44 |
|--|----|

■ EMPRESAS

| | |
|--|----|
| Rolwind: El Dorado estaba aquí | 48 |
| S-5! , soluciones para la fotovoltaica sobre techos metálicos | 50 |

■ HIDRÓGENO

| | |
|--|----|
| Hidrógeno , el futuro de las renovables | 52 |
|--|----|

■ AMÉRICA

| | |
|---|----|
| La energía resiliente de las microrredes: del lado sur de Chicago a la Patagonia | 56 |
| Más allá de Cerro Dominador: el futuro de la CSP | 60 |



Hablamos el lenguaje de las renovables ¿Y tú?

Anúnciate en



200.000
visitantes únicos
al mes *Datos:OJD*

El periodismo de
las energías limpias



www.energias-renovables.com

ENERGIAS RENOVABLES
El periodismo de las energías limpias

Agenda Cursos Empresas Empleo tVER Quiénes somos | Lunes, 05 de julio de 2021 | f in t | Suscríbete

Inicio Panorama Eólica Solar Autoconsumo Bioenergía Otras fuentes Ahorro Almacenamiento Hidrógeno Movilidad Entrevistas Opinión Blogs

Las ventas de vehículos eléctricos en España, un 42% por encima de los niveles preCovid

Casi cien vehículos eléctricos son vendidos cada día en España. Cada día. Según el primer balance semestral del año, que acaban de cerrar la Asociación Empresarial para el Desarrollo e Impulso de la Movilidad Eléctrica (Aedive) y la Asociación Nacional de Vendedores de Vehículos (Garvam), el sector ha matriculado entre el 1 de enero y el 30 de junio 16.651 vehículos eléctricos puros de todo tipo (turismos, dos ruedas, comerciales e industriales), guarismo que se sitúa un 41,9% por encima del registrado en el mismo periodo del

Lo último Lo más leído

- Junta y Ministerio, a punto de firmar el convenio para la creación del Centro Nacional de Investigación y Almacenamiento de la Energía
- Las asociaciones europeas advierten: A este ritmo, Italia no cumplirá sus objetivos en renovables hasta 2090
- EIDF obtiene el informe favorable de BME Growth para su incorporación al mercado bursátil
- Aras de los Olmos, municipio pionero en España en autoabastecerse energéticamente, también quiere biogás
- Navantia Fene fabricará monopolitos de 100 metros de longitud y 2.500 toneladas de peso para aerogeneradores marinos

INVERSORES DE ALMACENAMIENTO DE ENERGÍA

El más potente microinversor dual está llegando

ENERGÍA CUANDO LA NECESITAS

eólica panorama biogás

Las asociaciones europeas advierten: A este ritmo, Italia no cumplirá sus objetivos en renovables hasta 2090

EIDF obtiene el informe favorable de BME Growth para su incorporación al mercado bursátil

Aras de los Olmos, municipio pionero en España en autoabastecerse energéticamente, también quiere biogás

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

SOLARWATT power to the people

EOI Escuela de Ingeniería Industrial LA ESCUELA LÍDER EN SOSTENIBILIDAD

DESCUBRELA

panorama

Viernes, 02 de julio de 2021

EnerHi aplaude la decisión del

El último empujón que necesita el autoconsumo

“**A** cabaréis cargando el coche eléctrico con los paneles fotovoltaicos que tengáis en el tejado”, solía decir hace años a la familia y a los amigos cada vez que la conversación derivaba hacia las energías renovables. Algunos parecían más o menos convencidos de que el futuro transitaría por esos caminos, pero la mayoría se mostraban bastante escépticos. No tiene nada de extraño. Aún recuerdo las caras de muchos colegas cuando les hablábamos hace 23 años de nuestra intención de lanzar una revista especializada en renovables.

Las conversaciones de hoy con esa familia y esos amigos se centran ya en detalles como la potencia que debería tener su instalación de autoconsumo y a quién deberían acudir para hacerla realidad. Porque el presente transita, en efecto, por los caminos que supieron ver hace tiempo los pioneros de las renovables.

El autoconsumo está viviendo momentos de euforia. Y es solo el principio. Que el país del Sol estuviera tirando a la basura un recurso tan valioso solo se explica por el interés de las grandes empresas eléctricas y petroleras, que siempre vieron en la energía solar una amenaza contra sus intereses. Ahora saben que es una oportunidad. Pero cada vez que me preguntan por alguna empresa de confianza para montar una instalación de autoconsumo, solo recuerdo a los que estuvieron siempre de este lado. No a los que han llegado tarde y han puesto todas las trabas posibles para evitar lo inevitable.

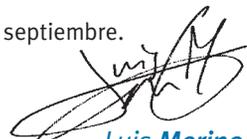
Dos citas recientes, el Encuentro de Autoconsumo de UNEF y el II Congreso Nacional de Autoconsumo de APPA, han coincidido en el tiempo con el anuncio del reparto de los primeros fondos del Plan de Recuperación europeo. El Gobierno ha aprobado un paquete de ayudas de 660 millones de euros de esos fondos, que podría ampliarse hasta el doble, 1.320 millones, para instalaciones de autoconsumo (que tendría hasta 900 millones), almacenamiento energético (hasta 220 millones) y climatización (hasta 200 millones). El Ministerio para la Transición Ecológica estima que los primeros 660 millones permitirán construir al menos 1.850 MW de generación renovable, incluyendo la sustitución de combustibles fósiles en calefacción y refrigeración en más de 40.000 viviendas. Estos trabajos generarán más de 25.000 empleos directos e indirectos, el PIB crecerá de 1,7 a 3,2 millones por cada millón de euros de ayuda materializada, y las instalaciones que se ejecuten reducirán las emisiones de CO₂ en más de un millón de toneladas anuales.

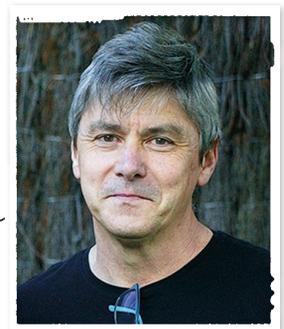
Pero en medio de la euforia todavía quedan muchas cosas por hacer para que el autoconsumo explote todas sus posibilidades. Los responsables autonómicos, que son quienes deben garantizar este despliegue, reconocen que la tramitación de los proyectos, que en algunos casos se puede demorar hasta seis meses, es un auténtico “enjambre”. Y que, a menudo, la normativa adolece de claridad y propicia malentendidos. Es el caso del IVA que debe pagar el autoconsumo residencial: ¿puede aplicarse un IVA reducido del 10%? ¿en qué condiciones? O la obligatoriedad de la licencia de obra: once comunidades autónomas ya no la exigen, pero las otras seis sí.

Y si hay un asunto que requiere claridad es el del autoconsumo compartido. Porque dos tercios de los españoles viven en pisos. Y si queremos que los beneficios de la energía solar lleguen a todos es preciso ofrecer soluciones. En varios frentes. Por un lado, sería conveniente cambiar la ley de propiedad horizontal para facilitar la implantación del autoconsumo porque, hoy por hoy, esa ley exige mayorías muy amplias para aprobar iniciativas de este tipo. Por otro lado, hay que determinar cómo se reparte la electricidad que produce la instalación de autoconsumo compartido que hay en el tejado de un edificio. Y el sector reclama que se haga de forma simple, sin dar opción a equívocos, y aplicando coeficientes de reparto dinámicos. Lo que implica que la energía solar producida se podrá compartir entre los usuarios en función de quién esté consumiendo en cada momento. Una garantía para sacarle el máximo partido a la instalación.

Si conseguimos avanzar en esta línea, hasta los más escépticos verán la luz. Del Sol.

Buen verano y hasta el mes de septiembre.


Luis Merino



DIRECTORES

Luis Merino
lmerino@energias-renovables.com
Pepa Mosquera
pmosquera@energias-renovables.com

REDACTOR JEFE

Antonio Barrero F.
abarrero@energias-renovables.com

DISEÑO Y MAQUETACIÓN

Fernando de Miguel
trazas@telefonica.net

COLABORADORES

J.A. Alfonso, Paloma Asensio, Tomás Díaz, M^a Angeles Fernández, Luis Ini, Anthony Luke, Jairo Marcos, Michael McGovern, Diego Quintana, Javier Rico, Mino Rodríguez, Yaiza Tacoronte, Hannah Zsolozs.

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)

Rafael Benjumea

Presidenta de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF)

Luis Crespo

Presidente de Protermosolar

Javier Díaz

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

Jesús Fernández

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

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

Santiago Gómez Ramos

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

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)

Emilio Miguel Mitre

Director red Ambientectura

Joaquín Nieto

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

Pep Puig

Presidente de Eurosolar España

REDACCIÓN

Paseo de Rías Altas, 30-1 Dcha.
28702 San Sebastián de los Reyes (Madrid)
Tel: +34 91 663 76 04

SUSCRIPCIONES

suscripciones@energias-renovables.com

PUBLICIDAD

+34 91 663 76 04
publicidad@energias-renovables.com
advertising@energias-renovables.com

Imprime: Aries

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



EDITA: HAYA COMUNICACIÓN



NOSOTROS USAMOS  kilovatios verdes limpios

Triodos Bank

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

■ 1.320 millones para autoconsumo, almacenamiento y climatización con renovables

El Consejo de Ministros aprobó el pasado 29 de junio un Real Decreto para conceder 660 millones de euros, ampliables a 1.320 millones, en ayudas para instalaciones de autoconsumo (hasta 900 millones), almacenamiento detrás del contador (hasta 220 millones) y climatización con energías renovables (hasta 200 millones). Con cargo al presupuesto del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia, estas ayudas son las primeras a gran escala a nivel estatal dirigidas específicamente a autoconsumo y almacenamiento. Las comunidades y ciu-

dad de empresas y economías domésticas al reducir sus costes energéticos. También contribuirán a alcanzar los objetivos en materia de energías limpias y de reducción de emisiones marcados por España, cuyo Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) prevé una presencia de renovables sobre el uso final de energía del 42% en 2030”.

En el caso eléctrico, la generación limpia se combinará con 6 GW de potencia de almacenamiento para facilitar la gestión del sistema eléctrico. Por la vertiente térmica, la penetración del 18,9% en los suministros de calor y frío de 2019 debería duplicarse al final de la presente década.

En el Miteco estiman que los 660 millones permitirán construir al menos 1.850 MW de generación renovable, incluyendo la sustitución de combustibles fósiles por energía renovable en calefacción y refrigeración en más de 40.000 viviendas. Igualmente, generarán más de 25.000 empleos directos e indirectos, superando los 45.000 puestos de trabajo al incluir también los inducidos; el PIB crecerá de 1,7 a 3,2 millones por cada millón de euros de ayuda materializada. Además, las instalacio-

nes que se ejecuten reducirán las emisiones de CO₂ en más de un millón de toneladas anuales y, al estar en áreas habitadas, reducirán los impactos en zonas sin actividad humana.

SEIS PROGRAMAS

El paquete de ayudas se articulará por medio de seis programas. Los tres primeros están dirigidos a sectores económicos concretos, a partir de los datos del Instituto Nacional de Estadística (INE) de 2019, previos al estallido de la pandemia, mientras que los tres últimos, dirigidos sobre todo a viviendas, toman como referencia el número de viviendas principales u hogares, también según datos del INE.

El reparto del presupuesto entre las Comunidades Autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla es únicamente para la dotación inicial del programa. Para futu-

ras ampliaciones de crédito, se tendrá en cuenta la ejecución del presupuesto y la demanda existente en cada territorio.

- Programa 1. Autoconsumo y almacenamiento en el sector servicios. Dotado con 120 millones (20 millones para almacenamiento).

- Programa 2. Autoconsumo y almacenamiento en otros sectores productivos, como la industria o el agropecuario. Dotado con 175 millones (25 millones para almacenamiento).

- Programa 3. Incorporación de almacenamiento en autoconsumos existentes en sectores económicos. Repartirá 45 millones entre las Comunidades Autónomas y las ciudades de Ceuta y Melilla.

- Programa 4. Autoconsumo y almacenamiento en el sector residencial, el sector público y el tercer sector. Con una dotación de 215 millones (15 millones para almacenamiento).

- Programa 5. Incorporación de almacenamiento en autoconsumos del sector residencial, sector público y tercer sector, con cinco millones presupuestados.

- Programa 6. Climatización y agua caliente sanitaria obtenida con renovables en el sector residencial, incluida la vivienda pública protegida. Contará con 100 millones.

Se podrá subvencionar la inversión en equipos y materiales; la obra civil; los equipamientos electromecánicos, hidráulicos, de control y auxiliares; los sistemas de gestión y monitorización, la redacción de proyectos, memorias técnicas y dirección facultativa, entre otras actuaciones. En el caso de que las actuaciones superen los 100 kW, deberán incluir un plan estratégico de carácter público que indique el origen y el lugar de fabricación de los equipos y su efecto tractor sobre pymes y autónomos.

El plan también detallará información sobre el criterio para seleccionar equipos y materiales en función de su impacto ambiental y su durabilidad —como las garantías del fabricante— y una justificación de que cumplen el principio europeo de no causar un daño significativo.

Por otro lado, para aumentar la información y la sensibilización de la sociedad, todas las instalaciones subvencionadas tendrán que incluir un sistema de monitorización. En empresas y administraciones, su rendimiento deberá reflejarse en una



dades autónomas serán las encargadas de gestionar las ayudas, de acuerdo con criterios transparentes y objetivos, mientras que el Instituto para la Diversificación y el Ahorro de la Energía (IDAE) se encargará de coordinar las actuaciones y de hacer un seguimiento de su evolución.

Los 660 millones inicialmente presupuestados se ampliarán, según se vayan ejecutando las cuantías iniciales asignadas a cada CCAA, hasta alcanzar los 1.320 millones del programa total; las comunidades y ciudades autónomas deberán comprometer un 80% del presupuesto inicial durante el primer año o tendrán que reintegrar la mitad de lo no comprometido en el plazo de 15 meses desde la publicación en el BOE de este Real Decreto.

De acuerdo con el Miteco, estas ayudas “fomentarán la creación de empleo de proximidad y la mejora de la competitivi-

pantalla a la vista del público o los trabajadores; en viviendas será accesible mediante un dispositivo móvil.

INTENSIDAD DE LAS AYUDAS

La intensidad de las ayudas variará en función del beneficiario y del tipo de instalación. Para las empresas se asignará un porcentaje sobre el volumen de inversión inicial –hasta un máximo–, mientras que para los particulares y las administraciones públicas se subvencionará un porcentaje fijo.

En el caso de la energía solar fotovoltaica las ayudas abarcarán desde el 15% para una gran empresa hasta el 45% para una pyme o un sistema pequeño, inferior a 10 kW; los particulares podrán beneficiarse de un 40% –sube al 50% en los sistemas de autoconsumo colectivo– y las administraciones públicas del 70%. Se valorará la retirada de cubiertas de amianto y la instalación de marquesinas para optimizar el uso del espacio, como es frecuente en aparcamientos.

En el caso de la eólica, la subvención oscilará entre el 20% para la instalación más grande en grandes empresas y el 50% en los sistemas más pequeños para pymes; los particulares obtendrán un 50% y las administraciones públicas un 70%.

En las instalaciones de almacenamiento detrás del contador, que en general serán baterías, las ayudas para las empresas variarán entre el 45% y el 65%, dependiendo del tamaño de la organización, mientras que los particulares, administraciones y entidades del tercer sector podrán beneficiarse de un 70%.

En climatización con renovables, la subvención dependerá de la tecnología empleada –como la biomasa o la geotermia–, y será del 40% al 70%. Las Administraciones públicas propietarias de edificios residenciales podrán obtener un 70%.

Con el objeto de afrontar el reto demográfico, todos los conceptos anteriores se incrementarán en un 5% adicional en aquellos municipios con menos de 5.000 habitantes y en los municipios con menos de 20.000 habitantes en entornos rurales cuyos diferentes núcleos de población tengan menos de 5.000 habitantes.

Los destinatarios de las ayudas disponen de un plazo de 18 meses para justificar la construcción de las instalaciones desde el momento en que se les notifique su concesión.

■ Más información:

→ www.idae.es

■ Estas son las 6 ciudades españolas que menos incentivan el autoconsumo solar

El autoconsumo (instalar unas placas solares en el tejado y consumir en casa la electricidad que generan) produce muchos beneficios: ahorra infraestructuras de transporte de electricidad (traer la electricidad desde un pantano o desde una central nuclear es caro, pues tanto los unos como las otras suelen estar muy lejos de la mayoría de los centros de consumo); ahorra emisiones de CO2 (los kilovatios hora generados con el sol sustituyen kilovatios hora producidos con combustibles fósiles); ahorra recursos económicos propios (tantos kilovatios hora produzco en mi tejado, tantos me evito el comprármelos a Iberdrola, Endesa o quien corresponda); y construye país (porque tanta electricidad produzca yo con el sol de mi tierra, tanto gas argelino o catari que España dejará de importar para atender su demanda eléctrica, lo cual supondrá mejora para la balanza comercial del país).

Las virtudes del autoconsumo son, en fin, diversas y bien conocidas. La Fundación Renovables acabó de publicar un informe que analiza los municipios que ofrecen rebajas en el Impuesto de Bienes Inmuebles (IBI), rebajas en el Impuesto sobre la Construcción, las Instalaciones y las Obras (ICIO), o ambas bonificaciones de manera simultánea. El informe recorre todos los municipios de España de más de 10.000 habitantes, y resulta que muchos de ellos incentivan el autoconsumo bonificando un impuesto, bonificando el otro, o bonificando los dos. Pues bien, de entre los municipios de más de 100.000 habitantes, solo 6 no incentivan esta solución de ahorro de ninguna de esas maneras.

Son estos:

- Pamplona. 203.944 habitantes (alcalde de Navarra Suma, coalición de Unión del Pueblo Navarro, Partido Popular y Ciudadanos)
- Algeciras 123.078 (alcalde del PP)
- León 124.028 (PSOE)
- Badajoz 150.984 (PP)
- Fuenlabrada 193.700 (PSOE)
- Parla 133.482 (PSOE)

Los siguientes municipios en la lista, hasta completar este negativo Top 10, son

- Roquetas de Mar (Almería) 98.433 (PP)

- Melilla 86.487 (Ciudadanos)

- Mijas (Málaga) 85.397 (PSOE)
- Chiclana de la Frontera 85.150 (PSOE)

Aunque el de Pamplona es el municipio más importante de cuantos aparecen en este listado, justo es decir que su Ayuntamiento acaba de presentar un mapa solar municipal según el cual Pamplona tendría potencial “para generar con instalaciones solares fotovoltaicas en cubiertas de edificios el 76% de la energía eléctrica que demanda la ciudad”. El Ejecutivo local, que asegura que algunos barrios de la ciudad tienen potencial para generar incluso más energía de la que consumen, contempla en su Estrategia de Transición Energética y Cambio Climático 2030 (y en su Estrategia GoGreen) que en torno al 40% de su consumo de energía final provenga de fuentes renovables. Solo faltan, por tanto, que el consistorio pamplonés acompañe el discurso que acompaña al mapa solar y a sus potencialidades con los números de las bonificaciones IBI e ICIO para pasar del dicho al hecho y de la potencialidad y los futuribles a la realidad.

El informe de la Fundación Renovables (realizado en colaboración con la empresa Otovo) incluye tres anexos con otros tantos listados: de municipios de más de 10.000 habitantes con bonificaciones sobre el Impuesto sobre los Bienes Inmuebles, IBI; municipios de más de 10.000 habitantes con bonificaciones sobre el Impuesto de Construcciones, Instalaciones y Obras, ICIO; y municipios de más de 10.000 habitantes sin ningún tipo de bonificación. Incluye también un apartado de “Buenas prácticas en la tramitación administrativa para instalaciones de autoconsumo fotovoltaico”.

■ Más información:

→ www.fundacionrenovables.org





Piet Holtrop
Abogado, fundador de
Holtrop S.L.P. Transaction
& Business Law
pietholtrop@holtropslp.com

¡Solo dividendos con misión!

Recortar libertad en el futuro de manera radical, instantánea, y sin remedio. Según el Bundesverfassungsgericht, que es comparable con el Tribunal Constitucional de España, es lo que podrá ocurrir por insuficiencia de la Ley de Cambio Climático de Alemania, según dice en su sentencia del pasado 24 de marzo de 2021. Los jueces ordenan al legislador mayor concreción de los planes más allá del año 2030 para mitigar la crisis climática. Lo hacen porque se ven claramente legitimados para proteger los derechos fundamentales actuales y futuros. Si una actuación u omisión en la actualidad puede conducir a afectación sobre derechos fundamentales en el futuro, el Bundesverfassungsgericht ordena acción.

No nos costaría nada visualizar en qué podría consistir este recorte de libertad de manera radical e instantánea, después de vivir un Estado de Alarma, a raíz del Covid, ni tampoco relacionar las pandemias con afectación de nuestros sistemas ecológicos. La novedad está en el condicionante “sin remedio” que añade el Bundesverfassungsgericht, anticipando que este tipo de restricciones podrían adquirir carácter permanente en el futuro, fruto de nuestro comportamiento de hoy.

La petrolera neerlandesa-británica Shell recibió otra *wake up call* el pasado 26 de mayo por parte de la Rechtbank de la Haya, un tribunal de distrito de los Países Bajos, que le ordenó reducir sus emisiones de CO₂ un 45% hasta el año 2030, en comparación con el año 2019. Cuando el Bundesverfassungsgericht trata los derechos humanos de manera vertical, entre estado y ciudadano, el Rechtbank articula claramente su efecto horizontal, entre ciudadanos, siendo Shell una ciudadana persona jurídica. Los ciudadanos también tienen que respetar los derechos fundamentales entre ellos.

Shell argumentaba que mitigaba la crisis climática en la misma medida que lo hacía la sociedad en conjunto. Si mitigaba mucho, Shell incrementaba esfuerzo, y si hacía poco, Shell también hacía poco. Shell veía el rol de liderazgo en la política, no en los ciudadanos, para luego añadir que ella se dedicaba a vender cosas que los ciudadanos querían.

Rebecca Henderson es profesora de Harvard, y en su libro ‘Reimagining capitalism in a world on fire’ explica que las petroleras del mundo se han gastado 1000 millones de dólares desde el año 2015 para influenciar la política, para permitirles emitir más CO₂.

Shell quería seguir la política, pero a la vez influenciarla para cumplir su misión de maximizar sus dividendos, viendo la mitigación de la crisis climática como una estrategia de comunicación. Su estrategia de comunicación y su misión no iban sintonizados.

Con el cambio de paradigma de centralizado a distribuido que todos conocemos como mantra de la transición energética, nos tiene que acompañar otro cambio de paradigma. El de la empresa puramente económica, con una estrategia de comunicación para conseguirlo, al de la empresa no puramente económica, o cívica, también con estrategia de comunicación pero, además, con una misión de la que se responsabilice públicamente.

Según Henderson tenemos que dejar atrás el modelo empresarial puramente económico de Milton Friedman, donde los dividendos eran la finalidad en sí, al modelo de la empresa en la que la expectativa de dividendos es el medio para atraer capital, pero un capital que exige de la empresa compromiso inequívoco con la prosperidad humana en su conjunto.

Este cambio paradigmático empresarial acompañará a la transición energética para hacerla más justa, y tiene mucha repercusión en la organización de las empresas. Las empresas pueden tomar medidas para blindar su misión en su estructura societaria organizativa, para mejorar sus posibilidades de éxito, y con ello su credibilidad. Un buen ejemplo de ello en los Países Bajos y Alemania son Triodos Bank y Enercon, que utilizan una fundación para organizar su gobernanza corporativa. En España estamos implementando estructuras parecidas, y creo que pueden tener mucho recorrido porque ayudarán a alinear los intereses de todos en mitigar la crisis climática.

Con el cambio de paradigma de centralizado a distribuido que todos conocemos como mantra de la transición energética, nos tiene que acompañar otro cambio de paradigma. El de la empresa puramente económica, al de la empresa no puramente económica, o cívica

España y la eólica marina

España es el quinto país del mundo en potencia eólica instalada y el sexto en solicitud de patentes. El formidable desarrollo que ha alcanzado el sector eólico aquí constituye, según todos los expertos, una oportunidad de posicionamiento industrial para nuestro país, a la par que opera como motor de transición energética, descarbonización de la economía y mitigación del cambio climático. Pues bien, según la Asociación Española de Normalización, el sector eólico terrestre español puede aprovechar su experiencia para liderar la normalización (establecimiento de estándares y patrones a escala global) de la eólica marina.

Las más de 40 Normas UNE impulsadas por la AEE armonizan requisitos de diseño, fabricación, ensayo, sistemas de control y comunicaciones, así como todos los aspectos relacionados con los proyectos e instalaciones de energía eólica. Y, de acuerdo con la UNE, la industria española está apostando por la normalización nacional, europea e internacional como uno de sus ejes de competitividad; en muchos casos liderando estándares internacionales claves para nuestros intereses. Ahora, además, el sector eólico español está aprovechando todo el conocimiento y la experiencia en eólica terrestre para posicionarse como líder en la estandarización de la eólica marina, gracias a la implicación de todos los actores del sector.

La industria eólica marina española está representada en toda la cadena de valor, incluyendo el diseño y desarrollo de la tecnología específicos de los aerogeneradores marinos, y todos los componentes necesarios para la construcción y mantenimiento de parques marinos; y una pieza clave de esta cadena es la integración de todos los elementos en la normalización.

■ **Más información:**

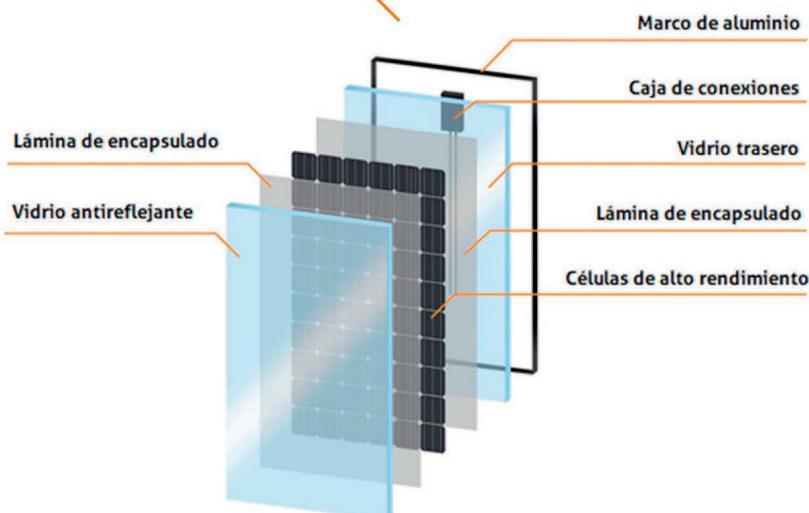
www.une.org

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

30 AÑOS DE GARANTÍA TOTAL EN TUS PANELES. SIN LETRA PEQUEÑA.
PRODUCE MÁS ENERGÍA PORQUE SE DEGRADA LA MITAD QUE LOS
PANELES CONVENCIONALES.
INVERSION CON RIESGO CERO.
INSTALACIÓN A LA MEDIDA. NI MÁS NI MENOS QUE LO IDEAL PARA
TU CASA.

TU INSTALACIÓN TE
PROPORCIONARÁ UN 50%
MÁS DE AUTOCONSUMO
GRACIAS A LA GESTIÓN
INTELIGENTE DEL **SISTEMA
ENERGYMANAGER**

El secreto: NUESTRO PANEL DE DOBLE VIDRIO



SOMOS LOS ÚNICOS QUE TE
ASEGURAMOS (ERGO)
TODA LA INSTALACIÓN A TODO
RIESGO Y GRATUITAMENTE LOS
5 PRIMEROS AÑOS: PEACE OF MIND

ERGO



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

El arte de la improvisación

El asunto funciona siempre de la siguiente manera: el precio de la luz se dispara. Comienzan a surgir críticas y el tema centra la actualidad de la parrilla televisiva. Las redes sociales se movilizan y, tirando de hemeroteca, aportan antiguos videos y tuits, en los que los partidos que están en el poder en el momento en que todo esto ocurre, critican lo mal que lo hacía el anterior gobierno cuando ocurría exactamente lo mismo. La presión aumenta. El precio de la electricidad abre los telediarios. El Gobierno, que ve cómo la situación impacta en las encuestas, comienza a desdecirse respecto de lo que comentaba cuando estaba en la oposición y decide poner a sus millares de asesores a buscar soluciones creativas y de corto recorrido. Finalmente, poco tiempo después, anuncia entre fanfarrias y querubines que trabaja por la ciudadanía y ha dado con la tecla que solucionará de forma perpetua los problemas existentes. La cohorte de palmeros (tertulianos, comunicadores e incluso entidades del sector eléctrico) celebran con jolgorio la noticia y el Gobierno da el tema por terminado hasta la próxima crisis. Dicho esto, y aunque centre la crítica en el gobierno que actualmente está en el poder, la realidad es que este procedimiento está en la primera página del manual que siguen todos los partidos políticos del arco parlamentario.

Ahora, lo hecho por el Ministerio en este último mes es como para escribir un tratado: hace no muchos meses indicaban que el IVA de la electricidad no se podía tocar porque Bruselas lo impedía y, de repente, como por arte de magia, sí pueden aplicar un IVA reducido. Eso sí, solo unos meses (no nos vayamos a acostumar), de aplicación a determinados consumidores y, además, cuando se den ciertas circunstancias, como que el precio del “pool” del mes anterior se sitúe en un nivel determinado, se produzca una alineación de estrellas o el “Derby de Kentucky” lo gane el favorito en las apuestas. Es decir, que si de por sí los consumidores tienen problemas para entender lo que pagan, desde ahora hasta diciembre directamente van a claudicar.

Luego está el tema de la supresión del impuesto del 7% en el próximo trimestre. Dado que es la segunda vez que lo hacen, parece como que hayan identificado este impuesto como una palanca de elevación del precio del pool (algo que no va muy desencaminado, por cierto). Y si es así, ¿por qué no lo eliminan de una vez? Total, si necesitan subir los ingresos del sistema para cubrir costes siempre podrán incrementar los cargos y peajes de acceso. Bueno, mejor no, que subir peajes y cargos es impopular. Orquestemos otra vez un trampantojo regulatorio y luego ya les volveremos a ajustar los ingresos de los productores y a complicarles la vida.

Suma y sigue. Como el CO₂ está disparado, justificamos un recorte de ingresos de las nucleares, grandes hidráulicas y, de rebote, otras renovables como las eólicas. El rediseño retributivo de hidráulicas y nucleares debería haberse aplicado cuando finalizaron los famosos “CTCs”, pero no años después y utilizando al CO₂ como excusa. Es decir, se trata de hacer “política energética”, no “espontaneidad política”. Además, lo hecho, que no deja de ser una intervención de un mercado que se presupone liberalizado, transmite una peligrosa señal para inversores y agentes.

Por otro lado, que enlaza con los puntos anteriores, está el Fondo Nacional de Sostenibilidad del Sistema Eléctrico (FNSSE). Este fondo, que a título personal me parece un gran acierto porque la transición energética debe ser asumida por todos los sectores, especialmente, los más contaminantes, verá reducido su impacto final. El recorte a hidráulicas, nucleares y algunas renovables, se considerará un ingreso del Sistema, por lo tanto, en su conjunto, el importe del FNSEE que deben asumir hidrocarburos y resto de fuentes contaminantes será menor. Parece como si finalmente el Gobierno hubiese reculado ante la presión de estos, reduciendo su aportación.

Mientras tanto, centrando la actualidad en el sistema eléctrico (que no olvidemos, supone menos del 25% de nuestros costes energéticos), seguimos desviando la atención en relación al “tarifazo” mensual del gas, al desproporcionado precio de los carburantes y otros temas de suma relevancia.

Lo hecho por el Ministerio en este último mes es como para escribir un tratado: hace no muchos meses indicaban que el IVA de la electricidad no se podía tocar porque Bruselas lo impedía y, de repente, como por arte de magia, sí pueden aplicar un IVA reducido

La geotérmica europea se prepara para una gran década

2010-2020 fue una década de crecimiento sostenido de la geotérmica, interrumpida solo al final por los impactos económicos derivados de la pandemia, si bien se espera que estos efectos sean pasajeros y el creciente interés por esta tecnología en Europa impulse la inversión en el sector. Son dos de las principales conclusiones del Informe sobre el Mercado Geotérmico Europeo 2020 publicado en junio por el Consejo Europeo de la Energía Geotérmica (EGEC).

A finales de 2020, Europa tenía 3,5 GW de capacidad eléctrica geotérmica instalada, distribuía en 139 centrales. En una importante ruptura con los años anteriores, ningún país nuevo (aparte de Turquía) puso en marcha una central geotérmica en 2020. Esto se debió a la pandemia del Covid-19 y a la falta de marcos de apoyo adecuados y sólidos para acompañar la adopción de la electricidad geotérmica.

En climatización, la década terminó con 350 sistemas geotérmicos de calefacción urbana en funcionamiento, y otros 232 en diversas fases de desarrollo. Sin embargo, el año 2020 se caracterizó por la ausencia de nuevos sistemas en funcionamiento, aparte de la ampliación de Hellishedi en Islandia. Aún así, el sector europeo de la calefacción y la refrigeración geotérmicas mantiene una tendencia positiva y la mayoría de los países quieren ampliar considerablemente el uso de este recurso renovable, ya que aplican políticas de descarbonización de la calefacción y la refrigeración.

Otro aspecto destacado en el informe es que el mercado europeo de las bombas de calor geotérmicas se mantuvo estable en 2020, si bien las ventas cayeron significativamente en algunos mercados, como Polonia, debido a la pandemia. Se trata, en cualquier caso, de un mercado bastante concentrado, con mayoría de las ventas en algunos países clave, los nórdicos sobre todo.

Más información:

www.egeg.org

■ España exporta más aerogeneradores que China

Solo China, Estados Unidos, India y Alemania tienen más potencia eólica instalada que España. Castilla y León, por ejemplo, tiene más megavatios de viento produciendo hoy electricidad que naciones enteras, como Irlanda, Austria, Bélgica u Holanda. Aragón, la comunidad que más actividad eólica desarrolló en 2020, suma más megas en operación que Lituania, Letonia, Estonia y Finlandia juntas. España es, además, el cuarto que más potencia instaló el año pasado; y el tercero del mundo que más aerogeneradores exporta, solo por detrás de Alemania y Dinamarca. Todos esos datos y muchos más contiene el Anuario Eólico 2021, el mejor retrato de la eólica made in Spain publicado por la Asociación Empresarial Eólica el pasado 23 de junio.

A lo largo de las 134 páginas de su Anuario 2021, la AEE recorre toda la geografía nacional del viento: potencia acumulada por comunidades, potencia instalada durante el último curso (2020), aportación del sector al PIB nacional (casi 4.000 millones de euros), exportaciones registradas a lo largo del año del Covid (2.000 millones) “y casi 600 millones de euros pagados en impuestos y tributos”. Según el Anuario, el sector emplea actualmente a unas 30.000 personas (empleo directo e indirecto) y sus megavatios hora (la electricidad que generan los más de 21.000 aerogeneradores

que hay ahora mismo en el país) evitan 29 millones de toneladas de CO₂ al año. El viento produjo en 2020 casi el 22% de la electricidad que demandó el país. O sea, que uno de cada cinco kilovatios no hubo que importarlo en forma de gas o uranio, pues ya vino solo, en forma de cierzo, tramontana, levante o galerna.

Eso sí –matizan desde AEE–, aunque en 2020 se han instalado aquí 1.720 megavatios eólicos y esa cifra constituye en sí misma “un buen indicador para el sector”, lo cierto es que, si España quiere cumplir con los objetivos que se ha fijado en su Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (50.333 megavatios instalados a 31 de diciembre de 2030), hay que pisar el acelerador, porque para cuadrar esa cifra en ese horizonte AEE calcula que hará falta instalar una media anual de 2.200 megas de potencia durante toda la década (a 31 de diciembre de 2020, la potencia eólica total instalada en España era de 27.446 megavatios, MW).

LOS NÚMEROS

En España hay 1.265 parques eólicos presentes en 1.037 municipios, con 21.419 aerogeneradores instalados. Asimismo, hay 237 centros de fabricación en dieciséis de las diecisiete comunidades autónomas. En 2020, se generaron 53.645 gigavatios hora eólicos, un 1,2% más que en 2019. Además, la eólica funcionó una media de 2.042 horas equivalentes anuales (un año tiene 8.760 horas) y ha cubierto el 21,9% de la generación total a nivel nacional en 2020.

Las comunidades autónomas con mayor potencia eólica instalada son Castilla y León (6.300 MW), Aragón (4.159 MW) y Castilla La Mancha (3.886 MW). En 2020, la comunidad autónoma de Castilla y León ha sido la que más electricidad ha generado con el viento, seguida de Galicia y Aragón.

En cuanto al escalafón de generación eólica por provincias, Zaragoza ha alcanzado en 2020 la primera posición, y ha sido la primera provincia en la historia que sobrepasa los cinco teravatios hora (5 TWh) de generación eólica. Hay 47 provincias españolas con generación eólica, de las que 20 producen más de 1 TWh (con esta cantidad se cubre el consumo de 285.000 hogares).

Según refleja en su Anuario la Asociación Empresarial Eólica, “para un consumidor medio con Tarifa AT1 y un consumo de 1.500 kilovatios hora anuales, el

ahorro a lo largo de 2020 ha sido de 7.886 euros (descontados los incentivos a la eólica incluidos en su factura eléctrica)”. Es decir –continúa AEE–, si no se hubiesen puesto en marcha los 27.446 megavatios eólicos hoy existentes, la electricidad le habría costado 7.886 € más al año. En total, “la eólica generó un ahorro neto (una vez descontados los incentivos) a los consumidores eléctricos de 71 millones de euros”.

EL RESTO DEL MUNDO

En 2020, la potencia eólica instalada acumulada en todo el mundo alcanzó los 743 gigavatios (743.000 megavatios), con un incremento de la potencia eólica mundial de 93 gigas (GW) en el año. China, Estados Unidos, Brasil, Alemania y Noruega han sido los países que destacan por potencia instalada en 2020. España ocupa el cuarto lugar.

AEE destaca singularmente en su análisis un aspecto: “los precios logrados por la energía eólica en las subastas en todo el mundo siguen sorprendiendo; en lugares tan diversos como India, Brasil o Arabia Saudí, el kilovatio hora ronda los 0,03 dólares; en Holanda, se han celebrado subastas de eólica marina sin incentivos, con ofertas por más de 1 GW de nueva capacidad que no recibirán más que el precio mayorista de la electricidad”.

En Europa, en 2020 la potencia total instalada fue de 14,7 GW. La nueva potencia ha estado liderada por Países Bajos, Alemania, Noruega y España. Por su parte, España continúa siendo el segundo país europeo y el quinto mundial con más potencia instalada acumulada. De esos 14,7 GW de nueva potencia en 2020, casi tres (2,9) han sido erigidos mar adentro, en aguas europeas. Con esta nueva potencia, la capacidad total instalada de eólica marina en el continente asciende a 25 GW.

En total, la Unión Europea cuenta con 220 GW eólicos (terrestres y marinos). Con los 458 teravatios hora generados con toda esa potencia –apuntan desde AEE–, se habría cubierto la demanda de 74 millones de hogares de la Unión Europea (o el consumo de 170 millones de europeos). Además, la Asociación estima que toda la generación eólica ha evitado la emisión de 271 millones de toneladas de CO₂ a la atmósfera, y la importación de combustibles fósiles por valor de más de 16.000 millones de euros.

■ Más información:

→ www.aeeolica.org





Begoña **María-Tomé Gil**
Responsable de Energía
y Cambio Climático de
ISTAS
→ bmtome@istas.ccoo.es

La rehabilitación energética de los edificios públicos autonómicos

Las comunidades autónomas son responsables de gestionar y conservar un ingente parque de edificios públicos de distintos tipos, tales como administrativo, educativo, asistencial, sanitario o cultural. A la compleja diversidad de usos se le suma la extensión y dispersión territorial.

Para hacernos una idea, encontramos comunidades uniprovinciales como Navarra, responsables de gestionar 350 edificios con un consumo energético de 158 GWh al año. Otras, como Castilla y León, la autonomía con más superficie, disponen de 1.500 edificios con un consumo de 200 GWh/año de electricidad y 300 GWh/año de gas. O Andalucía, la comunidad más poblada, dispone de 4.000 edificios que consumen 1.000 GWh de electricidad, más de 400 GWh en combustibles fósiles gaseosos y cuatro millones de litros de gasóleo para calefacción.

En general, los edificios públicos más depredadores de energía son los hospitales, que engloban en torno a la mitad de la factura energética autonómica. Al mismo tiempo son las instalaciones más complejas de renovar por sus funciones y por su actividad ininterrumpida durante todo el año, más ahora con la coyuntura de la pandemia sanitaria.

Otro reto importante es la rehabilitación integral de los centros educativos, que puede contribuir no sólo a reducir las necesidades energéticas en calefacción, sino también a combatir el calor extremo, particularmente en la mitad sur peninsular, así como hacer frente a las nuevas necesidades de accesibilidad o de ventilación de las aulas para prevenir los contagios por coronavirus.

Las comunidades autónomas están llamadas a ejercer un papel ejemplarizante y contribuir a los compromisos nacionales en materia de rehabilitación. El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), en cumplimiento de la Directiva de Eficiencia Energética, se compromete a la renovación energética por encima del 3% del parque de edificios de la Administración General del Estado. Asimismo traslada este objetivo del 3% al resto de las administraciones autonómicas y locales.

Por otro lado, el Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia contempla específicamente el diseño de un Programa de Impulso a la Rehabilitación de Edificios Públicos, el PIREP. La elaboración de este Programa lo está liderando el Ministerio de Transportes, Movilidad y Agenda Urbana, que está trabajando en colaboración con las comunidades autónomas.

De los 1.080 millones de euros con los que está dotado el PIREP, 480 millones se distribuirán entre las administraciones autonómicas, de acuerdo a unos criterios de reparto, y el resto se destinará a las entidades locales. Nos encontramos, por tanto, en un momento crítico en el que las comunidades autónomas tienen que confeccionar un listado de actuaciones prioritarias que comunicar al Ministerio para planificar la rehabilitación de los edificios públicos de los próximos años.

Afortunadamente las autonomías españolas no parten de cero, aunque con notables diferencias, algunas ya disponen de un diagnóstico energético del comportamiento de sus edificios, de un histórico de medidas implementadas y de un plan de nuevas inversiones para mejorar su rendimiento.

Por ejemplo, los Gobiernos de Castilla y León y Navarra han implantado un sistema de información energética, evaluado el rendimiento energético de los edificios bajo su gestión y publicado los datos en portales de transparencia. Por su parte, la Red de Energía de la Administración de la Junta de Andalucía, desde 2007, ha impulsado 354 auditorías y 786 inventarios energéticos, e identificado 1.549 medidas de ahorro, eficiencia energética y energías renovables valoradas en una inversión de 67 M€. Mientras, el Gobierno Catalán, en aplicación de su Plan de Ahorro y Eficiencia Energética en los Edificios y Equipamientos, ha intervenido parcialmente en más de 307 edificios, lo que representa un 10% de los edificios ocupados.

Nos encontramos en un momento crítico en el que las comunidades autónomas tienen que confeccionar un listado de actuaciones prioritarias que comunicar al Ministerio para planificar la rehabilitación de los edificios públicos de los próximos años

La Universidad de Valladolid, camino de cubrir todos sus campus con redes de calor de biomasa

Solo falta el campus María Zambrano de Segovia. Los campus Duques de Soria en esta ciudad y Miguel Delibes y Esgueva en la capital vallisoletana ya cuentan con redes de calor de biomasa, y en ocho meses se unirá el de La Yutera, en Palencia, después de que la Junta de Castilla y León haya adjudicado a la empresa Veolia la construcción de una red de calor con biomasa forestal, de 1,6 megavatios térmicos, para dar servicio a los edificios de este campus universitario. La Universidad de Valladolid prosigue así su intención de dotar todos los campus con estas infraestructuras.

La obra cuenta con un presupuesto de 1.164.290 euros y un plazo de ejecución de ocho meses. La Consejería de Fomento y Medio Ambiente, a través de la Sociedad Pública de Infraestructuras y Medio Ambiente (Somacyl), se encargará de la gestión de esta nueva infraestructura, para la que en un principio se pronosticó su construcción en 2018. Los edificios del campus de la Yutera cubren ahora sus necesidades térmicas con calderas individuales de gasóleo y gas natural.

Como el resto de campus de la UVA que ya cuentan con redes de calor, el biocombustible utilizado será astilla forestal. En concreto, será astilla G-100, que tiene una sección máxima de diez centímetros cuadrados. Se prevé que el consumo anual llegue a las 835 toneladas, con un volumen de acumulación del depósito de inercia de 40.000 litros para una red de calor con una longitud total de 1,2 kilómetros.

■ **Más información:**

→ <https://comunicacion.jcyl.es>

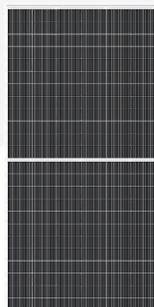
▶ *Creando un futuro sostenible*



Distribuidor en España:

Bornay 

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



SR-M672HL Mono PERC
400-410 W



SR-M660L Mono PERC
315-325 W



Antonio de Lara Cruz
Experto en gestión de I+D
y Energía
antoniolaracruz@gmail.com

Articular un ambicioso plan con fotovoltaica y desalación

En los años cincuenta se instalaron los primeros semáforos en Madrid. Se colocaron inicialmente en la izquierda de las calles. Las malas lenguas atribuyeron este hecho a haber copiado el modelo de Londres.

Los países costeros como Reino Unido, han optado ya por la eólica y en particular por la modalidad marina. Esto es lógico dada la escasez de sol y abundancia de viento en esas latitudes. La fata de espacio la han suplido con ventaja yéndose al mar. Allí han encontrado vientos intensos y constantes, además de fondos marinos poco profundos donde anclar los equipos. Aquí se están agotando los emplazamientos

terrestres y hay poco litoral donde cimentar eólica marina. A favor tenemos gran irradiación y superficie para fotovoltaica.

Esta tiene muchas ventajas, como ser: económica, asequible y cercana; de bajos costes de O&M; modular; estática y silenciosa; de cadencia uniforme; robusta a futuro; integrable en superficies ya antropizadas; directa del sol; fabricada con materiales abundantes; reciclable; con alto potencial de mejora.

Como inconvenientes: ser afectada por la nubosidad; intermitencia diaria y estacionalidad.

La nubosidad es un problema menor en amplias zonas de nuestra geografía. La intermitencia diaria obligará a almacenamientos para hacer la cobertura en las horas sin sol. Pero será la estacionalidad el tema de mayor calado en nuestra península, ya que aquí el mes de mayor producción solar triplica con creces al que tiene menos. Por lo que una alta cuota de solar en el *mix* implicará gestionar grandes volúmenes de energía.

Para impedir vertidos, además de almacenar, se recurre a industrias electrointensivas con demanda flexible, *capex* reducidos y *stocks* almacenables. Como las fábricas de H₂ y, ahora, también las desaladoras de agua por gravedad.

En estas la desalación se realiza en dos fases independientes: primero se bombea el agua de mar a depósitos elevados a precio muy bajo, al evitar vertidos eléctricos. Posteriormente la presión de la columna de agua entre los citados depósitos y las membranas de ósmosis inversa permite desalar de forma continua. De esta forma la desalación resulta muy competitiva.

La costa mediterránea española es idónea para este menester dadas sus necesidades hídricas y la alta productividad de su huerta.

Con tan sólo 4 TWh se desalarían los 1.000 hectómetros cúbicos (Hm³) de agua previstos inicialmente en el trasvase Tajo-Segura. Con alta cuota solar en el *mix*, la estacionalidad generaría excedentes con los que desalar miles de Hm³.

Aparece así una nueva situación en la que se podría invertir el trasvase Tajo-Segura e, incluso, realizar inyecciones en las cabeceras de otros ríos. Un ejemplo podría ser desde desaladoras en Almería al Guadalquivir, vía el embalse de Cuevas de Almanzora para ir al de Negatín o al Tranco de Beas. Sería el inicio de una antropización de la función hídrica de la azarosa lluvia.

La prevista reducción de costes de la fotovoltaica hace pensar en ello, ya que la alternativa de incrementar la eólica flotante y/o almacenamientos es muy cara.

En Australia no saben dónde meter los cuantiosos vertidos solares. En España tenemos serios problemas de desertización y de erosión que el cambio climático amenaza con agravarlos. Podemos recuperar desiertos aprovechando la sombra de los paneles o/y usar la superficie mal aprovechada del olivar tradicional para cultivar manto vegetal entre olivos evitando erosión y ganando superficie fotovoltaica.

Desalar grandes volúmenes de agua con excedentes fotovoltaicos es una gran oportunidad. Tal obra requeriría una gran apuesta de ingeniería y debería complementarse con apoyo a la I+D fotovoltaica y a sus fabricantes. Hablo de un auténtico proyecto de país donde la iniciativa corresponde al Estado y el desarrollo a alianzas público-privadas.

Este es un tema nuestro, donde nos jugamos el porvenir de las siguientes generaciones. Iniciándolo ya estaría perfilado en 2030; luego no bastará con mover semáforos de sitio.

Sostenibilidad del hidrógeno, ambiental, económica y social

Se espera que el hidrógeno desempeñe un papel fundamental en el camino hacia un modelo energético sostenible. A tal efecto, resulta esencial dotarse de métodos que permitan evaluar el ciclo de vida de los sistemas de hidrógeno, desde su producción inicial a su uso final, permitiendo conocer y cuantificar sus impactos en cada una de estas fases. Con este fin, el proyecto SH2E formulará y demostrará un novedoso marco metodológico que establecerá los requisitos y proporcionará las orientaciones necesarias para realizar un análisis de la sostenibilidad del ciclo de vida de los sistemas de hidrógeno, integrando una triple perspectiva: ambiental, económica y social. Además, SH2E desarrollará herramientas de software en acceso abierto que facilitarán un uso extendido de estas directrices.

El proyecto está coordinado por Javier Dufour, Jefe de la Unidad de Análisis de Sistemas de IMDEA Energía, quien explica que para la correcta toma de decisiones hay que tener en cuenta su impacto ambiental junto con las variables económica y social, “lo que implica incluir en su análisis a actores tales como los trabajadores, la comunidad local y la sociedad en general. Una visión 360° que marcará un antes y un después, proporcionando herramientas de base científica que apoyen la toma de decisiones sostenibles de manera más holística y exhaustiva”. Ello permitirá establecer unas directrices que sean aceptadas globalmente como referencia para la evaluación de la sostenibilidad de los sistemas de hidrógeno y sentar las bases de su futura normalización.

Con tan sólo 4 TWh se desalarían los 1.000 hectómetros cúbicos (Hm³) de agua previstos inicialmente en el trasvase Tajo-Segura. Con alta cuota solar en el *mix*, la estacionalidad generaría excedentes con los que desalar miles de Hm³

Más información:

www.energy.imdea.org

La feria de la industria solar líder en el mundo
MÚNICH, ALEMANIA

OCT
06-08
2021
www.intersolar.de

RESTART 2021

- Desde células y centrales solares hasta inversores
- Acceso a mercados internacionales y nuevos modelos comerciales
- Innovaciones tecnológicas y tendencias del sector
- Coincida con más de 20.000 expertos en energía y 800 expositores en las cuatro ferias especializadas simultáneas

Los biocarburantes ponen sobre la mesa sus reducciones de emisiones

Es probable que cuando leas estas líneas la Comisión Europea haya presentado ya un nuevo marco normativo relacionado con los objetivos del Pacto Verde Europeo que afecta a las renovables en el transporte y que, entre otras cuestiones, recorte la participación de los biocarburantes de cultivos en los objetivos de renovables en el transporte. El sector se defiende poniendo sobre la mesa sus reducciones de GEI comparadas con los fósiles y pide que se midan todas las emisiones de su ciclo de vida, no solo desde el tubo de escape.

Así, ePure, la asociación europea del etanol, ha dado a conocer la reducción de emisiones de GEI derivada de las factorías de sus asociados, que, afirman, “representan aproximadamente el 85 por ciento de la producción de etanol renovable de la Unión Europea”. En concreto, en 2020 se llegó al 75 por ciento de reducción en comparación con los combustibles fósiles, superando el 72,5 de 2019. “Los datos de 2020 fueron recopilados por miembros de ePure y certificados por la firma auditora Copartner”, aseguran desde la asociación. En España, la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC), con datos hasta octubre de 2020, destaca que el biodiésel alcanzó un 70 por ciento de reducción, el hidrobiodiésel un 66 y el etanol un 68. Todos son porcentajes por encima del 50-60 por ciento que marca la directiva de energías renovables.

Otra organización, la EU Biofuels Chain, que agrupa a diversos integrantes de la cadena de producción de biocarburantes, ePure incluida, ha advertido del riesgo de que se pierdan estas reducciones de emisiones si la Comisión Europea (CE) recorta la participación principalmente de los procedentes de cultivos en el transporte. Y pide calcular las emisiones más allá del tubo de escape: “no se puede seguir ignorando los ahorros de emisiones que brindan los biocarburantes sostenibles a diario; el enfoque restrictivo de las emisiones del tanque a la rueda o desde el tubo de escape, adoptado hasta ahora por la CE, distorsiona la competencia entre las tecnologías y etiqueta engañosamente la movilidad eléctrica como libre de emisiones”, señalan desde EU Biofuels Chain.

En la actualidad, los biocarburantes de cultivos ya tienen un límite, ya que no pueden contribuir con más del 7% a los objetivos europeos de renovables en el transporte. De acuerdo con Emmanuel Desplechin, secretario general de ePure, “los argumentos en contra del uso de etanol de la UE basado en cultivos en la combinación energética del transporte por carretera son obsoletos e irrelevantes, y se han resuelto los problemas de sostenibilidad. Aumentar su uso junto con un despliegue más amplio de biocarburantes avanzados es la única forma realista en que la UE puede cumplir sus objetivos de energía renovable”.

Desde EU Biofuels Chain piden a la CE que cambie la metodología de medición de emisiones desde el tubo de escape a todo el ciclo de vida. “Los coches híbridos –aseguran– permanecerán en la carretera durante mucho tiempo y, si bien los vehículos eléctricos tienen un papel importante que desempeñar en el ahorro de emisiones, no serán una solución adecuada para todos los consumidores europeos”. Las dos organizaciones recuerdan, además, que en la Unión Europea se producen biocarburantes principalmente con cultivos de Europa, que asientan el desarrollo agrícola del continente y “garantizan un suministro seguro de alimentos sostenibles, piensos y productos no alimentarios, y reducen la dependencia europea de importaciones de piensos y combustibles”.

■ Más información:

→ www.epure.org → <https://ebb-eu.org>

■ El silicio también permite almacenar energía de larga duración

ALTERA (Almacenamiento Termo-Eléctrico por Reflectancia Aumentada) es un proyecto de investigación y desarrollo cuyo objetivo fundamental es la construcción de un primer demostrador de batería eléctrica de silicio fundido. La iniciativa, absolutamente pionera, llega de la mano de patentes del profesor Antonio Luque, y la está desarrollando un consorcio español, que ha promovido la empresa Silbat Energy Storage Solutions.

En esencia, el proyecto consiste en un contenedor lleno de silicio de grado metal (pureza en torno al 95%) en el que con calentadores eléctricos se lleva éste a su punto de fusión (1.410°C). Así la energía eléctrica que ha entrado a la batería a través de dichos calentadores se convierte en energía térmica, en concreto lo que se llama calor latente de fusión. De esta forma, el silicio pasa a ser una coalescencia incandescente sólido-líquido que radia energía en el infrarrojo.

Para extraer de nuevo dicha energía almacenada como energía eléctrica se usan módulos de células termofotovoltaicas (TFV), es decir células fotovoltaicas especialmente diseñadas para convertir a electricidad dicha radiación infrarroja. La batería opera todo el tiempo a la misma temperatura de fusión del silicio, reduciendo la fatiga térmica, de tal modo que queda plenamente cargada cuando se funde todo el silicio y se descarga del todo cuando dicho silicio se vuelve a solidificar.

UN MINERAL OMNIPRESENTE

Como es sabido, el silicio está presente en la tecnología de nuestros días de múltiples formas, usándose para la microelectrónica o para el fotovoltaico debido a sus propiedades semiconductoras. Sin embargo, ésta es la primera vez que se plantea como material de almacenamiento energético.

Su potencial es enorme dado que, por un lado, es el segundo elemento más abundante en la corteza terrestre, tras el oxígeno, con el que se encuentra formando sílice en la arena y otros compuestos. Esto permite que sea un material relativamente muy barato. Pero es que además se trata del segundo elemento con más calor latente de fusión de la tabla periódica, tras el boro (mucho más caro) lo que le confiere una altísima densidad de energía solo

comparable entre las tecnologías actuales de almacenamiento a la del hidrógeno.

Esta alta densidad de energía, junto con su abundancia, hacen que potencialmente pueda tener un coste de instalación por kWh de capacidad muy por debajo de cualquier tecnología de almacenamiento actual; por ejemplo, muy por debajo de la hidroeléctrica reversible, que es con mucho la más instalada hoy en día, o que el ion-litio que en los últimos años experimenta un fuerte crecimiento, sobre todo en aplicaciones móviles.

A LA SOMBRA DEL PROFESOR ANTONIO LUQUE

El proyecto ALTERA ha sido iniciado por la empresa española Silbat Energy Storage Solutions y se basa en dos patentes del profesor Antonio Luque (pionero de la fotovoltaica, inventor de la célula solar bifacial y de la célula de banda intermedia); una relativa a diseños de células de muy alta eficiencia termofotovoltaica y otra a un nuevo concepto de aislamiento térmico basado en espejos de altísima reflectividad (99.999%) en el espectro de radiación del silicio fundido, construidos a base de cristales fotónicos.

Para el desarrollo de un primer demostrador, Silbat promovió la creación de un consorcio de empresas españolas en el que participarán, además de la propia Silbat, otra tres tecnológicas: Nano4Energy, spin-off del Institutp de Microelectrónica de Madrid del CSIC, especializada en técnicas de pulverización catódica que se usaran para la construcción de los citados espejos; Advanced Thermal Devices, especialistas en ingeniería y dispositivos de alta temperatura y propulsión en el espacio que desarrollará un sistema de fusión del silicio por microondas; y Generaciones Fotovoltaicas de la Mancha, que promueve y construye plantas de energías renovables y orienta el desarrollo del producto para que atienda a necesidades reales.

Además de este consorcio, en el proyecto participan el Instituto de Energía Solar de la Universidad Politécnica de Madrid (IES-UPM), poseedor de varios récords mundiales en células fotovoltaicas de muy alta eficiencia, que se encargará la fabricación de células TFV, y el Instituto de Cerámica y el Vidrio del CSI (ICV-CSIC), que colabora en el desarrollo del contenedor refractario que aloje el silicio fundido.

El proyecto, en ejecución desde septiembre de 2020, recibió en diciembre pasado una ayuda de casi dos millones y medio de euros, de la convocatoria Misiones CDTI 2019, logrando la más alta nota de las casi 70 propuestas que se presentaron a la convocatoria de PYMEs y de las que solo ocho logran financiación. En estos diez meses de trabajo, ALTERA ha completado su primer hito y ya reporta resultados, incluso mejores de lo esperado inicialmente, según Ignacio Luque Heredia, CEO de Silbat,

Según su planificación, debe concluir a final de 2022 construyendo las dos patentes de Silbat de células TFV y espejos aislantes, así como un demostrador de laboratorio de todo el concepto de batería.

COSTES POR DEBAJO DE LOS 20\$/KWH

El Instituto Tecnológico de Massachusetts (MIT) publicaba recientemente que si existieran sistemas de almacenamiento con duraciones de entre 10h y 100h y costes de instalación asociados a energía de menos de 20\$/kWh, sería posible convertir las renovables en plenamente gestionables y hasta operarlas como centrales eléctricas de base de manera competitiva en costes con las actuales centrales eléctricas basadas en combustibles fósiles o nucleares.

Por ahora no existen tecnologías de almacenamiento, maduras, con tan bajos costes de instalación. Sin embargo, de acuerdo con Ignacio Luque, los análisis tecno-económicos realizados para la batería ALTERA indican que se puede llegar a un coste inferior a 10\$/kWh en baterías de 100h tras alcanzar un nivel medio de industrialización. “La de ALTERA una tecnología que puede llegar a desligar las energías renovables como la eólica o la fotovoltaica de su carácter intermitente y esto a un coste competitivo”, destaca el CEO de Silbat. “En España no solo se está apoyando a través de CDTI esta nueva tecnología de la que somos pioneros, sino que la labor de difusión del consorcio ALTERA también ha tenido eco en la Estrategia de Almacenamiento Energético recientemente publicada por parte del Miteco, donde el desarrollo de almacenamiento eléctrico en silicio fundido ya queda reflejado”, concluye.

■ Más información:

→ <http://silbat.com/>

■ Penguin, el prototipo undimotriz que ha elegido aguas vascas para sus ensayos

La Biscay Marine Energy Platform (BiMEP) es una zona de ensayos en mar abierto con conexión a red para la demostración y validación de convertidores de energía de las olas y plataformas eólicas flotantes. La zona, con profundidades entre 50 y 90 metros, se encuentra a un kilómetro y medio de la costa de Arminza, con la que está conectada a través de cuatro cables submarinos. Pues bien, la empresa finlandesa Wello ha elegido BiMEP para probar su dispositivo flotante captador de energía de las olas, al que ha llamado Penguin.

El dispositivo con forma de barco Penguin llegó a Euskadi hace unas semanas y, tras una serie de operaciones de mantenimiento, será instalado este verano en aguas de Arminza, en el área de ensayos en mar abierto de BiMEP, para permanecer en estudio durante dos años, según ha informado el Ente Vasco de la Energía. Se trata de un dispositivo flotante único en su tipo (de transmisión hidráulica, articulaciones o engranajes en su interior) que ha sido ensayado en versiones de menor tamaño en aguas del norte de Europa.

Penguin es un sistema flotante de gran escala semejante a un barco modificado con forma asimétrica (diferente en proa, popa, babor y estribor) que ha sido diseñado para aprovechar al máximo posible el movimiento de las olas. En su interior, un dispositivo giratorio se activa con el movimiento continuo del mar y, conectado

a un generador, produce energía eléctrica. La potencia máxima del dispositivo es de un megavatio (1 MW) y la energía generada, aún siendo un ensayo, podría alcanzar el millón de kilovatios hora. Gracias a las infraestructuras submarinas con las que cuenta BiMEP esta energía será trasladada a tierra por cables y vertida a la red de distribución general.

Wello realizó los primeros ensayos de un dispositivo de menor escala en aguas escocesas y, en vista de los buenos resultados, ha desarrollado el actual dispositivo a gran escala. El objetivo es comprobar en las condiciones marinas que ofrece BiMEP la producción de energía del dispositivo, así como el funcionamiento del sistema de control. En el proyecto participa también la empresa italiana Saipem, que pretende adquirir la experiencia necesaria en ingeniería y actividades en el mar para la posterior implementación de convertidores Penguin en todo el mundo.

Según el Ente Vasco de la Energía (EVE), el sector de los dispositivos flotantes capaces de generar energía mediante el movimiento de las olas se encuentra todavía en un estadio de desarrollo, "pero con expectativas de crecimiento importantes en los próximos años".

■ Más información:

→ <https://www.bimep.com>

→ <https://wello.eu/>



RibBracket™ V

(19 mm to 25 mm)

Con fijaciones en ángulo para evitar la extracción vertical

(con PVKIT® 2.0)



www.S-5.com

■ Cinco empresas controlan el 90% del mercado eléctrico doméstico

El grado de concentración del mercado eléctrico nacional alcanza uno de sus puntos álgidos en el segmento doméstico. El 90% de los kilovatios hora que usan las familias españolas lleva una de estas cinco marcas: Endesa, Iberdrola, Naturgy (antes Gas Natural), EDP y/o Viesgo-Repsol. Estas cinco empresas controlan también las redes de distribución. De los 29,5 millones de puntos de suministro que hay en España, 26,3 son suyos, lo que les ha reportado 25.000 millones de euros en los últimos cinco años.

Son datos extraídos del informe “El Sector Eléctrico Español en números” de la Fundación Naturgy, en el que aborda el quinquenio 2016 – 2020). En el informe se puede comprobar que la evolución que registran las comercializadoras de estas cinco grandes compañías a lo largo del quinquenio es muy similar: todas pierden clientes, pero el grado de concentración del mercado continúa siendo en todos los casos la característica. La mayor concentración se encuentra en el segmento doméstico, donde, como se ha señalado, el 90% de la energía eléctrica suministrada lleva la marca de Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP o Viesgo-Repsol. En los segmentos pyme e industria, la posición dominante del oligopolio es también evidente, pero

menor. Las cinco suministran el 62% de la energía que usan las pymes españolas y el 69% de la electricidad que demanda la industria del país. ¿Resumen? Hasta el 90% de las familias, más del 60 en pymes y casi el 70 en industria.

Y eso que en España hay más comercializadoras. O muchas más. Hasta más de 300. Porque en estos últimos años el número de comercializadoras activas ha crecido considerablemente. En 2016, y según los datos de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, en España operaban 274 comercializadoras. Al año siguiente ya eran 295. Superaban las 320 en 2018. Y alcanzaron las 341 en 2019 (último dato referido en el informe de Naturgy). Crecimiento pues del 24% en cinco años.

AÚN MÁS PESO EN LA DISTRIBUCIÓN

Pero si el oligopolio se hace sentir de manera clara en la comercialización (venta de electricidad al usuario final), en la distribución su peso es más rotundo aún. En 2016 había en España poco más de 29 millones de puntos de suministro. Cuatro años después, 2020 cerraba con más de 29 millones y medio, y 26,3 millones de esos puntos están enganchados a las redes de las cinco grandes. Según el informe de la Fundación Naturgy, la red de distribución nacional tenía a finales del año pasado 786.000 kilómetros. Solo entre Endesa, Iberdrola y Naturgy (su distribuidora se

llama UFD) suman más de 600.000 de esos kilómetros, tal es su poderío.

La distribución es un coste regulado (el Gobierno es el que decide cuánto cuesta mantener esas redes y le asigna un precio a ese coste, que pagamos entre todos los usuarios a las distribuidoras). El precio que el Gobierno viene asignándole a la distribución cada año supera los 5.000 millones de euros. O sea, que las cinco del oligopolio han cobrado por ese concepto 25.000 millones de euros durante el último quinquenio. Todas las primas de todas las tecnologías renovables han sumado en esos mismos cinco años 27.000 millones de euros, a repartir entre los más de 60.000 productores de energía solar, eólica, mini-hidráulica, biomasa, biogás, termosolar, etcétera.

Las cinco grandes están verticalmente integradas: producen electricidad, la distribuyen y la venden. De esta manera, además de dominar el segmento doméstico del mercado y disfrutar de una posición extraordinariamente dominante en la distribución, más de la mitad de todos los kilovatios hora que usó la ciudadanía española el año pasado salió de instalaciones propiedad de solo tres empresas: Endesa, Iberdrola y Naturgy.

EL ÍNDICE DE HERFINDAHL

Conocido también como Índice de Herfindahl y Hirschman (IHH), consiste en una medida que informa sobre la concentración de un mercado. Se calcula elevando al cuadrado la cuota de mercado que cada empresa posee y sumando esas cantidades, por lo que los resultados pueden variar de 0 (competencia perfecta) a 10.000 (control monopolístico).

Se considera que índices de entre 1.000 y 1.500 puntos reflejan una concentración de mercado moderada, mientras que índices con valores superiores a 2.500 puntos reflejan un mercado “demasiado concentrado”. En el segmento doméstico español, el Índice de Herfindahl y Hirschman se encuentra por encima de los 2.600 puntos. Y las compañías beneficiarias de ese mercado “demasiado concentrado” son las cinco citadas: Endesa, Iberdrola, Naturgy, EDP y Viesgo-Repsol.

■ Más información:

→ www.fundacionnaturgy.org



LONGI

Hi-MO N

Nueva dirección

Tecnología N-type para un futuro innovador





Materiales críticos

Reflexiones sobre los límites del desarrollo renovable

Aunque sea posible construir una matriz energética 100% renovable con el modelo económico actual, será imposible sostenerla durante mucho tiempo sin una transición a un modelo circular en el que la gran mayoría de las materias primas sean materiales secundarios. Esto requeriría transformaciones muy profundas de nuestro sistema industrial, que irían desde nuevas tecnologías que nos permitan la recuperación a gran escala y energéticamente eficiente de materiales a partir de desechos complejos a cambios en la filosofía de diseño de muchos productos que tengan en cuenta la futura recuperación de las materias primas empleadas, pasando por nuevos reglamentos y estándares de calidad que se apliquen a estos materiales secundarios.

Daniel Carralero*

Frecuentemente, el debate acerca de los límites de nuestra economía se centra en la descarbonización, lo que no tiene nada de sorprendente ya que la disrupción climática es sin duda la amenaza más inmediata para nuestra sociedad global. Sin embargo, al hacerlo, a menudo se obvia el aspecto clave de los insumos materiales: las tecnologías renovables más avanzadas utilizan una amplia variedad de materiales, algunos de los cuales se encuentran en las listas de materiales críticos publicadas por la Comisión Europea o el Servicio de Investigación del Congreso de EEUU.

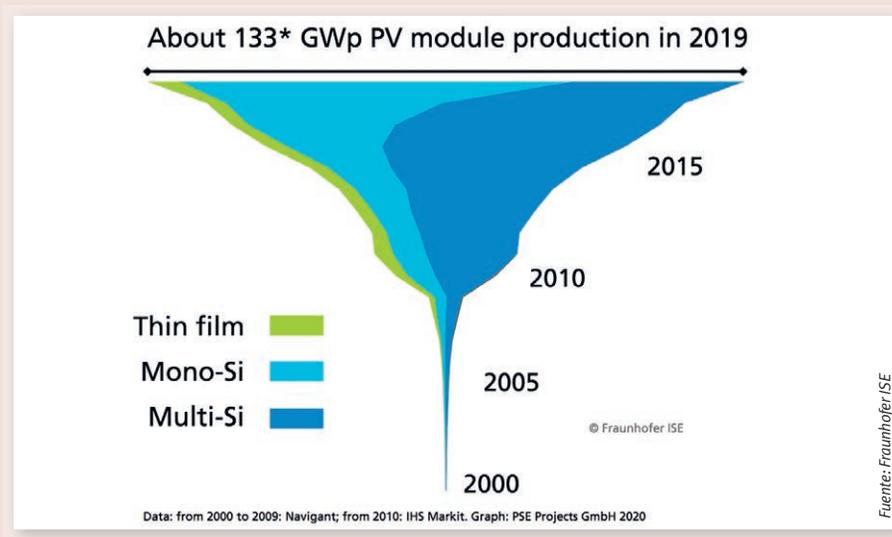
Los aerogeneradores modernos suelen hacer uso de imanes permanentes con el fin de aumentar su eficiencia energética y reducir los costes de mantenimiento (esto último puede ser un factor muy importante en las grandes turbinas *offshore*). Estos imanes –que también son muy importantes para la fabricación de motores eléctricos– se fabrican utilizando boro y tierras raras como el disprosio, el neodimio o el praseodimio (los más utilizados son los de tipo NdFeB, que utilizan neodimio).

En el caso de los paneles fotovoltaicos (FV), las necesidades materiales dependen en gran medida del tipo de tecnología que se elija: aunque la mayoría de los paneles utilizan silicio como material base y boro como dopante (ambos considerados materiales críticos), los paneles de lámina delgada también hacen uso de otros materiales escasos como el cadmio y el telurio en el caso de las de tipo CdTe, o indio, galio y selenio en las de tipo CIGS. Además, la industria FV suele utilizar plata como material conductor en el interior de los paneles, ya que su alta conductividad permi-

te reducir las pérdidas y la superficie necesaria para los contactos eléctricos.

Así, puesto que la explosión de potencia FV instalada en la última década ha estado claramente dominada por el silicio cristalino, la plata es el material más crítico para el desarrollo a gran escala de esta tecnología (como se puede ver en la figura 1, los paneles de lámina delgada supusieron en torno al 5% de la potencia instalada en el mundo en 2019). De hecho, la industria fotovoltaica ya consume más de un 10% de la producción global de plata, una cifra que ha ido creciendo en los últimos años, aunque mucho más lentamente que la potencia instalada, gracias principalmente al aumento de la eficiencia en la fabricación de los paneles (la cantidad de plata requerida por un panel solar pasó de cerca de 200

Potencia FV instalada en el mundo, según su tecnología



g de plata por kW en 2005, a menos de 25 g en 2020).

Por último, una matriz energética completamente renovable requiere tecnologías de almacenamiento para compensar la intermitencia de sus fuentes. Estas tecnologías también requieren importantes cantidades de materiales críticos: las baterías eléctricas utilizan típicamente niobio, manganeso o cobalto como materiales para el cátodo, grafito natural o sintético para el ánodo y también litio, ya sea en el cátodo o como electrolito. Por otra parte, las células de combustible –fundamentales para el desarrollo del hidrógeno verde– requieren materiales críticos para el catalizador: típicamente platino, o en su defecto paladio o cobalto.

Además de todas estas aplicaciones altamente especializadas, hay que tener en cuenta que el consumo material de todas estas tecnologías sigue estando dominado en volumen por los materiales más o menos convencionales (tales como hierro, cobre o aluminio) requeridos para la estructura, el cableado, etc. De hecho, en algunos casos pueden aparecer necesidades de materiales críticos relacionadas con estos aspectos, como es el caso de niobio, el cromo, el manganeso o el níquel, empleados para obtener aleaciones de acero de altas prestaciones, por ejemplo, para la construcción de la torre o de partes de la turbina o las palas en un aerogenerador.

■ *La ecuación completa*

¿Significa todo esto que el agotamiento de algunos de estos materiales críticos puede suponer una amenaza para el rápido desarrollo de las energías renovables necesario para evitar los peores efectos del cambio climático? Para responder a esta pregunta tenemos que tener en cuenta dos aspectos que diferencian sensiblemente las tecnologías de generación renovable de las basadas en hidrocarburos.

En primer lugar, a diferencia de lo que sucede con el petróleo o el gas natural, las renovables no dependen en general de una materia prima insustituible sin la cual su fabricación o su funcionamiento se vuelve inviable. En la mayor parte de las aplicaciones, los materiales críticos mencionados tienen como objeto mejorar la eficiencia energética y económica de los sistemas en los que se usan, y por tanto pueden a menudo sustituirse por otros más convencionales, normalmente a cambio de reducir prestaciones o aumentar el precio. Por ejemplo, los imanes permanentes de los aerogeneradores podrían ser sustituidos por electroimanes convencionales u otras opciones de diseño, lo que hace improbable que la escasez de tierras raras se conviertan en un obstáculo insalvable para el desarrollo de la eólica. Así mismo, las conexiones de los paneles solares pueden hacerse utilizando cobre en lugar de plata, aunque eso empeoraría su eficiencia energética.

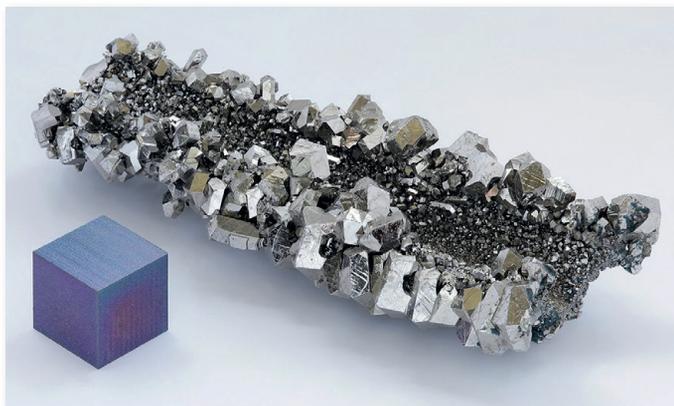
En segundo lugar, los potenciales cuellos de botella materiales no se limitan a la extracción de materias primas, sino que se extienden a lo largo de toda la cadena productiva. A modo de ejemplo, la senda de reducción de precios de la FV de los últimos años se ha visto recientemente invertida debido a la escasez de polisilicio (el material purificado industrialmente que se utiliza para fabricar los paneles). El silicio es el segundo elemento más abundante de la corteza terrestre, de modo que esta limitación no está relacionada con la disponibilidad de la materia prima, sino con diversos facto-



Unos trabajadores insertan los devanados de cobre en el estator del generador eólico



Los imanes de neodimio (foto) están considerados de los tipos de imanes más fuertes del mundo



Cristales de niobio de alta pureza y un cubo de niobio anodizado de 1 cm³ de alta pureza. Este mineral se emplea, por ejemplo, en la industria fotovoltaica



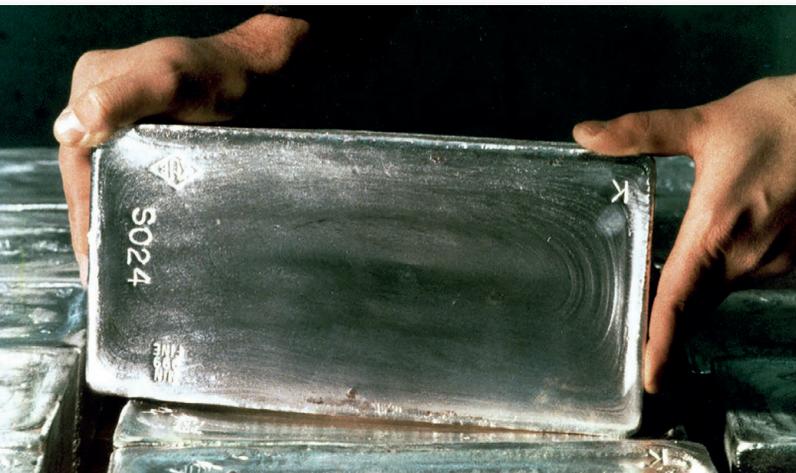
P A N O R A M A



Científicos del Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico (PNNL, EEUU) han diseñado un catalizador altamente activo y duradero que no depende del costoso platino para estimular la reacción química necesaria. El nuevo catalizador contiene cobalto intercalado con nitrógeno y carbono y logra reacciones similares pero con una durabilidad cuatro veces mayor



Montones de sal de litio listos para su recolección en el Salar de Uyuni en Bolivia



El 90% de las células fotovoltaicas de silicio cristalino, que son las células solares más comunes, utilizan pasta de plata

res que han afectado a la capacidad manufacturera global (varios accidentes industriales en China, reducciones en la producción relacionadas con la Covid-19), que no ha sido capaz de seguir con suficiente rapidez el aumento exponencial de la demanda creado por el despliegue FV.

Por supuesto, estos factores pueden ser determinantes para el control comercial de estas tecnologías o incluso llegar a afectar sensiblemente a su ritmo de instalación. Siguiendo con el ejemplo del polisilicio, el mercado de este producto intermedio está sufriendo un proceso de concentración, y aproximadamente el 75% de su producción proviene de un pequeño grupo de empresas situadas en China. Como resultado, la evolución del precio puede

seguir una lógica oligopólica y no reflejar necesariamente la abundancia de la materia prima original, con el consiguiente impacto en el despliegue global de esta tecnología.

Así pues, volviendo a la cuestión de los límites materiales al desarrollo renovable, no parece que el agotamiento de ciertos materiales críticos suponga un riesgo muy elevado para continuar la producción de estas tecnologías, al menos a corto plazo.

■ *Perspectivas a largo plazo*

Sin embargo, cuando se considera el medio-largo plazo, la cuestión de los materiales –no ya de los considerados críticos, sino en general– se vuelve un factor que no puede ser ignorado. En efecto, la descarbonización de la economía requiere una expansión de la generación renovable que permita no sólo sustituir todas las actuales centrales de hidrocarburos, sino absorber los consumos de otros sectores que deberán ser casi totalmente electrificados, tales como el transporte, la industria, etc.

Esta masiva infraestructura, que supondrá decenas de teravatios (TW) instalados antes de mitad de siglo, requerirá dedicar cantidades importantes de las reservas conocidas de diversos metales y minerales, algunos de los cuales deberán competir con otros usos no relacionados con la energía. Por ejemplo, algunos modelos proponen cifras globales de instalación del orden de en torno a 20 TW de potencia eólica o 10 TW de potencia FV hasta 2050. Tomando el segundo caso, y suponiendo que la tecnología dominante sigue siendo la de silicio cristalino (evitando así la necesidad de materiales críticos que impone la tecnología de panel delgado), sería necesario utilizar de manera sostenida el 30% de la producción de plata de 2020 hasta entonces, algo que puede verse complicado en el escenario probable de que la producción global de este metal alcance su pico antes de mitad de siglo. Además, otros autores hablan de la necesidad de hasta 70 TW FV en 2050.

Por otra parte, hay que tener en cuenta que no es suficiente con instalar toda esta potencia una vez: incluso aceptando que la vida útil de estas tecnologías seguramente excederá las previsiones actuales, seguirá siendo necesario reemplazar todo el parque comple-



to cada pocas décadas. Incluso si es posible construir una matriz energética 100% renovable con el modelo económico actual, será imposible sostenerla durante mucho tiempo sin una transición más o menos simultánea a un modelo circular en el que la gran mayoría de las materias primas sean materiales secundarios. Esto requeriría transformaciones muy profundas de nuestro sistema industrial y que irían desde nuevas tecnologías que nos permitan la recuperación a gran escala y energéticamente eficiente de materiales a partir de desechos complejos a cambios en la filosofía de diseño de muchos productos que tenga en cuenta la futura recuperación de las materias primas empleadas, pasando por nuevos reglamentos y estándares de calidad que se apliquen a estos materiales secundarios.

Una transición así plantearía desafíos comparables a los asociados a la descarbonización: en el caso de la UE, la fracción de materiales secundarios utilizada lleva casi dos décadas sin despegar del 10%, ya que los procesos de reciclaje son ineficientes y se limitan en general a ciertos productos en los que resultan particularmente rentables. Volviendo al ejemplo de la plata, la tasa de reciclaje global ha venido suponiendo entre un 15% y un 20% del consumo en los últimos años. Es fácil ver que un parque de 10 TW se podría renovar pocas veces con esas tasas de recuperación.

Por otra parte, como también sucede en el caso de la transición energética, el cierre de los ciclos materiales de nuestra economía, supone una excelente oportunidad para dirigir inversiones públicas a un programa de reindustrialización que cree grandes cantidades de empleo (la CE estima que sólo en la UE, la transición a una economía circular podría crear 700.000 puestos de trabajo en la próxima década) y al mismo tiempo contribuya decisivamente a la lucha contra el cambio climático y a la corrección de

Planta de Veolia en Rousset (Francia) para tratar y recuperar paneles fotovoltaicos de silicio cristalino. Este año de 2021 proyecta recuperar 4.000 toneladas de materiales

Abajo, reciclaje de palas de aerogenerador en el marco del proyecto Brio, coordinado por Iberdrola y en el que participan Tecnalia y la Fundación Gaiker. Los residuos recuperados tendrán nueva vida como materias primas secundarias en otros productos



los desequilibrios introducidos por la globalización neoliberal en el sistema de comercio global.

** Daniel Carralero es miembro del Observatorio Crítico de la Energía*

■ **Más información:**

→ <http://observatoriocriticodelaenergia.org>



P A N O R A M A

Pla-ni-fi-ca-ción

¿Es posible conciliar el despliegue de miles de megavatios de nueva potencia renovable con la conservación de nuestro rico patrimonio natural? ¿En qué medida beneficia a la población local (o perjudica) la instalación en su territorio de todas esas infraestructuras: parques solares, subestaciones, tendidos eléctricos? ¿En qué medida beneficia a la población rural (o perjudica)... a quién? El debate no ha hecho más que comenzar. Los promotores prometen empleo, pago de impuestos a los ayuntamientos de los pueblos y desarrollo económico. La sociedad civil parece cada vez más preocupada por lo que está por venir, y ha empezado a articularse en plataformas que dicen... renovables sí, pero responsables, comprometidas socioeconómicamente (con compromisos realmente vinculantes), con pla-ni-fi-ca-ción. Así está el patio.

Antonio Barrero F.

El Plan Nacional Integrado de Energía y Clima fija un objetivo 2030 fotovoltaico (FV) muy concreto: España debe tener instalados en esa fecha 39 gigavatios de potencia FV. Ahora mismo hay unos 12 gigas instalados. Según la patronal del sector, la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), de los 27 gigas que faltarían por instalar, alrededor de 10 llegarán en forma de autoconsumos (casi siempre instalaciones sobre cubiertas, azoteas y tejados cuya producción será autoconsumida *in situ*), pero 17 tendrán que ser instalados sobre suelo. 17... Ahora mismo hay 102 gigavatios FV (102.000 megavatios fotovoltaicos)

que ya tienen permiso de acceso concedido y que solo necesitan pues un punto en la red por donde sea posible efectivamente acceder. El Gobierno va a sacar a concurso concretamente 175 puntos de acceso en los que ha aflorado una capacidad superior a cien megavatios (o sea, un mínimo de 17.500 MW), y acaba de aprobar además una norma según la cual esos concursos “podrán” atender, aparte de los correspondientes criterios técnicos, ciertos “criterios socioeconómicos y ambientales” relativos a las zonas donde se ubiquen las instalaciones.

“Podrán”. Ese es el quid de la cuestión. “Podrán” atender ciertos criterios. ¿Por qué

el legislador no escribió “estarán obligados a” atender esos criterios socioeconómicos y ambientales?

El formidable aluvión de proyectos renovables (más de 100 gigas hoy ya sobre la mesa, cuando el Gobierno plantea un total de 39... a diez años vista) está causando un hondo impacto en la sociedad civil, que ha comenzado a articular sus preocupaciones en forma de movimientos y plataformas – rurales y ciudadanas– que observan con preocupación los proyectos que vienen por el camino. Porque muchos son los que no quieren ver cómo se les llena el suelo de aparatos y el cielo de cables, y/o porque no



quieren ver cómo se hipoteca su rica biodiversidad (que da soporte a la agricultura, la ganadería o el turismo), para que otros extraigan de sus territorios vernáculos la luz que venderán a precio de oro en la capital. Ese es grosso modo el escenario: el de, por una parte, la llegada de poderosas multinacionales y fondos de inversión a la llamada España vaciada (desembarco en pos de solares –suelo barato– y Sol); y el de, por la otra, la España que en realidad no está vacía, y que teme que los anuncios de empleo y riqueza sean humo, y que sospecha que el impacto ambiental que van a propiciar esas infraestructuras será mayor (y más caro) que los futuros beneficios socioeconómicos que prometen los promotores.

UNEF estima que solo sería preciso el 0,15% de la superficie agraria útil de España para instalar los 17 gigavatios de marrras. Es decir, que solo el 0,15% de esa superficie dejaría de producir patatas, cebada o sandías para generar kilovatios hora. Los promotores prefieren esas superficies porque suelen ser llanas, suelen tener ya disponibles los accesos necesarios y suelen presentar otras ventajas que no ofrecen otros espacios más alejados o rústicos. Prefieren ese suelo y están pagando, porque pueden, buenas sumas por él. Según Pilar Galindo, de la Sociedad Española de Agricultura Ecológica (SEAE), “están multiplicando por ocho, por diez o por no sé sabe cuánto, la renta agraria, de modo que están

tentando mucho a los propietarios, que a lo mejor ni viven en el pueblo, y dejando fuera a los no propietarios”. El presidente de la Fundación Renovables, Fernando Ferrando, coincide: “están ofreciendo al propietario hasta ocho veces la renta agraria que tendría el arrendador” (hasta 2.000 euros por hectárea). Y el propietario sale bien parado; y el agricultor local que alquilaba hasta ahora al terrateniente ese suelo para cultivar (las patatas, la cebada o las sandías) se queda sin suelo.

En fin, impactos socioeconómicos no deseados (pérdida de soberanía alimentaria, destrucción de empleo local tradicional, concentración aún mayor de rentas, ensanchamiento de brechas socioeconó-

■ Moratoria

Aliente, la Alianza Energía y Territorio, es una iniciativa casi recién nacida que reúne decenas de organizaciones de todo el estado español, “unidas para proponer una transición energética justa, basada en la generación renovable distribuida, el ahorro energético y el autoconsumo, una transición que ponga la defensa del territorio y su biodiversidad en el centro”. Aliente ha elaborado un manifiesto en el que pide “a los Gobiernos central y autonómicos la puesta en marcha de una serie de medidas para garantizar la conservación de la biodiversidad durante el desarrollo de la transición energética a las renovables”. Aquí quedan sintetizadas.

- Aprobación de un plan de áreas de exclusión “vinculante” –con una cartografía “pormenorizada”– que prohíba la construcción de instalaciones de energía renovable a gran escala. Dentro de las áreas de exclusión se pueden permitir instalaciones de menos de cinco megavatios (5 MW) vinculadas al autoconsumo y a proyectos de energía comunitaria. Este plan de áreas de exclusión debe someterse a exposición pública, permitiendo la participación ciudadana, en el desarrollo definitivo del mismo.

- Paralización “temporal” de la autorización de nuevas industrias eólicas y fotovoltaicas hasta que se diseñe el plan de áreas de exclusión referido en el punto anterior. El procedimiento para autorización de nuevas instalaciones de más de 5 MW ha de incluir condiciones respecto a la protección de la salud y seguridad públicas, la biodiversidad, el medio ambiente y la ordenación del territorio por la ocupación del suelo, acorde con lo exigido por la Directiva (UE) 2019/944 del mercado interior de la electricidad.

- Elaboración de los correspondientes planes eólicos y fotovoltaicos a nivel autonómico con las obligadas restricciones “de carácter vinculante” y con su preceptiva Evaluación Ambiental Estratégica, “realizada por entidades independientes a las empresas promotoras”.

- Se deben autorizar exclusivamente los gigavatios (eólicos y fotovoltaicos) que fija como Objetivo a 2030 el Plan Nacional de Energía y Clima. Esa capacidad de generación es “la que evalúa el Estudio de Impacto Ambiental Estratégico del Plan y la que cuenta con la correspondiente declaración ambiental estratégica”.

- La Estrategia de Biodiversidad 2020–2030 de la Unión Europea (UE) exige, entre otras cuestiones, la protección de, al menos, el 30% de la superficie de la UE, especialmente, a través de la ampliación de la Red Natura 2000, que debe abordar la carencia en la cobertura de determinados ambientes y ecosistemas que se encuentran claramente infrarrepresentados, como los ambientes esteparios.

- Aprobación urgente de los planes de conservación y gestión de especies en peligro y vulnerables y que cada Zona de Especial Conservación incluida en Red Natura contenga su correspondiente Plan de Conservación, según recomienda la Directiva

92/43/CEE de Hábitats. Se deben aprobar aquellos que están sin elaborar, deben incluir una consideración explícita de los efectos de las infraestructuras renovables, y su incorporación debe ser inmediata a la zonificación del Gobierno como indicadores de máxima sensibilidad ambiental.

- Urge acelerar todos los procesos de catalogación, y de actualización de catálogos, de todas las especies en peligro y/o vulnerables, especialmente en el caso de las más sensibles a estas infraestructuras.

- Mejora de los estudios de campo de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA), así como de los trabajos de Vigilancia Ambiental posoperacionales acorde con el conocimiento científico más actualizado, y que deben estar sometidos a auditorías independientes y periódicas.

- Debe garantizarse la independencia en las fases de la evaluación de impacto ambiental que dependan de los promotores (EIA en la fase preoperacional y plan de vigilancia ambiental en la posoperacional).

- Establecimiento de medidas para evitar el fraccionamiento ilegal de proyectos en virtud de lo establecido por la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico. La fragmentación es una práctica habitual para (1) evitar las evaluaciones ambientales de proyectos de más de 50 MW por parte de la Administración central y para (2) evitar la evaluación del impacto global del proyecto.

- Aplicación urgente de la Ley 26/2007, de Responsabilidad Medioambiental para implementar mecanismos efectivos para la paralización o desmantelamiento de parques eólicos a partir de criterios claros y cuantificables de mortalidad. Debe ser de obligado cumplimiento el protocolo de parada de aerogeneradores elaborado por el Ministerio para la Transición Ecológica y que actualmente solo se refleja en alguna Declaración de Impacto Ambiental de los nuevos proyectos.

- Los datos de mortalidad de aves y mamíferos de las industrias eólicas y fotovoltaicas “deben ser públicos y estar a disposición de la ciudadanía” en la sede electrónica de las administraciones competentes.

- Transposición completa de las Directivas Europeas de Energía Limpia, que obligan al desarrollo de un modelo energético que prime el ahorro y eficiencia energéticos y el autoconsumo de renovables en un modelo distribuido, y que regule la capacidad máxima de producción, así como al establecimiento de criterios sostenibles de utilización. Además, incluye la obligatoriedad de incluir la integración de las energías renovables en la ordenación y la planificación del territorio.





P A N O R A M A

micas); e impactos ambientales, futuros, cuando menos preocupantes. UNEF ya se lo veía venir. Hace dos años. Cuando aún eran muy escasas las voces de alerta. La patronal publicó entonces (hace dos veranos) un interesantísimo documento –«Recomendaciones de mejores prácticas para la sostenibilidad ambiental de las instalaciones fotovoltaicas»– en el que ya adelantaba sus cauciones, y sus propuestas. Entre ellas: vallados permeables para evitar la fragmentación de los hábitats; creación de islas arbustivas para paliar/minimizar/evitar el impacto visual; utilización de plantas que

favorezcan a los insectos polinizadores; extensión de los estudios de seguimiento de avifauna; contratación de personal local; apuesta por la compra a proveedores autóctonos. El director general de UNEF, José Donoso, repasaba esas propuestas y enunciaba otras más ambiciosas el pasado 28 de junio en una jornada virtual organizada por Más País y en la que también participaba la antes citada Galindo.

“Proponemos a nuestras empresas –apuntaba en esa jornada Donoso– que utilicen el hincado en vez de hormigón” (hincado de las infraestructuras que sopor-

tan las placas, técnica en la que el sector solar fotovoltaico español ha sido por cierto pionero a escala mundial y que evita el uso de hormigón, mucho más impactante); “decimos desde luego no a los productos fitosanitarios; si hay que hacer desbroces que sean con ganado ovino”. Por supuesto UNEF está de acuerdo con que se prohíba instalar en áreas protegidas “o en zonas en proceso de ser protegidas”, añadía su director general. “No queremos que se utilicen las expropiaciones (...). Si el territorio no está de acuerdo, no se debe desarrollar esa planta (...). No que-

Desde el sindicato CCOO

“El sector público debería participar más en la propiedad de las instalaciones renovables”. Lo dice Comisiones Obreras en «Reducir el impacto ambiental de las instalaciones renovables», informe con el que el sindicato se cuela en la polémica desatada por el aluvión de proyectos eólicos y fotovoltaicos al que España asiste estos meses. El documento alerta sobre los potenciales impactos no deseados que puede ocasionar un mal planteado despliegue de nueva potencia renovable y propone numerosas alternativas de desarrollo responsable, entre las que incluye la participación pública en la propiedad de las instalaciones renovables.

No es la primera vez que se plantea esa participación estatal. Es más, hay muchas naciones en todo el mundo en las que el estado es dueño de una compañía eléctrica, o gasística, o petrolera, porque son muchos los estados que consideran que estas compañías, que nos proveen de suministros básicos, son “estratégicas” para la nación. Más aún, en España ya hay participación estatal en la propiedad de las instalaciones renovables. Lo que ocurre es que los que participan aquí son otros estados: la empresa estatal noruega Statkraft, por ejemplo, está desarrollando ahora mismo en territorio español centenares de megavatios fotovoltaicos; la estatal italiana Enel está haciendo lo propio con centenares de megavatios eólicos, que tiene repartidos en proyectos que está impulsando por media España; el fondo soberano de Catar es el principal accionista de Iberdrola, compañía que no está participada por el estado español (pero sí por el catari, a través de ese fondo) y que también está impulsando la instalación de muchos megavatios renovables aquí. O sea, que plantear que “el sector público debería participar más en la propiedad de las instalaciones renovables” no es algo nuevo.

Como igualmente evidente son (1) que el desarrollo desde lo público de una infraestructura determinada (un parque solar, por ejemplo) va a atender necesariamente más al interés público (de servicio público y de conservación del patrimonio natural, que es de todos) y (2) que el desarrollo de una infraestructura privada atenderá preferentemente en primer lugar (como es lógico) a los intereses privados del consejo de administración y/o de los accionistas de esa empresa privada, que no tienen por qué coincidir con el interés público.

Sea como fuere, esa es en todo caso una de las muchas propuestas que abre a debate el informe «Reducir el impacto ambiental de las instalaciones renovables», obra de Comisiones Obreras (CCOO). Estas son algunas de las soluciones que propone.

- Comisiones considera que es preciso plantear “la conveniencia de que, desde el Gobierno, a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), o desde entidades locales o agencias de la energía se promuevan instalaciones renovables, o que se rescaten concesiones hidroeléctricas próximas a caducar. El sector público –concluye– debería participar más en la propiedad de las instalaciones renovables”.

- El sindicato recuerda en su informe que la planificación urbanística, de competencia municipal, determina los usos de

suelo a través de un Plan General de Ordenación Urbana (PGOU) o de Normas Subsidiarias (NNSS) y puede permitir o no –recalca– la instalación de plantas renovables a partir de esa normativa.

- Comisiones pide seriedad en la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA). El sindicato denuncia que “estos procedimientos administrativos no se realizan en ocasiones con rigor” y alerta sobre otro problema: el que los promotores de grandes instalaciones a veces presentan los proyectos fraccionados de manera que al no superar cada uno de ellos los cincuenta megavatios (50 MW) se tramitan a través de las Consejerías de Medio Ambiente, “que suelen ser más permisivas –advierte Comisiones– que el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico”. El sindicato propone “descartar, o plantear la reducción, de los megaproyectos fotovoltaicos (por ejemplo superiores a 200 hectáreas) que se encuentren en zonas agrícolas o próximas a poblaciones o a espacios con cierto valor patrimonial”.

- “Sería muy importante –dice el informe de Comisiones– que las comunidades autónomas establezcan una planificación que determine qué zonas de su territorio deberían estar excluidas por su impacto en la biodiversidad o por afectar gravemente a otros usos recreativos o agrícolas prioritarios, con independencia de que ya existen zonas excluidas por las normas relativas a espacios naturales protegidos”. El Ministerio para la Transición Ecológica ha creado un geoportal con una zonificación a nivel nacional de la sensibilidad medioambiental, pero es “meramente indicativa” –destaca Comisiones– para los promotores y entidades que lo quieran utilizar.

- El sindicato propone por otro lado que en el mecanismo de subasta para nueva potencia renovable se reserve un porcentaje importante en las mismas para proyectos inferiores a diez megavatios (10 MW), “ya que son los proyectos más grandes, sobre todo en fotovoltaica, los que generan más problemas territoriales”. Las subastas deberían además establecer criterios de condicionalidad priorizando proyectos en zonas de baja sensibilidad, de repotenciación o de hibridación.

- Comisiones reclama en todo caso potenciar mucho más el autoconsumo urbano e industrial y la generación distribuida con la figura de las Comunidades Energéticas Locales, así como proyectos que ocupen espacios en embalses de agua o en infraestructuras existentes o que se integren con otras actividades como la agrovoltaica, piscifactorías, etc.

- “Las evaluaciones de impacto ambiental y la planificación autonómica que reclamamos –señala CCOO– deberían considerar una graduación de la aptitud medioambiental del suelo de cara a posibles proyectos de plantas renovables ya sean eólicas o solares”. En ese sentido –sostiene CCOO–, se deberían priorizar suelos urbanizables o suelos rústicos o no urbanizables sin valores ambientales relevantes, terrenos degradados por otras actividades (mineras, vertederos...) o agrícolas de secano e improductivos o de escasa productividad.



remos dinero de los fondos de recuperación para las plantas en suelo. No lo necesitan. Los 900 millones de euros de los fondos de recuperación que van a ir promover el autoconsumo... es ahí donde tienen que ir. Eso es lo correcto". Más aún: Donoso (UNEF) está de acuerdo en que haya participación local en las plantas: "una alternativa es que se emitan bonos garantizados para la población local. Y que solo pueda acceder a esa emisión la población local, donde se encuentre la planta o por donde pase la línea, garantizándoles un interés mínimo del entorno del 5%".

Y más todavía: "estamos en contra –ha dicho explícitamente Donoso– de esas concentraciones tan grandes [de instalaciones solares] que hay en determinados municipios. Es un error tremendo. Estamos a favor de que se haga el estudio de impacto ambiental acumulativo y que solo se autorice lo que se tenga que autorizar. Hay mucho

territorio, y hay territorio para hacer las cosas bien. Pero atacando genéricamente a las plantas en suelo lo único que conseguimos es cometer un error histórico. Otra cosa es que hay que hacer las cosas bien. Claro. Y hay plantas que no se tienen que construir. Pero no se puede pedir una moratoria global. Porque estaremos perdiendo una ventana histórica; nos estamos jugando mucho, muchísimo, todo el proceso de transición ecológica. Por lo que hay que luchar es por ejemplo –apunta Donoso– porque las comunidades autónomas en las que están las instalaciones tengan un precio de la electricidad más barato que Madrid o Barcelona, que son los centros consumidores. Para favorecer sus desarrollos industriales y su crecimiento económico". Además, y en todo caso, la solar FV deja en el territorio desde el minuto cero una media de 10.000 euros por megavatio y año durante los diez primeros años, según UNEF.

Sobre el papel parece pues que hay soluciones. Y parecen viables, habida cuenta de que es la misma patronal la que las postula (desde el verano de 2019 muchas de ellas). Lo que ocurre es que también hay problemas. Porque una cosa son las declaraciones de intenciones, y otra, la realidad. El presidente de la Fundación Renovables, Fernando Ferrando, señala el caso de Murcia: "en Murcia, en estos momentos, entre los proyectos que ya están funcionando (que son 3.265 megavatios) y los proyectos que están presentados, nos encontramos con que ya estamos en un 4% del territorio de superficie agraria útil, o un 5,4% si hablamos de secano, porcentajes que ya son mayores que la superficie de invernadero que tiene toda la provincia". La Fundación que preside Ferrando también ha publicado recientemente un informe sobre el particular: «Territorio y renovables. El desarrollo de las grandes plantas bajo criterios de inclu-

■ La mirada Greenpeace

Participación de la ciudadanía en los proyectos renovables de promotores privados (reserva para ella del 20–30% de la inversión, que puede ser directa o indirecta, a través de sociedades de economía mixta o fondos de inversión). Es una de las muchas propuestas que contiene el documento «Criterios de Greenpeace para un Desarrollo Renovable necesario para el Clima y respetuoso con la Biodiversidad y las Personas». La organización ecologista plantea en ese texto muchas alternativas (reserva obligada de al menos un 20% de la potencia de las subastas para la ciudadanía, por ejemplo) y apela, por encima de todo, a la responsabilidad de Gobiernos, promotores y ciudadanía "para acelerar un desarrollo renovable que genere el mayor impacto positivo al territorio y participado al máximo por la sociedad".

En pos de ese horizonte, la oenegé del arco iris considera fundamental la creación de "espacios de diálogo y participación efectiva" para la sociedad civil, espacios a partir de los cuales sea más fácilmente alcanzable la "redistribución de los beneficios sociales y económicos" que sean producidos a partir de la utilización de los recursos naturales de los pueblos.

El documento de Greenpeace contiene así los "criterios generales, energéticos, sociales, económicos y ambientales" que la oenegé considera hay que tener en cuenta a la hora de abordar lo que denomina "el impulso imprescindible del desarrollo renovable", todo ello –matiza–, sin menoscabo de anteponer "en todos los casos" la eficiencia y el ahorro energético.

Las principales demandas de la oenegé ecologista son estas:

- La organización demanda que se garantice la creación de espacios de participación, diálogo y debate desde el principio de los procesos entre promotores, autoridades y comunidades para asegurar la coordinación de intereses y la búsqueda de soluciones compartidas que conlleven el mayor impacto positivo posible. Lo resume María Prado Rubio –responsable en Greenpeace de la campaña de Energía– en una frase, sintética, muy directa: "ante muchos de los movimientos críticos con el actual modelo de desarrollo renovable, es imprescindible potenciar espacios de diálogo para avanzar". Porque de lo que no cabe duda –apuntan desde Greenpeace– es de que el desarrollo de las energías renovables constituye una oportunidad "única e irrenunciable para el medio ambiente y para la sociedad".

- Greenpeace exige una "trasposición fiel y urgente" de las directivas europeas en materia de Autoconsumo, Comunidad Energética Local y capacidad flexible (gestión de la demanda).

Trasposición, "con objetivos vinculantes", y un verdadero impulso a la participación ciudadana, impulso desde todas las administraciones (estatal, autonómica y local), e impulso desde los promotores mediante todas las estrategias, mecanismos y canales que sean necesarios (como pueden ser la reserva obligatoria de cuotas en subastas, la participación en la inversión –directa o indirecta–, la copropiedad, el autoconsumo, u otras fórmulas por definir colectivamente).

- La organización demanda una planificación energética autonómica (y local) coordinada con la nacional, que ya está contenida en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, que determine la energía necesaria en cada comunidad autónoma para alcanzar un sistema eléctrico 100% renovable en 2030, y un sistema energético 100% renovable, eficiente e inteligente en 2040.

- Respecto a las medidas ambientales Greenpeace destaca, entre otras, las siguientes demandas

- Priorizar emplazamientos sobre suelos degradados, ya que un 4,9% de la superficie de suelo utilizada en España está dedicada a usos de alto impacto.

- El cumplimiento en todo el Estado como directriz ejecutiva (y no como herramienta orientativa) de la zonificación del territorio nacional presentada por el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico que determina la sensibilidad ambiental del territorio. Esta herramienta zonifica el territorio nacional en función del índice de sensibilidad ambiental de los previsible impactos que puedan presentarse en el territorio para la implantación de proyectos de energías renovables, en concreto de eólica y de solar fotovoltaica.

- Evaluación ambiental estratégica sinérgica y no individual, que valore los efectos sinérgicos y acumulativos de los diferentes proyectos de una misma zona y que no permita la fragmentación de proyectos para disminuir artificialmente el tamaño y burlar la legalidad ambiental.

Greenpeace plantea sus Criterios con el fin de "lograr que el desarrollo de las energías renovables se haga al ritmo necesario y con la calidad necesaria para enfrentar la emergencia climática y al mismo tiempo proteger la biodiversidad y los derechos de las personas".





P A N O R A M A

sión territorial». En ese texto plantea propuestas concretas para un despliegue renovable sensato, presididas todas ellas, en todo caso, por la idea-fuerza que titula este reportaje: pla-ni-fi-ca-ción. “El problema –sostiene Ferrando– es que no hay ninguna legislación que fije límites, ni en tamaño, ni en usos...”.

“Pedimos una limitación clara de la utilización de la superficie agraria útil. Que las iniciativas no puedan tener más de un 30% de superficie agraria útil (...). El autolímite de la ambición es una quimera. Aquí lo que necesitamos es ordenamiento, necesitamos zonificación socioeconómica vinculante, necesitamos una ordenación del territorio provincia a provincia, zona a zona. No conozco a ningún promotor que si puede hacer una instalación de 250 se limite a hacer 50”.

“Hace falta una planificación vinculante con participación ciudadana”, coincidió Luis Bolonio, portavoz de la plataforma Alianza Energía y Territorio, Aliente, en la misma jornada virtual. “Porque sin planificación el daño es irreversible, o muy profundo. Desde el Ministerio no se está haciendo esa planificación. Por eso pedimos una moratoria temporal, porque es necesaria. O, ¿qué hacemos mientras? Con planificación, exclusión de espacios donde instalar y participación ciudadana, no hace falta moratoria”.

“La planificación es una necesidad imperiosa”, coincide Ana Carricondo, coordinadora de Programas de Conservación de la asociación ornitológica SEO/BirdLife.

Probablemente ninguna plataforma ciudadana, ninguna organización ecolo-

gista, desea moratoria. Pero hace falta pla-ni-fi-ca-ción. Todas la reclaman. Y objetivos vinculantes. Nada de... “podrán”. Los concursos deben estar “obligados” a incluir criterios socioeconómicos y ambientales inequívocamente “vinculantes” a la hora de hacer ganadora una propuesta de parque u otra.

Planificación. Vinculante. Dos palabras clave.

No, en el fondo nadie quiere moratoria.

“Le planteo a la administración un ejercicio de responsabilidad y de creatividad para que, sin parar la bicicleta, nos plantee una planificación que devuelva la confianza a la ciudadanía”. Hermosa frase para acabar, de Pilar Galindo, SEAE. Sin parar la bicicleta. Porque el cambio climático, ese... ese no se va a parar. ■

■ Este es el decálogo de las Renovables Responsables

La organización conservacionista SEO/BirdLife y el Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) celebraron a finales de mayo las “primeras jornadas por unas renovables responsables, social y ambientalmente”, evento multiparte organizado con el objetivo de construir “consensos que faciliten una transición ecológica respetuosa con la biodiversidad y aliada del reequilibrio territorial”. Estas primeras jornadas las abrió la ministra del ramo, Teresa Ribera, que dijo algo que no por sabido deja de sorprender: “probablemente haya alrededor de diez veces más proyectos [de instalaciones renovables] gestionándose, o por lo menos impulsándose, o anunciándose, de lo que se estima sería razonable para cumplir nuestros objetivos en materia de energías renovables en el año 2030”. Diez veces más.

Esas jornadas han servido para impulsar el Decálogo de las Renovables Responsables. Lo sintetizamos aquí

1. La transición energética es urgente ante un escenario de emergencia climática planetaria, y las energías renovables (eólica y solar, fundamentalmente) jugarán un papel importante a corto y medio plazo, dado su grado de madurez tecnológico.
2. La transición energética debe ser modélica en tiempo y forma. No basta un simple trasvase de fuentes energéticas fósiles a fuentes renovables. Se requiere un cambio de modelo social, territorial y económico profundo, que será posible con: investigación, planificación, regulación y diálogo. Los aspectos sociales y ambientales deben incorporarse plenamente en la planificación del despliegue de las renovables a corto y medio plazo y, al mismo tiempo, es crucial la investigación a medio y largo plazo sobre nuevas fuentes de energía limpia y modelos de consumo alternativos y de futuro, que reduzcan de forma drástica la demanda y con ello, la necesidad de incrementar la potencia instalada.
3. Una gestión política responsable debe incluir en la discusión a todos los actores implicados y ofrecer reglas claras tendentes a minimizar el impacto ambiental y maximizar el beneficio social.
4. La reflexión sobre el dónde y el cuánto es decisiva para garantizar la sostenibilidad de la transición energética. El desarrollo de las renovables debe respetar el patrimonio natural y la biodiversidad en todas las fases de su vida útil, incluyendo su desmantelamiento. Para ello, es esencial una planificación territorial vinculante, que garantice la exclusión de las áreas de alto valor y priorice la ocupación de espacios ya degradados y antropizados. Se necesitan también estrategias que primen el ahorro energético y la generación distribuida, frente al actual modelo centralizado en grandes instalaciones lejos de los grandes núcleos de población.

5. La investigación sobre nuevas fuentes, modos de uso, ahorro energético y conservación de la biodiversidad es en la actualidad un campo de oportunidades abierto y de desarrollo dinámico. La evaluación continua de los avances en ciencia es esencial a corto, medio y largo plazo. En España hay grupos punteros que pueden generar ideas innovadoras.

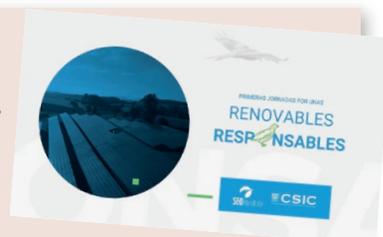
6. La sociedad civil debe conocer cómo se está organizando y planificando el despliegue de estas energías en el conjunto del territorio español, así como en qué estado de la tramitación se encuentran la totalidad de las iniciativas y qué potencia representan sobre el objetivo a cumplir establecido en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima 2021–2023. Sin transparencia el rechazo social puede frenar el ritmo de la transición energética sostenible y resiliente que la sociedad necesita.

7. La transición energética no debe dejar a nadie atrás y debe ser justa con las zonas afectadas por la descarbonización. Del mismo modo, acabar con la pobreza energética es central en las democracias contemporáneas. Promover un acceso justo y equitativo a estas tecnologías es un reto social a conseguir.

8. La transición energética será modélica si alcanza a todo el sistema energético. Además, el proceso de planificación debe tener presente también el futuro. De ahí que, reversibilidad, flexibilidad, mejora del conocimiento y seguimiento del impacto real sean claves en todo el sistema energético.

9. La transición energética debe ir más allá de la mera producción de energía renovable. Estas tecnologías no sólo modifican los paisajes físicos y biológicos, sino también los paisajes económicos, industriales, e incluso los emocionales. Deben ser pensadas no sólo como agentes generadores de energía, sino como promotores de espacios de gestión diversos y descentralizados que pueden dar lugar a nuevas ruralidades más resilientes. Así, pueden contribuir a poner freno al proceso de despoblamiento del medio rural y promover la creación de empleo auténticamente verde y de calidad.

10. La transición energética es cosa de todos. No podemos delegarla o reducirla a las necesarias iniciativas de las empresas energéticas. La ciencia debe avanzar y la sociedad en su conjunto debe ser un actor principal –informado y formado– del cambio de modelo energético, lo que se traducirá en una reconfiguración de la demanda hacia modelos más sostenibles y de menor consumo. La democratización del nuevo modelo energético es la única garantía de éxito real.





Un aire más eficiente para todos. Sencillo, ¿verdad?

Nueva Gama Climate Bosch



En la **Nueva Gama de Aire Acondicionado Climate**, ahora marca Bosch, destacamos los **modelos 5000i y 3000i** con conectividad WiFi y tecnología i-Clean, que permiten una mayor eficiencia y disfrutar de un aire de mayor calidad.



www.junkers.es



EÓLICA

Mejor que construir más eólica en tierra, repontenciar e instalar parques marinos

En España se ha producido un desarrollo constante de la energía eólica desde hace unos 25 años que hace que ahora dispongamos de más de 27.000 MW de potencia de esta tecnología, que generan más de la quinta parte de la electricidad. Para afrontar la emergencia climática, ahora se hace necesario instalar más de 20.000 MW nuevos. En este escenario, la Px1NME dice que mejor que construir más parques eólicos en zonas sensibles es apostar por la repotenciación y la eólica marina.

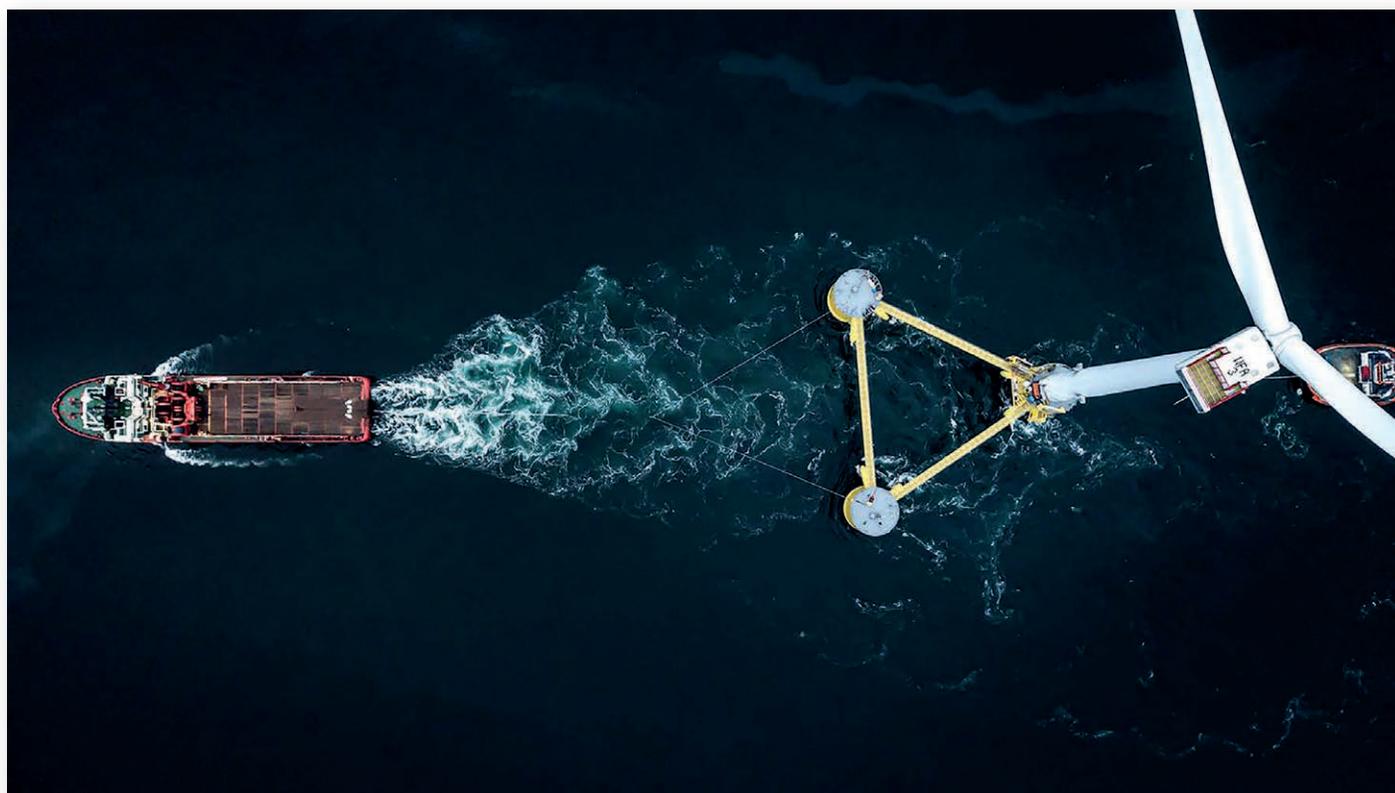
Px1NME

La Plataforma reconoce que la implantación de energía eólica ha ido acompañada de un importante desarrollo de la industria asociada a la eólica y en el conjunto de su cadena de valor se ha generado bastante empleo, también

en zonas rurales. No obstante, considera que el nuevo despliegue de parques eólicos, enmarcado en los objetivos recogidos en el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), debe hacerse teniendo en cuenta los impactos y conflictos que puede generar.

Especialmente en Castilla y León, Aragón, Castilla-La Mancha, Galicia, Andalucía y Navarra. Estas seis comunidades autónomas suman el 83% de la potencia total instalada.

La Px1NME señala, asimismo, que ante la penetración de energías renovables, “es-





peremos que mucha de ella de forma distribuida y con autoconsumo”, resulta necesario desarrollar también esquemas técnicos de soporte de la red eléctrica. “Se podría plantear un diseño de parques eólicos con capacidad clara de hacer de soporte de la red eléctrica”, dice. “Pensamos en algunos entornos eólicos, del orden de una decena, que confluyan en subestaciones de conexión a la red eléctrica en las cuales haya esa capacidad de mantener frecuencia y tensión, soportando las alteraciones que se dan en la red, tanto la presencia de energía reactiva, como huecos de tensión u otros fenómenos”. Para ello, añade, “hay que plantear también la necesidad, en zonas próximas a ellos, de una combinación con sistemas hidráulicos, incluidos los de bombeo, o de otras tecnologías renovables”.

Además, considera que los nuevos desarrollos eólicos deberían disminuir la presión sobre zonas donde haya un elevado riesgo de afección a aves y murciélagos o en las que ya existan muchos parques que estén próximos a poblaciones. Se trataría de seleccionar muy bien los emplazamientos de nuevos parques, así como reducirlos al mínimo en esas zonas ya saturadas o que tengan valores ambientales considerables.

De acuerdo con la Plataforma, este planteamiento podría llevarse a cabo más fácilmente, manteniendo los objetivos de potencia total, si se actuara en tres ámbitos: la repotenciación de parques eólicos antiguos,

la concentración de nueva potencia en zonas de mucho recurso eólico y amplio territorio donde la afección a los valores naturales sea menor y el desarrollo ordenado de parques eólicos marinos.

■ Aerogeneradores más potentes

En España hay 27.500 MW de potencia eólica instalada de los que casi un tercio, algo más de 8.000 MW, están en parques eólicos antiguos, donde las máquinas son de potencia unitaria de 1.000 kW o inferior; están amortizados y los aerogeneradores, de acuerdo con la Plataforma, “no son ni muy eficientes ni dan buena respuesta a las distorsiones de la red, por ejemplo, frente a los huecos de tensión. Se podrían sustituir esos antiguos aerogeneradores por otros de nuevo diseño y más potencia; es decir repotenciar parques eólicos antiguos, en territorios ya ocupados”.

En la actualidad se están instalando en tierra aerogeneradores de 3,5 MW de potencia unitaria. Hay algún parque propuesto con aerogeneradores de 6 MW. Si se avanza en la repotenciación se debería pensar en que hacia el año 2040 toda la eólica tendrá de media aerogeneradores de 3,5 MW o incluso una potencia mayor. “Si pensamos que en tierra debiera haber en total unos 40.000 MW instalados, deberíamos ponernos como objetivo que fuera con más o menos 10.000 aerogeneradores, la mitad de los actuales”,

Frente a la eólica marina anclada al fondo, cuyo territorio de juego son las aguas más someras, la eólica marina flotante permite situar aerogeneradores mar adentro y aprovechar los fuertes vientos propios de esos enclaves

señalan desde la Plataforma. Añaden que “es preciso estudiar aspectos medioambientales de ese cambio de aerogeneradores” ya que los nuevos aerogeneradores, al dejar un espacio libre mayor bajo ellos, quizás de 60 m o incluso más, posiblemente tuvieran menos incidencia sobre pájaros, murciélagos y aves esteparias; la cuestión está en ver cómo afectarían a grandes planeadores, por ejemplo, buitres.

En su opinión, la repotenciación debería empezar con esos parques que tienen aerogeneradores de potencia unitaria igual o menor a 1.000 kW, de los que hay una potencia instalada de algo más de 8.000 MW, con unos 15.000 molinos. “Se podría ir a unos 5.000 aerogeneradores que supusieran una potencia instalada de 16.000 MW, el doble de la actual”, señalan.

Una segunda fase de la repotenciación sería pensar en los parques con aerogeneradores de potencia unitaria entre 1.000 y 2.000 kW. Estos suponen cerca de las dos terceras partes de la potencia instalada, más de 15.000 MW, con cerca de 10.000 aerogeneradores. Podrían convertirse en unos 30.000 MW y menos de 8.000 máquinas.



La ingeniería vasca Saitec promueve un parque eólico marino flotante a 10 km de la costa de Bilbao, formado por tres aerogeneradores de 15 MW de potencia cada uno. El Parc Tramuntana, a unos 24 km de Roses (Cataluña), es otro proyecto de energía eólica marina flotante propuesto, pendiente de la planificación costera estatal

Sería una operación a realizar en la segunda mitad de la actual década y primeros años de la próxima.

■ Concentración de potencia en ciertas zonas

En opinión de la Plataforma, para una reordenación planificada del sistema de energía eólica en España se debería considerar también un desarrollo de uno o varios parques con mucha potencia en zonas de mucho recurso eólico y amplio territorio que apenas contenga valores naturales. “Se trataría de que esos grandes conjuntos eólicos tuvieran una subestación de conexión a la red bien equipada: eléctrica y electrónicamente, para que pueda operar como un nudo de generación renovable dando estabilidad a la red”.

En cuanto a la eólica marina, la Px1N-ME señala que quizás debiera aportar unos 10.000 MW. “Habría que preseleccionar y hacer estudios ambientales en un pequeño número de emplazamientos, quizás una docena. Eso quitaría presión en ciertos territorios y facilitaría decir que no a nuevos parques que se proponen en emplazamientos terrestres muy discutidos. Habrá que considerar su

España quiere ser referente mundial en eólica flotante

La eólica de aguas someras, la que “clava” las torres en el fondo, ha triunfado donde el lecho marino se halla a 10, 20, 30, 40, 50 metros de la superficie. Pero, a partir de los 50/60 metros, ya no es rentable instalar aerogeneradores en el mar. No lo es, a menos que sean flotantes y que las soluciones flotantes sean viables económicamente. En esta carrera están embarcados 34 desarrolladores, 8 de ellos españoles, que ahora mismo compiten por un mercado que todo el mundo sabe multimillonario.

Según la Comisión Europea, el potencial de desarrollo de parques marinos flotantes es enorme: ronda los 95.000 megavatios en todo el mundo y hasta 22.000 de ellos podrían erigirse en las aguas profundas que rodean la península ibérica. De acuerdo con el estudio “El futuro de la eólica marina flotante en España”, de la Asociación Empresarial Eólica, España es ahora mismo líder en plataformas flotantes de acero y sistemas de amarre de acero, y se encuentra en el grupo de cabeza (junto a Francia, Dinamarca, Noruega y Alemania) en palas, torres, plataformas flotantes de hormigón, subestaciones y amarres sintéticos. De hecho, España copa alrededor del 25% de todo el desarrollo tecnológico de este sector. El sector eólico nacional solo se encontraría en desventaja competitiva con respecto a las naciones citadas en cables submarinos y góndolas.

Ahora mismo, no hay ningún parque eólico marino flotante de escala comercial en el mundo, pero sí hay algún proyecto piloto flotante en el entorno de los 50 MW. También hay alrededor de medio centenar de proyectos ya identificados en todo el mundo, por valor de más de 11.000 MW. Uno de estos proyectos lo promueve la ingeniería vasca Saitec, que en junio pasado anunciaba el lanzamiento del parque eólico marino flotante Geroa, a diez kilómetros de la costa de Bilbao. La instalación albergará tres gigantes aerogeneradores de 15 MW de potencia cada uno, sobre otras tantas plataformas flotantes de hormigón (tecnología SATH patentada por Saitec). Actualmente el aerogenerador más potente del mundo tiene una potencia de 14 MW.

El Parc Tramuntana, frente a la costa de Ali Empordà (Cataluña), es otro proyecto de energía eólica marina flotante en desarrollo, pendiente de la planificación costera estatal. El parque estará ubicado a una media de 24 km de la Bahía de Roses y según sus promotores –BlueFloat Energy y SENER– estará formado por entre 30 y 40 aerogeneradores, que producirán en torno al 45 % de la demanda eléctrica actual de toda la provincia de Girona. Sus promotores sostienen que será una infraestructura totalmente respetuosa con el ecosistema marino y las vías migratorias de aves y cetáceos y estará integrado en el entorno natural del Empordà para preservar sus ecosistemas y su biodiversidad.

De acuerdo con la Asociación Empresarial Eólica, con el nivel de ambición que tiene el sector, en 2030 podría haber instalados en España unos 3.000 MW de eólica marina, principalmente flotante.



incidencia ambiental en el medio marino y planificar adecuadamente las ubicaciones.

La Plataforma recuerda que la tecnología de la eólica marina ha avanzado bastante y los aerogeneradores ahora se pueden ubicar alejados de la costa, en lugares de mayor profundidad de aguas. “La curva de aprendizaje se ha hecho en otros países, aunque con participación de empresas españolas que pueden generar mucho empleo industrial en zonas donde se necesita”, agrega. Estas instalaciones, bien semiflotantes o flotantes, “podrían albergar varios cientos de megavatios de po-

tencia, que deberían conectarse a la red eléctrica, a ser posible, en nodos de soporte a la red o con propuestas especiales, por ejemplo, la producción de hidrógeno”.

Para un desarrollo ordenado de esta energía marina, la Px1NME considera fundamental que se apruebe, cuanto antes y de manera consensuada y participativa, la anunciada Estrategia española para el desarrollo de la eólica marina, y que se actualicen y adapten al marco regulatorio vigente el Estudio Estratégico Ambiental del Litoral Español de 2009, así como el RD 1028/2007

por el que se establece el procedimiento para la tramitación de instalaciones de generación eléctrica en el mar territorial.

La Plataforma por un Nuevo Modelo Energético es una iniciativa ciudadana surgida en agosto de 2012 en Madrid, que defiende la transición hacia un modelo energético socialmente justo y ambientalmente sostenible, basado en el ahorro, la eficiencia, las energías renovables y la soberanía energética

■ **Más información:**

→ www.nuevomodeloenergetico.org/pgs2



PROCESOS ZnNi

ALTA RESISTENCIA A LA CORROSIÓN

Hasta 2000 h de resistencia a corrosión en CNS s/norma DIN 50021

Alta resistencia al desgaste mecánico

Buena estabilidad a altas temperaturas

Alta resistencia a corrosión en contacto con aluminio

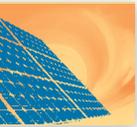
Experiencia

Gran capacidad de producción y plazos de entrega adaptados a las necesidades de cada proyecto

Nuevos desarrollos técnicos

SOLAR
FOTOVOLTAICA
EÓLICA

www.inelca.es



SOLAR FOTOVOLTAICA

The Smarter E Europe Restart 2021

A pesar de la pandemia el mundo energético no ha parado. El mercado europeo de la fotovoltaica y el almacenamiento vive un boom. También la movilidad eléctrica sigue su curso. Las políticas marco han cambiado y llegan nuevos actores y productos. Se requiere de soluciones intersectoriales e interconectadas de manera inteligente para generar, almacenar, distribuir y utilizar eficientemente la energía. Y eso es justo lo que ofrece The smarter E Europe, la mayor plataforma de la economía energética de Europa.

ER

The smarter E Europe abarca cuatro ferias paralelas especializadas en el sector energético (Intersolar Europe, ees Europe, Power2Drive Europe y EM-Power Europe) y ofrece una visión general perfecta de este dinámico mercado en crecimiento. Tras la cancelación de los eventos en 2020 debido al coronavirus, en 2021 la plataforma de innovación se

vuelve a celebrar físicamente en el recinto ferial de Munich (Alemania), entre el 6 y el 8 de octubre. Y lo hará como The smarter E Europe Restart 2021. Para hacer más llevadera la espera hasta el otoño y calmar la sed de intercambios e información del sector, los organizadores vienen ofreciendo desde el inicio de la pandemia muchos formatos digitales: en el marco de la serie de eventos ‘The

smarter E goes digital’, los apasionados por el mundo de la energía pueden encontrar podcasts, seminarios web y eventos online. (www.TheSmarterE.com)

■ Intersolar, pioneros desde hace 30 años

La innovación es lo que hace avanzar un sector. Intersolar Europe se fijó el objetivo de dar visibilidad a la capacidad de innovación del sector. Y eso es lo que viene haciendo desde hace tres décadas: en 2021 la feria especializada celebra su 30 aniversario. En este tiempo, Intersolar, que desde 2018 forma parte de The smarter E Europe, se ha convertido en la feria especializada de la industria solar líder en el mundo. La plataforma más importante para fabricantes, proveedores, distribuidores y prestadores de servicios de la industria solar global que reúne a actores de los mercados más influyentes del mundo. Y que cuenta con una superficie de exposición de 66.000 m², 800 expositores y más de 20.000 visitantes. Merece la pena echar la vista atrás y recordar que todo esto empezó con la exposición local ‘Solar’91’ en Pforzheim (Alemania), que reunió a cinco expositores con una visión de un futuro solar y un suministro de energía más ecológico.

30 años después las innovaciones del sector ponen de manifiesto principalmente una cosa: que 2021 está marcado por la variedad y la diversificación. Y es que, entre los productos nominados para el Intersolar Award 2021, junto a los inversores fotovoltaicos pu-





ros, siguen siendo tendencia los inversores de baterías y los equipos híbridos para el ámbito residencial. También la tecnología de módulos fotovoltaicos está marcado por la diversificación. El objetivo es sumar nuevas superficies que ya estén en uso, no solo tejados y superficies no edificadas. Cada vez hay más soluciones que se integran en edificios, fachadas, vehículos e infraestructuras. El sector de la agrovoltaje también está creciendo. El eficiente aprovechamiento por partida doble de las superficies para la agricultura, por un lado, y para generar electricidad solar, por otro, está avanzando muy rápido y cada vez despierta más interés.

La entrega de los premios Intersolar, The smarter E y ees Award 2021 tendrá lugar en las fechas anteriormente previstas para la feria The smarter E Europe y durante las que ahora se celebrarán The smarter E Industry Days, del 21 a 23 de julio de 2021. Los finalistas del Intersolar Award de este año mostrarán después orgullosos sus innovaciones como expositores en Intersolar Europe Restart 2021.

■ ees Europe Restart 2021: todo sobre el hidrógeno

ees Europe es la feria de baterías y sistemas de almacenamiento energético más grande de Europa y tiene preparadas las soluciones más innovadoras. Bajo el lema 'Innovating energy storage', presenta tecnologías de baterías y soluciones de futuro para el almacenamiento de renovables, como aplicaciones de hidrógeno o power-to-gas. Las tecnologías power-to-gas se consideran clave para el éxito de la transición energética. Aquí tiene una especial importancia el hidrógeno verde que se obtie-



ne mediante electrólisis con renovables. En su estrategia para reducir los gases de efecto invernadero, la Comisión Europea considera el hidrógeno como una de las tecnologías básicas más importantes. En varios Estados miembros de la UE, como Austria o Alemania, el hidrógeno ya está experimentando un boom, tal y como pone de manifiesto la introducción de estrategias nacionales.

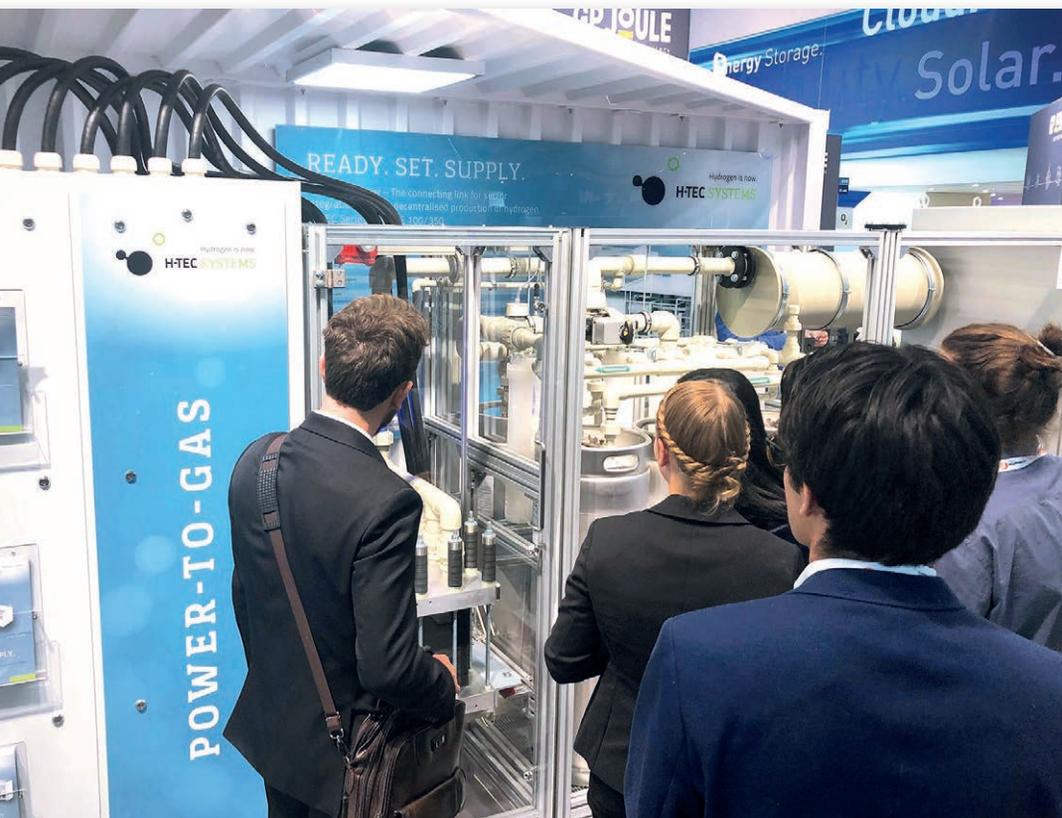
ees Europe Restart 2021 prestará una especial atención al hidrógeno en el marco de la Green Hydrogen Conference el 20 de julio de 2021, en la que se analizarán los aspectos regulatorios, económicos y medioambientales. Se estudiará cómo el hidrógeno puede cumplir las grandes expectativas que despierta, y ser la clave para un sistema económico sin efectos climáticos. (www.ees-europe.com/green-hydrogen-konferenz).

■ EM-Power Europe, el camino hacia empresas con huella de carbono cero

Desde IKEA, BMW o Google hasta medianas empresas, cada vez son más las compañías que se dan cuenta de que utilizando tecnologías basadas en energías eficientes y renovables no solo pueden cumplir el marco regulatorio, y reducir su gasto energético, sino también proteger el clima y beneficiarse de ventajas competitivas y de una mejor imagen frente a clientes e inversores. Si las empresas quieren ir hacia la neutralidad climática, el camino pasa necesariamente por EM-Power Europe Restart 2021. Es la feria internacional especializada en gestión de la energía y soluciones energéticas interconectadas.

Pero muchas empresas no conocen sus cifras de emisiones de CO₂. Y eso que tener

SOLAR FOTOVOLTAICA



información sobre las emisiones es el primer paso básico para una estrategia climática y un requisito para calcular la huella de carbono. ¿Qué emisiones son relevantes para ello? ¿Solo las de la propia empresa o también las de los proveedores? ¿Cómo se pueden calcular? ¿Qué posibilidades hay para reducir eficazmente las emisiones de CO₂? ¿Y cómo pueden compensarse las emisiones inevitables para conseguir un saldo cero de CO₂? El foro orientador de EM-Power Europe Restart 2021 responde a estas preguntas

en sesiones diarias dedicadas al tema de las empresas con huella de carbono cero. Pero, además, numerosos expositores presentarán sus soluciones y servicios en EM-Power Europe Restart 2021 entre el 6 y el 8 de octubre de 2021.

■ Power2Drive Europe, la movilidad eléctrica sigue creciendo

También la electromovilidad sigue avanzando. Es posible que el motor de combustión

interna se convierta en un producto minoritario ya en esta década: en el año 2020, el parque mundial de coches eléctricos creció hasta los 10,9 millones, más de tres millones más que el año anterior. Alemania ocupa la primera posición en cifras de ventas en Europa. Lo que demuestra que tanto el líder en automoción como los usuarios apuestan desde el año 2020 cada vez más por los coches eléctricos. Y el avance de la tecnología de recarga también se suma a este boom: solo en Europa, la infraestructura de carga pública ha crecido un 35% en el año 2020. En consecuencia, crecen tanto el número de proveedores como la variedad de productos. Se puede ver una visión general sobre esto en el último informe que la feria internacional especializada en infraestructura de carga y electromovilidad Power2Drive Europe ha realizado de manera independiente en colaboración con cosmix, la mayor plataforma de Europa de infraestructuras de carga. Este informe general sobre el mercado está estructurado de tal forma que cualquier interesado, desde especialistas hasta neófitos en el tema de las infraestructuras de carga, puede hacerse una idea de los datos técnicos. Responde a preguntas como ¿qué conector, cuánta potencia de carga y cuántas estaciones de carga admite? ¿Tiene sistema de gestión de carga inteligente? En general, el porcentaje de procesos de carga privados seguirá siendo predominante en los próximos diez años. La demanda de posibilidades de carga en casa, en el trabajo y en los centros comerciales será aún mayor. Igual que las gasolineras a día de hoy, en un futuro los operadores de infraestructuras de carga y sus proveedores de servicios tendrán un papel fundamental en la movilidad y, por tanto, serán relevantes para el sistema. En el futuro la electricidad será el equivalente a la gasolina/diésel, y lo ideal será que se genere in situ a partir de energías renovables. Los sectores de la energía y de la movilidad se fusionan mediante la electricidad de carga verde.

Las energías renovables, la descentralización y la digitalización están transformando el mundo energético. The smarter E Europe Restart 2021 crea el vínculo entre los sectores y ofrece soluciones. Bajo el lema 'Creating the new energy world' (creando el nuevo mundo energético), la plataforma de innovación agrupa ferias y conferencias especializadas en distintos ámbitos de la energía. Así que, si puedes, no te pierdas The smarter E Europe Restart 2021. En Munich (Alemania), del 6 al 8 de octubre.

■ Más información:

→ www.thesmartere.de

SF ONE SINGLE-AXIS TRACKER

El seguidor 1P de Soltec

PATENTE PÉNDIENTE

RÁPIDO Y SENCILLO

- ✓ **StringRunner** gestiona el cableado de la fuente fotovoltaica
- ✓ Instalación más fácil y rápida, similar al SF
- ✓ **5%** menos hincas que el estándar de la competencia
- ✓ **75%** de reducción del tiempo de trabajo

Perfil más pequeño para un campo solar visualmente menos intrusivo



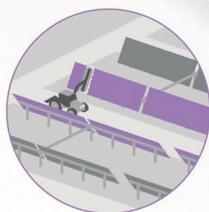
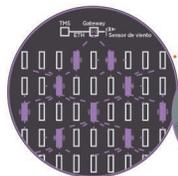
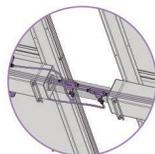
TEAMTRACK™
con algoritmo de posición solar de NREL's

Hasta un **8,6%** de ganancia de energía, con un sistema de control integral diseñado para maximizar la productividad del panel solar, que incluye Backtracking asimétrico, almacenamiento difuso y control meteorológico.

ROBUSTO

- ✓ Especialmente diseñado para módulos más grandes de **72** y **78** celdas
- ✓ **Dy-Wind**: la metodología de diseño de viento más avanzada
- ✓ Optimización **Diffuse Booster** para condiciones de poca luz

Diseñado para módulos más grandes



INTELIGENTE

- ✓ Innovadora red de malla de hilo abierto, sistema **Full Wireless**
- ✓ Tecnología única de **Internet de las cosas** (IoT) (funciones sin repetidores)
- ✓ **TMS**: sistema de seguimiento de seguimiento incorporado para un control total de la planta fotovoltaica
- ✓ Redundancia a **prueba de fallos**, gateway flexible con la **latencia más baja** del mercado

FACE-2-FACE

El posicionamiento Face-2-Face ayuda a que los vehículos de lavado cubran el doble del área de la matriz por pasada de vehículo, lo que reduce proporcionalmente la tasa de lavado de horas por MW

INSTALACIÓN Y OPERACIÓN OPTIMIZADO

- ✓ La comunicación de campo cercano (NFC) a nivel de seguidor y la red Full Wireless a nivel de planta, proporcionan robustez y rentabilidad en operaciones de comunicación y control
- ✓ Autoalimentado con módulo dedicado, para fuente de alimentación rentable

soltec.com

SPAIN / HQ

info@soltec.com

+34 968 603 153

UNITED STATES

usa@soltec.com

+1 510 440 9200

MEXICO

mexico@soltec.com

+52 1 55 5557 3144

PERU

peru@soltec.com

+51 1422 7279

AUSTRALIA

australia@soltec.com

+61 2 9275 8806

ARGENTINA

argentina@soltec.com

+54 9 114 889 1476

SPAIN / Madrid

emsa@soltec.com

+34 91 449 72 03

BRAZIL

brasil@soltec.com

+55 071 3026 4900

CHILE

chile@soltec.com

+56 2 25738559

INDIA

india@soltec.com

+91 124 4568202

CHINA

china@soltec.com

+86 21 66285799

EGYPT

egypt@soltec.com





TERMOSOLAR

Guía básica para entender el papel de la tecnología termosolar en España

¿Qué aporta la tecnología termosolar al mix energético español? ¿De qué manera ayuda al desarrollo socioeconómico y a la creación de empleo allí donde se ubica? ¿Qué tal le ha ido en el último año y cuáles son sus perspectivas de futuro? A estas y otras preguntas responde Gonzalo Martín, secretario general de Protermosolar.

El rápido crecimiento renovable que está sucediendo globalmente lo lideran principalmente dos tecnologías: fotovoltaica y eólica. Según la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA) en el mundo había 2,500 GW de potencia renovable instalada, a cierre de año pasado. Más de un 50% corresponde a hidroeléctrica que “únicamente” ha crecido un 30% en la última década. Sin embargo, la eólica ya representa un 25% mundial habiendo triplicado su presencia en estos últimos diez años; y la fotovoltaica ha multiplicado por 14x su presencia durante el mismo período prácticamente igualando la cuota eólica. Con estas cifras, el remanente renovable para otras tecnologías (termosolar,

biomasa, y otros) es muy reducido, lo que hace que muchas veces se pasen por alto sus diferencias.

La gran similitud entre las dos tecnologías líderes del mercado es que generan únicamente cuando hay recurso primario, ya sea viento o sol. Con determinado equipamiento adicional como baterías, se pueden proporcionar otros servicios al sistema, pero no son inherentes a la tecnología. Sobre las baterías volveremos más adelante. Sin embargo, no deben confundirse todas las renovables, ya que ni funcionan igual, ni aportan lo mismo al sistema ni siquiera deberían funcionar a la vez.

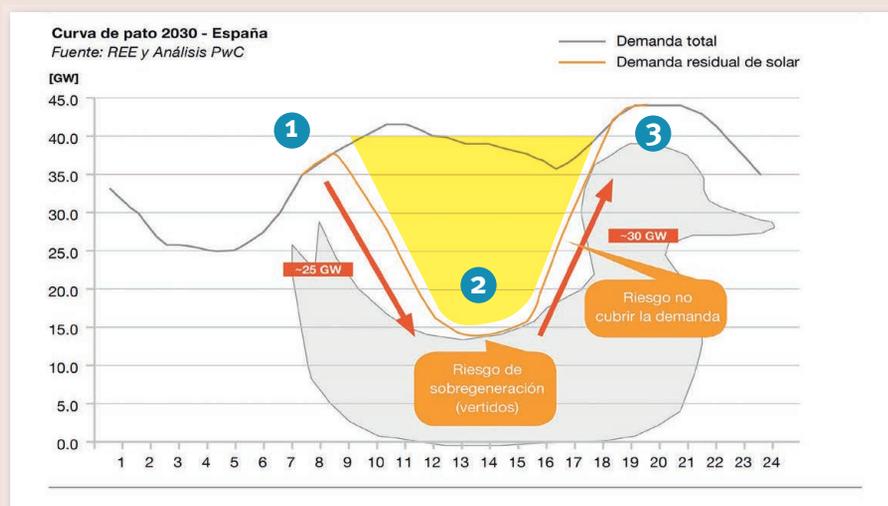
La principal ventaja de la tecnología fotovoltaica es su bajísimo coste, que ha sor-



prendido al mundo año tras año, descendiendo, según IRENA, un 80% desde 2010 a 2019. Junto a su modularidad y versatilidad para los emplazamientos (en una llanura ais-



Figura 1. Curva de pato estimada para España en el año 2030



Fuente: Fundación Naturgy. Protermosolar. Protermosolar ha añadido las demarcaciones de las 3 zonas y la superposición invertida de la contribución fotovoltaica en España

miento del mercado eléctrico nacional en el año 2030. En la zona 1, coincidiendo con la salida del Sol, aunque la demanda aumenta, la generación fotovoltaica empieza a generar. Protermosolar ha extraído el perfil de generación real de solar fotovoltaica usando datos de Red Eléctrica y los ha superpuesto, invertidos, en la zona 2, que es precisamente la demanda una vez restada dicha contribución. Aquí hay riesgo de sobregeneración que implique precios nulos del mercado eléctrico, como ya se está viendo en determinados días de este año 2021. Finalmente, en la zona 3, con la puesta del Sol y un aumento de la demanda al salir de los trabajos y llegar a casa, el sistema tiene un riesgo real de no cubrir las necesidades del sistema, siendo necesario un aporte súbito de generación adicional.

La tecnología termosolar se diferencia gracias a su gestionabilidad, que no es otra característica que poder guardar la energía y despacharla a la red en un momento diferente al que fue generada. De esta manera, la termosolar captura energía térmica durante el día, es decir, calienta unos determinados fluidos que son sales en estado líquido, en unos tanques donde pueden permanecer durante días sin pérdidas significativas. Cuando sea necesario, ya sea esa misma noche o la semana siguiente, esta energía térmica se

lada o un tejado de una gran ciudad) hacen que, mientras brilla el sol, sea la opción más aconsejable para generar energía a bajo coste.

La eólica, pese a que también es intermitente, presenta un perfil de generación más homogéneo durante el día y la noche. De esta manera no contribuye a la temida curva de pato –que no es más que la medida de la

demanda eléctrica de un país que excede a la generación fotovoltaica. A mediodía se hunde dicha demanda –ya que fotovoltaica está en su momento de máxima generación– pero tras la puesta de sol hay un máximo en la curva que estresa al sistema eléctrico.

La figura 1 recoge gráficamente esta situación en una estimación del funciona-

Figura 2. Tabla comparativa entre varios sistemas de almacenamiento extraída del informe *El papel del almacenamiento en la Transición Energética*

| | | Ventajas | Inconvenientes | Servicios que puede prestar | Vida útil / Nº ciclos | Capacidad [Wh/Kg] | Coste [€/kWh] |
|-----------------------|--------------------------|--|--|--|-----------------------|-------------------|-----------------|
| Hidrógeno (H2) | | A futuro permitirá altas capacidades | Altos costes y baja madurez | Movilidad, arbitraje, almacenamiento estacional | Bajo nº de ciclos | Alta a futuro | 160-570 €/Kg H2 |
| Electroquímico | Baterías de Ion-Litio | Alta madurez y gran capacidad | Alto coste y pérdida de capacidad tras un número de ciclos de carga/descarga | Flexibilidad, regulación de frecuencia y de tensión, reducción de vertidos | 5.000 - 10.000 ciclos | 120 - 240 | 250 - 500 |
| | Baterías de flujo | Permiten desacoplar potencia y energía | | | > 10.000 ciclos | 20 - 60 | 400 - 800 |
| | Supercondensadores (SCs) | Alta madurez, alta densidad de potencia y ciclabilidad | Alto coste en términos de energía | Estabilidad, regulación de frecuencia, inercia sintética | > 1.000.000 ciclos | < 10 | 10.000 |
| Mecánico | Hidrobombeo | Gran madurez, alta capacidad | Alta inversión, localización específica | Estabilidad, regulación frecuencia, almacenamiento estacional | 40 - 80 años | > 5 GWh | 350 - 1.500 |
| | Aire comprimido (CAES) | Madurez | Respuesta lenta | Estabilidad, <i>blackstart</i> , almacenamiento estacional | 40 - 100 años | 2,5 - 3.000 MWh | 200 - 250 |
| | Volantes de inercia | Alta madurez, densidad de potencia, ciclabilidad, desacoplo entre potencia y energía | Alto coste en términos de energía | Regulación de frecuencia y de tensión, inercia sintética | > 1.000.000 ciclos | 5 kWh | 3.000 |
| Térmico | | Alta madurez, gran capacidad, ciclabilidad y larga vida operativa | Requiere de un ciclo de conversión termodinámico a electricidad | Flexibilidad, reserva estratégica para picos de demanda o rampas del sistema | >30 años | >1 GWh | 20-55 |
| Híbrido | | Combina tecnologías con capacidades diferentes | Complejidad | Todos | - | - | - |

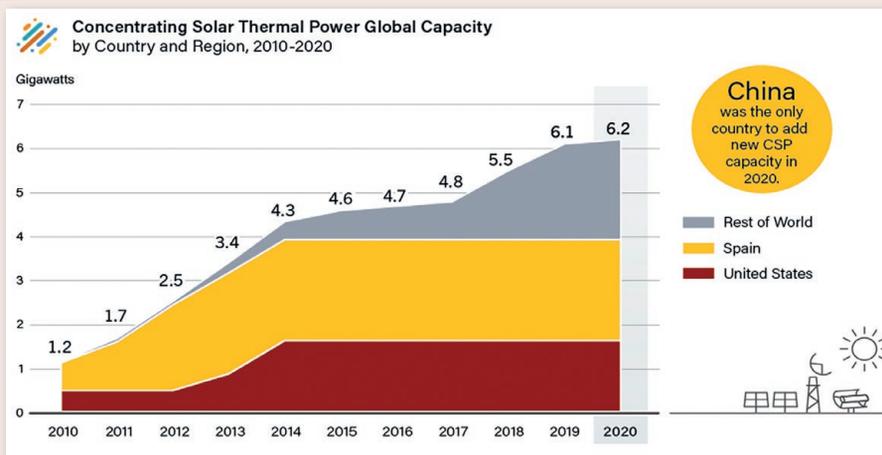
Fuente: página 8 del informe de PwC España y Ciemat para la Fundación Naturgy

Tabla 1. Ratio de contribución a la generación eléctrica anual por potencia instalada durante el año 2020

| Tecnología | Potencia instalada [% sobre el total] | Contribución generación anual [% sobre el total] | Ratio generación/potencia |
|-----------------|---------------------------------------|--|---------------------------|
| Eólica | 25% | 22% | 88% |
| Ciclo combinado | 24% | 18% | 75% |
| Hidroeléctrica | 15% | 12% | 80% |
| Fotovoltaica | 11% | 6% | 55% |
| Nuclear | 6% | 22% | 360% |
| Termosolar | 2% | 2% | 100% |

Fuente: Red Eléctrica usando datos del año 2020 y análisis Protermosolar.

Figura 3. Potencia mundial termosolar en 2020



Fuente: Renewables 2021. Global Status Report. REN21 publicado el 15 de junio de 2021.

transforma en eléctrica y se vierte al sistema. Gracias a esta característica, la generación termosolar es estable, ya que no depende tanto del recurso primario. Si durante el día se ha almacenado una cierta energía térmica, se podrá generar electricidad durante la noche, aunque ya no brille el Sol.

Comparativa con otras alternativas de almacenamiento

En la referencia anterior de IRENA sobre los costes, es evidente que la tecnología fotovoltaica es más “barata” que la termosolar mientras brilla el Sol. Es decir, durante el día, lo que tiene más sentido es generar usando la flota fotovoltaica. Sin embargo, la termosolar

se convierte en la opción más atractiva para el respaldo nocturno. Es la segunda tecnología más barata, únicamente por detrás del bombeo, que presenta ciertas limitaciones de crecimiento dada la escasez de emplazamientos. Ni baterías ni hidrógeno se acercan en coste a termosolar nocturna.

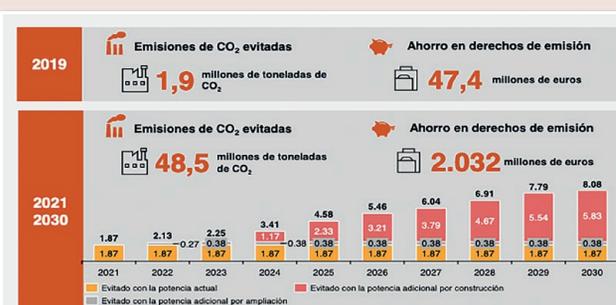
En un reciente informe de PwC España y Ciemat para la Fundación Naturgy, titulado “El papel del almacenamiento en la Transición Energética”, se analizan diferentes fuentes de almacenamiento que contribuirán decisivamente a la Transición Energética. Como puede verse en la figura 2, que es una tabla extraída de dicho informe, el almacenamiento térmico presenta un coste de unas diez veces inferior a las baterías más maduras (Ion-Litio) y, gracias a su madurez y gran capacidad, puede ejercer un rol de reserva estratégica para los picos de demanda o rampas del sistema (es decir, generar en la zona 3 de la curva de pato anterior).

Es más, aunque las baterías en un futuro cercano se acercasen en coste al térmico –algo poco probable dada la naturaleza de los materiales necesarios para su fabricación y su vida útil– tienen roles diferentes en el sistema eléctrico. Mientras que la principal ventaja de las baterías es su rápida respuesta, ésta no es de gran duración, sino de muy pocas horas. La termosolar sí requiere más tiempo para arrancar la planta, pero está dimensionada para poder producir toda la noche sin interrupción, convirtiéndose en carga base renovable tras la puesta del Sol.

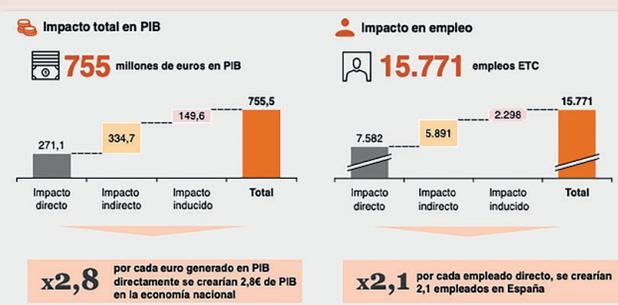
Situación actual en España

España comenzó a poner en funcionamiento las primeras plantas termosolares en 2009, y hasta 2013 se instalaron 2,3 GW. En esos momentos, suponía más del 75% del mercado mundial, siendo Estados Unidos el otro país con presencia significativa. Sin embargo, tras diversos cambios regulatorios, se imposibilitó la conexión de nuevas centrales termosolares, estancándose el crecimiento nacional. A día de hoy, España supone aproximadamente un tercio de la capacidad mundial.

Emisiones de CO2 evitadas para 2030



Impacto en la capacidad de almacenamiento





Ubicación de plantas

Radiografía económica de los municipios donde se ubican las plantas termosolares



N.º de centrales termosolares en España por provincia y potencia



En nuestro país, en los años que se desarrollaron las centrales, no había una señal de precio para el almacenamiento —ni una necesidad en aquellos años—. Por tanto, ni siquiera todas las plantas disponen de él; y las que sí albergan esta capacidad les supondría una pérdida económica no descargarlo todos los días tras la puesta de sol, independientemente de la necesidad del mercado en ese momento.

El sector termosolar supone un 2% de la potencia total del sistema y cubre aproximadamente el 2% de la demanda nacional, con picos en verano que alcanzan el 10%. Este ratio de generar un 2% representando un 2% de la potencia es el más alto de todas las tec-

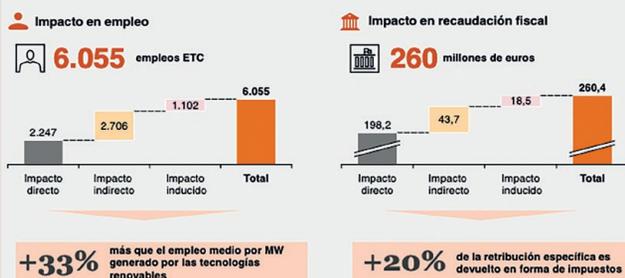
nologías renovables en el año 2020. La tabla 1 recoge un análisis realizado por Protermosolar con datos de Red Eléctrica del año 2020, en la que se calcula la relación entre la contribución total a la generación anual dividida por el porcentaje de potencia instalada. Da una idea del nivel de utilización de cada tecnología y, aún más importante, permite inferir el factor de carga y, en definitiva, el porcentaje necesario de nueva potencia para cubrir una cierta demanda. Hay tecnologías que requieren un sobredimensionamiento mayor que otras, pudiendo, en determinados momentos, acrecentar aún más la zona 2 de la curva de pato complicando los desarrollos renovables a mercado.

Beneficios socioeconómicos de la tecnología termosolar

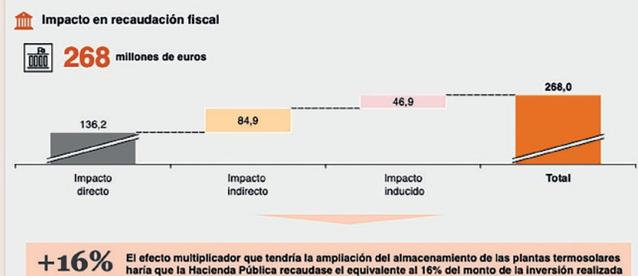
Tradicionalmente, la métrica en exclusiva para analizar una tecnología sobre otra ha sido el precio por unidad de energía generada o, con ciertos matices, el LCOE (levelized cost of energy). Progresivamente se empieza a tener en cuenta no el coste aislado de una tecnología, sino la contribución (al alza o a la baja) de su inclusión en el mercado eléctrico y cómo desplaza a otras tecnologías más caras o menos eficientes. Protermosolar, en colaboración con el Ciemat, ha modelizado los mercados eléctricos de España y de Portugal y aplicando métodos inductivos de planificación de capacidad, calculamos miles de *mixes* energéticos para obtener el óptimo que satisfaga la demanda hora a hora en el año objetivo 2030.

No obstante, es necesario dotar al estudio el impacto socioeconómico de la tecnología. Resulta imprescindible considerar qué aporta cada tecnología al empleo local y a la riqueza nacional. En un reciente informe elaborado por PwC España para Protermosolar, titulado *La industria termosolar como motor económico de España*, calcula el impacto positivo en el PIB al cumplir el PNIEC, la ayuda para combatir la despoblación de ciertas zonas de España —gracias a la creación de empleo permanente y de calidad en municipios pequeños—, y la potencial contribución a la generación eléctrica nocturna para descarbonizar el sistema tras la puesta del Sol. Según

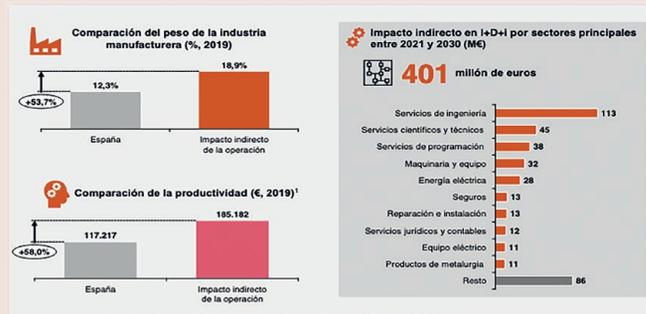
Impacto en el empleo, 2019



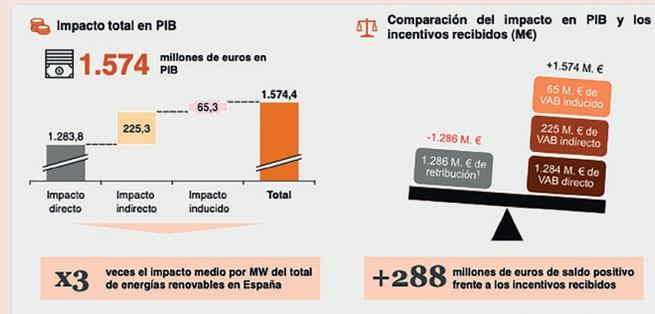
Impacto del almacenamiento CSP en Hacienda



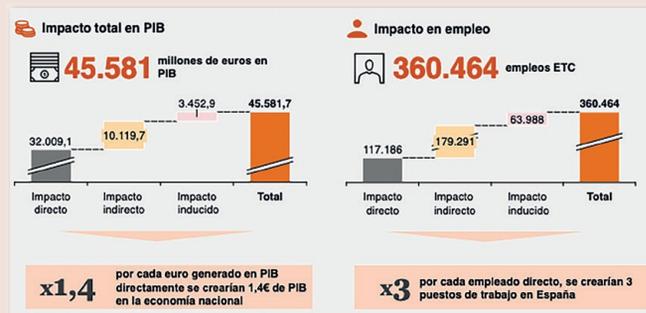
Impulso a la industria



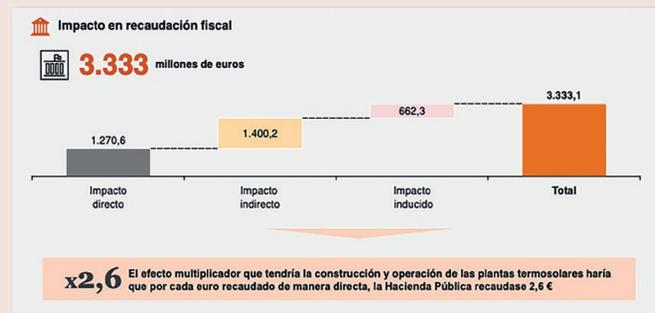
Impacto en el PIB, 2019



Impacto en el PIB, 2030



Impacto en la recaudación fiscal, 2030



este informe, la tecnología termosolar contribuye más al PIB que los ingresos retribuidos que recibe.

Además, las plantas existentes se emplazan en zonas menos pobladas, menos industrializadas y con una renta per cápita inferiores a la media nacional; es decir, en parte de la España Vacía, concretamente en zonas de Andalucía, Extremadura y Castilla-La Mancha. Concretamente, el 96% de las centrales están en municipios de menos de 50.000 habitantes y más del 60% en municipios de menos de 10.000 habitantes. Para estas localidades, la riqueza y el empleo que genera una central termosolar son tremendamente importantes, constituye una fuente de empleo cualificado y “permanente”, así como un beneficio inducido en suministros, subcontratas, etc., que además consumen y pernoctan en la zona.

Perspectivas de futuro en España

Tras ocho años sin nuevos desarrollos termosolares, 2021 se convertirá en la prueba de fuego del cumplimiento del PNIEC. Si bien, como se indicaba anteriormente, el comité de expertos que preparó el plan nacional concluyó que el óptimo para el mix energético español en 2030 son 5 GW de termosolar, será en 2021, con la primera subasta, cuando realmente se comprobarán las condiciones y el diseño de la misma, que permita confiar en un resurgir del sector en nuestro país, o,

por el contrario, en no implementar los pasos necesarios para el cumplimiento del PNIEC.

Desde nuestro punto de vista, esta tecnología debe ocupar un papel principalmente nocturno, no solapando con la energía solar fotovoltaica puesto que, cuando hay recurso solar, supone encarecer el mercado.

La ley 7/2021 de Cambio Climático establece que en el año 2030 el 74% de la generación debe ser de origen renovable. Analizando los datos del año 2020 que proporciona Red Eléctrica, el cumplimiento de esta obligación difiere mucho del día a la noche. Si bien el año pasado, en promedio, había una contribución renovable que superaba el 60% durante el día, de noche apenas se alcanzaba el 35%. Aunque pudiera parecer que aún no es prioritario descarbonizar durante la noche, ya que existe suficiente recorrido durante el día –y a menores precios– esto sería una mala planificación energética. Ahora, al amparo del PNIEC, las subastas y los fondos europeos, es el momento de cambiar nuestro paradigma energético completo. Una verdadera transición energética no puede ser solamente instalar mucha solar fotovoltaica para que se alcancen valores superiores al 80% de generación renovable durante el día; pero por la noche, y todas las noches, necesitar que el gas alimente los ciclos combinados.

Las baterías bajarán su precio y mejorarán sus prestaciones, pero seguirán ocupando su rol en el sistema eléctrico: respuesta muy rápida, pero de corta duración. El hidróge-

no progresivamente se hará más presente en nuestras vidas, pero en ningún caso se prevé que ejerza de respaldo energético nocturno para el sistema eléctrico en el año 2030, sino que se expandirá en otros sectores menos electrificables –transporte e industria–. La hidroeléctrica seguirá siendo la tecnología renovable predominante cuando no haya sol o viento, pero su crecimiento no se espera que sobrepase en España unos 4 GW adicionales. Es una limitación física por disponibilidad de emplazamientos. El uso de la biomasa, que es completamente gestionable, según las perspectivas del PNIEC, se espera que crezca menos de 1 GW en esta década.

Entonces, cabe preguntarse, ¿cómo queremos disminuir la dependencia de los combustibles fósiles tras la puesta del Sol? La respuesta es simple: instalando desde ya termosolar con una orientación a la generación nocturna.

La única forma de aumentar la gestionabilidad del sistema eléctrico con almacenamiento térmico no es solo adjudicando nuevas plantas termosolares en subastas. Tenemos otra oportunidad histórica en este 2021: los fondos europeos. Ya hemos indicado al principio de este artículo que hay un cierto número de plantas termosolares en España que no disponen de almacenamiento porque cuando se diseñaron no había una señal de precio para ello. Sin embargo, a la mayoría de estas centrales aún les queda una vida útil regulatoria de unos 15-17 años. Si



■ Repaso a la situación internacional

Finalmente, antes de concluir, revisamos brevemente cómo está evolucionando la termosolar en el mundo. Aunque el último informe de REN 21 (ver figura 3) indica que el año 2020 no fue especialmente brillante en nueva instalación termosolar –de hecho, fue de los que menos potencia nueva se ha instalado– sí hay que destacar los siguientes hitos a nivel mundial durante 2021:

- Puesta en marcha de la central de torre de sales fundidas de 110 MW en Chile “Cerro Dominador”.
- Cierre financiero de una central de torre de sales fundidas de 100 MW en Sudáfrica “Redstone”.
- Perspectivas de convocatoria de las primeras subastas termosolares en España este mismo año 2021.
- Desarrollo de nuevas plantas en Marruecos.
- Interés creciente y posibles lanzamientos de proyectos en Zambia y Botsuana.

una pequeña parte de estos fondos se aplicará en ampliar el almacenamiento existente, según cálculos de Protermosolar, podríamos duplicar la capacidad de almacenamiento en España únicamente reutilizando algunas de las centrales actuales. Es decir, que se concediera una ayuda a la inversión a aquella

planta que instalara o ampliara su sistema de almacenamiento para que, a un coste muy marginal, pudiera despachar energía a la red durante la noche. Así, aumentaríamos ese 35% actual de generación renovable nocturna mientras las nuevas plantas se adjudican, construyen y ponen en marcha.

■ Más información:

→ www.protermosolar.org

ROAD TO
KEY ENERGY
2021
MARCHA
ABRIL
MAYO
JUNIO
SEPTIEMBRE

DIGITAL
GREEN
WEEKS

Driving
the energy
transition.

KEY ENERGY

26-29 DE OCTUBRE 2021
RECINTO FERIAL DE RÍMINI, ITALIA

Organizado por
ITALIAN
EXHIBITION
GROUP

En colaboración con
ITA

Simultáneamente con
ECOMONDO
THE GREEN TECHNOLOGY GROUP

Key Energy como motor de cambio para acelerar la reconversión de las industrias y las ciudades hacia un futuro más sostenible.

f t y
keyenergy.it

Para obtener información y entradas gratuitas, póngase en contacto con: DEKER - Consultores de Marketing - Javier Moreno Oto - +34 945 35 97 77 - javier.moreno.oto@deker.es - www.deker.es



Francia, 6.800 gasolineras con E10; España, 6

Suecia espera llevar el combustible E10 (noventa por ciento de gasolina fósil y diez por ciento de etanol) a más de 3.000 gasolineras a partir de agosto, y en Francia ya lo despachan en 6.800. En España, según el geoportal de gasolineras del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, solamente seis de 11.600 estaciones de servicio disponen de E10. La incorporación de Suecia a los dieciséis países europeos que sirven a gran escala esta gasolina ha devuelto a la actualidad el porqué en España no pasa igual si la ley lo permite.

Javier Rico

Francia cerró 2020 con 6.800 estaciones de servicio despachando E10 (350 más que en 2019) y 2.305 sirviendo E85 (32 más que en 2019), una gasolina que contiene un 85 por ciento de etanol. Son cifras que ofrece el Syndicat National des Producteurs d'Alcool Agricole, quien añade que casi el 69 por ciento de las estaciones de servicio más grandes (distribuyen más de 500 metros cúbicos de productos petrolíferos al año) ofrecen E10 y que el 99 por ciento de la flota de vehículos de gasolina

es compatible con él. Por el contrario, según el geoportal de gasolineras del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, en España hay solo seis en cuyos surtidores tienen E10: dos en Sagunto (Valencia) y una en Alcorcón (Madrid), Puerto Real (Cádiz), Ponferrada (León) y Sant Joan Despí (Barcelona).

El país galo es el principal productor europeo de etanol y el segundo consumidor del mismo biocarburante, lo que ha facilitado que al menos desde una década se haya expandido

el uso de E10. Sin embargo, otros países de la Unión Europea que no aparecen en lo más alto de las listas de producción y consumo, como Bulgaria, Estonia, Rumanía, Letonia, Lituania y Eslovaquia, también han implantado hace años esta mezcla en las gasolinas.

El último en hacerlo ha sido Suecia, que se une así a los ya mencionados más Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Luxemburgo, Países Bajos, Alemania y Hungría. Fuera de la UE, el Ministerio de Transporte del Reino Unido dio luz verde para que en septiembre de este año las estaciones de servicio dispensen de forma diferenciada E10. La industria del etanol de este país recibió la noticia con al-



Los diez mayores consumidores de etanol de Europa (kilotoneladas equivalentes de petróleo)

| | |
|--------------|-------|
| Alemania | 749.0 |
| Francia | 653.3 |
| Reino Unido | 444.8 |
| Países Bajos | 198.7 |
| Polonia | 183.2 |
| Suecia | 144.8 |
| España | 129.4 |
| Bélgica | 106.3 |
| Rumanía | 91.4 |
| Finlandia | 88.4 |

Fuente: EurObserv'ER

borozo, porque permitirá abrir plantas como la de Vivergo Fuels, en Hull (Inglaterra), cerrada en 2018 en parte por “los retrasos en la implementación de E10 en el Reino Unido”, según la propia empresa.

■ Y tras Reino Unido y Suecia...

A finales de abril, el Gobierno sueco acordó que desde el 1 de agosto de este año la gasolina de 95 octanos pase a ser E10, en lugar de E5, que es, por ejemplo, la presente en España en su inmensa mayoría. Parte de la prensa especializada del motor afirmó que esta decisión “puede llevar a elevar los precios de la gasolina y a que se desaconseje el uso de la E10 en los coches más antiguos”. La razón de esta afirmación es que “la mayor mezcla de etanol conlleva un contenido energético un 1,8 por ciento menor y, por lo tanto, el consumo aumentará en la misma cantidad”. El Gobierno de Suecia reconoce que no todos los automóviles están en disposición de usar E10, pero que hay margen para que tanto el parque automovilístico como las estaciones de servicio se vayan adaptando. El portal Bioenergy International recogía declaraciones de los fabricantes e importadores de vehículos de Suecia en las que afirman que “los conductores no tienen que preocuparse, porque aproximadamente el 94 por ciento de la flota está adaptada para utilizar E10 y la que no podrá continuar usando E5”. El director de la patronal sueca de biocarburantes (Drivkraft Sverige), Johan G Andersson, afirma que el cambio precisará actuar en 3.000 estaciones de servicio y 15.000 surtidores.

■ Vamos España

La incorporación de Suecia al grupo del E10 europeo, en el que sigue sin aparecer España, ha motivado que tanto la Asociación Española del Bioetanol (BIO-E), como la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA Biocarburantes), pidan que nuestro país dé un impulso regulatorio y establezca algún tipo de medidas que permitan implantar la E10 en nuestro país.

Está claro que el paso dado el 1 de enero de 2020 es insuficiente. En esa fecha expiró la obligación de contar con una gasolina de protección que limitaba la incorporación de bioetanol a un cinco por ciento en las estaciones de servicio españolas. Solo se podía despachar gasolina 95 E5. Debido a este cambio normativo, desde entonces es posible incrementar dichas mezclas hasta el diez por ciento y repostar E10. Sin embargo, como se ha visto, solo seis gasolineras sirven esta mezcla.

Según Manuel Bustos, director de APPA Biocarburantes, “estamos en una situación que era en gran medida previsible, ya que la experiencia de la mayoría de los países en los que se ha implantado la gasolina E10 es que



ello solo sucede si existe un impulso regulatorio fuerte por parte del Estado, en forma normalmente de normativa que obligue a su suministro en sustitución de la gasolina E5”.

José Ramón Freire, director general de BIO-E, recuerda que, “ante la necesidad de acelerar la descarbonización, los países europeos no solo se centran en estrategias que implican un cambio de la flota consumidora, sino también en políticas que descarbonizan los carburantes, lo que posibilita la aplicación sobre todo al parque de vehículos existente y mantener la industria de automoción Europea, muy apoyada en el motor de combustión”. Añade que “lamentablemente en España todavía no ha llegado esta sensibilidad, el estándar distribuido en nuestras estaciones sigue siendo el E5 y la fiscalidad del bioetanol es más alta que la de la gasolina, lo que impide que las grandes banderas de distribución vayan a mezclas superiores como a la E10, y no digamos al E85”.

Desde el Ministerio se limitan a recordar que “a partir del 1 de enero de 2020 se produjo un cambio normativo que pone en manos de las empresas la decisión de elegir los combustibles que ofrecen en sus estaciones de servicio”. A falta de E10 en las gasolineras, aseguran que han desarrollado en su portal un área (<https://energia.gob.es/Gasolineras/Paginas/Index.aspx>) “donde se pone a disposición de los ciudadanos toda la información relativa a este cambio, la diferencia entre los dos tipos de gasolina E5 y E10 y qué vehículos pueden repostar E10”. Y recuerdan también que fomentan “el uso de los biocarburantes con los porcentajes de penetración en el transporte de 9,5 y 10 por ciento para los años 2021 y 2022”.

■ A medias

Sobre la “patata caliente” que el Ministerio pasa a las empresas que ofrecen combustibles en sus estaciones de servicio, la Asociación

Cómo acelerar la implantación de E10 en España

Aparte de lograr que la fiscalidad del bioetanol deje de ser más alta que la de la gasolina para que se facilite la distribución de E10, desde BIO-E dan también otras ideas para extender su uso, como incentivar a los vehículos que los usen con accesos a zonas restringidas a vehículos no contaminantes, aparcamientos, etiquetados o bonificaciones. Esta medida se antoja complicada, ya que la legislación que establece el acceso a las zonas de bajas emisiones demarcadas por las ciudades de más de 50.000 habitantes irá progresivamente restringiendo el uso de los coches de combustión interna a favor de los eléctricos.

Desde APPA Biocarburantes, Manuel Bustos asegura que, “con vistas al próximo paquete regulatorio en materia de renovables que prepara la Comisión Europea, consideramos fundamental que la legislación comunitaria establezca la introducción obligatoria en todos los Estados miembros de la gasolina E10, así como del gasóleo B10, como presentaciones básicas estándar de estos combustibles de automoción”.



Española de Profesionales de Automoción (Asepa) ya advertía incluso antes de que se eliminara la gasolina de protección que “no se deben hacer las cosas a medias; la introducción gradual u optativa de E10 en el mercado no funciona, ya que crea competencia entre los distribuidores de combustible, erosiona la confianza de los consumidores y dificulta los esfuerzos de los Estados miembros por cumplir los objetivos medioambientales”.

Desde la Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEES), referida textualmente desde el Ministerio, afirman que “el hecho de que la gasolina E10 no sea demasiado popular en España se debe principalmente a una cuestión de escasa demanda”. Lo dice Nacho Rabadán, su director general, quien añade que “las estaciones de servicio son las garantes de la movilidad de empresas y particulares y como tales ofrecen a nuestros clientes los productos que estos nos demandan, y, lamentablemente, la demanda de E10 es muy reducida”.

La explicación a esta escasa demanda la fundamenta Rabadán en dos aspectos. El primero es que “en España hay alrededor de 24 millones de turismos, de los cuales apenas 8,5 millones tiene motor de gasolina, por lo que el universo de la E10 se ve ciertamente reducido”. Por otro lado, advierte que “hay que reparar en la elevada edad media del parque automovilístico español, donde hay coches con más de veinte años que son perfectamente capaces de consumir E10, pero son excepciones. Sólo los vehículos vendidos desde 2006 pueden utilizar este producto con la garantía de que no experimentarán ningún tipo de problema mecánico”.

■ ¿Cuestión de edad?

El director general de CEEES pone el ejemplo de la edad media del parque automovilístico en España, de 12,7 años, frente al de Francia (10,2 años), Bélgica (9,1), Alemania (9,6) y Dinamarca (8,8). A esto último responde Freire: “son excusas, falta de visión y

reticencia al cambio, porque para que algún coche pudiera dar problemas (y no de motor sino en los materiales flexibles del sistema de alimentación) tendría que tener más de veinte años y con esa antigüedad ya se deberían haber sustituido. La prueba es que en Europa la E10 está cada vez más extendida, y en países del este de Europa, como Bulgaria, Rumanía o Hungría, es la gasolina estándar y los coches son más antiguos que en España y no se reportan problemas”.

Algo que tienen en común asociaciones como BIO-E y APPA Biocarburantes por un lado y CEEES por otro es que la electrificación del parque automovilístico no es la solución a corto plazo y que se debe seguir apostando por los motores de combustión interna. “Desde CEEES defendemos que la transición energética sea precisamente eso, una transición gradual que permita ir avanzando paulatinamente hacia una economía baja en carbono. Los coches eléctricos siguen siendo un producto prácticamente de lujo, mientras que en España se disparan las ventas de coches de segunda mano de más de quince años, y el modelo más vendido el año pasado fue el Dacia Sandero, que destaca por ser uno de los más baratos del mercado”, afirma Nacho Rabadán.

En estas palabras anida también la resistencia del sector convencional del automóvil y de la industria del petróleo a un cambio inevitable, que son compatibles con que desde CEEES se afirme que “la E10, los biocarburantes, etcétera, son alternativas perfectamente válidas para vivir en un país mejor de hoy para mañana y el Gobierno está cerrando la puerta a estas alternativas por la vía de apostar todo a la electrificación, cuando ni el mercado ni los consumidores están aún preparados para dar ese salto”. Ante la repregunta de esta revista al Ministerio sobre si, a pesar de todo y de sus apuestas genéricas por los biocarburantes, no iba a tomar ninguna medida concreta para impulsar el uso de E10, aún no hemos obtenido respuesta.

“Administraciones, empresas distribuidoras de carburante y fabricantes de automóviles parecen no querer ver y difundir las bondades medioambientales de este producto. Al igual que han hecho los suecos (calcularon que de haber entrado en vigor la norma de la E10 hace diez años se habrían ahorrado entre dos y tres millones de toneladas de emisiones de dióxido de carbono), dentro de unos años evaluaremos las emisiones que se podrían haber evitado en España y nos lamentaremos de la desidia de tantos años. Se trata de emisiones evitables de las que son responsables los políticos que desconocen el producto, o que no toman decisiones en el momento oportuno”, sentencia José Ramón Freire. ■



¿Quién produce bioetanol en España?

Entre las siete plantas españolas que aparecen en el mapa de ePure, patronal europea del sector, destacan las tres de Vertex (A Coruña, Murcia y Salamanca). Ninguna de las cuatro plantas restantes alcanza las producciones de las de esta compañía, y solo la de Interalco, en Alcázar de San Juan (Ciudad Real), registra una producción significativa. Las plantas de Agralco, en Estella (Navarra); Avialsa, en Villarrobledo (Albacete); y Azucarera del Guadalfeo, en Salobreña (Granada), no tienen al bioetanol como principal línea de producción y, por ejemplo, los estudios del impacto macroeconómico de las renovables que hace periódicamente la Asociación de Empresas de Energías Renovables (APPA) no las contabiliza.

En el último de estos informes se destacaba que, a pesar de disminuir las ventas en 2019 (último año analizado), la cuota en España de la industria nacional de bioetanol aumentó hasta el 95,6 por ciento, el mayor nivel alcanzado en los últimos años, gracias a la gran caída experimentada por las importaciones (-85,4 por ciento). El trabajo de APPA señala que “la producción de las cuatro plantas de bioetanol alcanzó en 2019 la cifra récord histórica de 433.136 toneladas gracias al crecimiento de las exportaciones. Ello permitió elevar el ratio de operación del sector sobre la capacidad instalada (383.009 toneladas) hasta el 113 por ciento, frente al 108 alcanzado el año anterior. Para 2020 se esperan cifras más bajas debido a la reducción de la movilidad por los efectos de la pandemia de Covid-19.”



**Integramos energías
para un futuro sostenible**

**16-18
Nov**

2021

**Recinto Ferial
ifema.es**

El Dorado estaba aquí

Rolwind, multinacional cordobesa con cinco gigas a la espalda (de potencia gestionada y desarrollada desde 2006), es una empresa que presta todos los servicios básicos del proceso de desarrollo de cualquier instalación renovable, desde Green Field hasta Ready to Build, una firma que ha participado en la puesta en marcha de más de 210 parques eólicos y 60 plantas solares, una ingeniería que ya está hibridando soluciones renovables (eólica + fotovoltaica, hidrógeno) y que tiene en cartera dos gigavatios de potencia. Rolwind, que conoce como nadie la tierra que pisa (Green Field), sabe que El Dorado ahora está aquí (Ready to Build). Así nos lo cuenta.

ER

España tiene una oportunidad de oro para liderar el mercado de las energías renovables en Europa. De hecho, se encuentra a la cabeza en desarrollo de proyectos de energía verde en estos últimos años. El país cuenta con importantes ventajas para abanderar esta “revolución verde”: condiciones climáticas idóneas (abundante viento y un altísimo ratio de luz solar); mano de obra especializada y cada vez más preparada; técnicos e ingenieros de los más cualificados del mundo; unas condiciones de seguridad administrativa que no se dan en otros países del sur europeo, ni en África; una ubicación geoestratégica privilegiada; y empresas firmemente comprometidas con un futuro limpio, sostenible y descarbonizado, como Rolwind.

Compañía española afincada en Córdoba y pionera, Rolwind ha participado des-

de su nacimiento, hace ya más de 15 años, en más de 210 parques eólicos y más de 60 plantas fotovoltaicas, a nivel nacional e internacional. Un total que supera los 5 GW de potencia gestionada y desarrollada desde 2006.

La consecuencia directa es que hoy las grandes plantas solares y parques eólicos son una realidad también en nuestro país. Hemos hecho los deberes y hemos superado el examen con nota. Pero en el futuro de las energías renovables hay mucho más que viento y sol. La importancia de otras fuentes de energía limpia como el hidrógeno verde, las soluciones de eco-movilidad de todos los medios de transporte o el almacenaje y distribución de la energía de origen renovable van a ser las claves para lograr este futuro sostenible. La empresa andaluza Rolwind conoce perfectamente el camino y el proceso para llegar a esa

meta. Un *know how* que transmite a través de su experiencia de 15 años, de sus acuerdos con importantes compañías multinacionales y de sus proyectos en los diversos campos de las energías renovables.

■ El mix energético

Para Rolwind, la clave para alcanzar los objetivos de descarbonización está en el *mix* energético renovable global, que en su caso abarca la energía eólica, la fotovoltaica, el hidrógeno verde, el storage y los puntos de recarga para vehículos eléctricos. Si hablamos de plantas fotovoltaicas, Rolwind es de las pocas compañías en España que integra en sus proyectos todos los servicios básicos del proceso, desde “Green Field” hasta “Ready to Build”: real state, gestión, tramitación, legalización e ingeniería. Selecciona los emplazamientos con máximas garantías en zonas óptimas de orografía, condiciones urbanísticas y medioambientales, y de conexión a red.

También cuenta con amplia experiencia en la promoción y gestión de parques eólicos a nivel nacional e internacional; además, la compañía está desarrollando en la actualidad proyectos de hibridación de tecnologías renovables, eólica más fotovoltaica, en diferentes emplazamientos. En cuanto al hidrógeno verde, es la gran apuesta de energía limpia para la industria y la movilidad, así como la máxima gestionabilidad posible; y es ya una realidad en España. Una fuente energética inagotable (el hidrógeno es el elemento más abundante en el universo), y que proporciona energía 100% limpia, sin emisiones de dióxido de carbono.



Rolwind está a la vanguardia en nuestro país de esta revolucionaria energía; cuenta con proyectos de hasta 150 megavatios (MW) de electrolizadores de hidrógeno verde enfocados a las grandes industrias y apuesta por el desarrollo de esta energía enfocada a la movilidad, como combustible limpio para los vehículos. Ahí es donde reside la verdadera revolución energética y la gran oportunidad de negocio para estas empresas visionarias y también para España.

El *mix* energético renovable de la empresa andaluza se completa con los más de 1.000 puntos de recarga en vía pública para vehículos eléctricos, que tiene previsto implementar en toda España; y, finalmente, el storage o almacenamiento de electricidad mediante baterías, una tecnología clave en la transición del mundo a un sistema energético sostenible, que recoge el excedente de energía y lo libera cuando hace falta, aunque no haya Sol o el viento no sople con la suficiente fuerza. Un dato significativo: el almacenamiento de la red global mediante baterías pasó de ser dos gigavatios (2 GW) en todo el mundo en 2017 a 8,5 GW en 2020 y está proyectado alcanzar los 135 GW en 2030.

■ España, terreno abonado

España, y especialmente Andalucía, tiene unas condiciones imbatibles, tanto climáticas como geoestratégicas y técnicas, para la implantación de energías renovables en nuestro territorio. Las grandes compañías multinacionales de las energías renovables lo saben, y apuestan por nuestro país para desarrollar ambiciosos proyectos, que suponen una fuente de riqueza también para nuestra economía. Rolwind lleva años desarrollando proyectos de energía renovable en alianza con algunas de estas grandes compañías. La empresa andaluza acaba de firmar un acuerdo con una de las principales ingenierías a nivel internacional en el sector del hidrógeno, Alset Global (cuya patente de sistema de hidrógeno híbrido usa una tecnología única), a través de la cual se realizará el desarrollo de diferentes proyectos de hidrógeno verde, tanto *off-grid* (aislado de la red) como en los principales *clusters* industriales nacionales.

Asimismo, su *joint venture* con Matrix Renewables ha empezado a tomar forma en un ambicioso proyecto para convertir Almonte (Huelva) en uno de los grandes centros de energía renovable en España: de los más de 180 MW previstos, 150 MW los aportará el proyecto elaborado por Rolwind, actualmente propiedad de Matrix y con la que Rolwind sigue trabajando conjuntamente en su desarrollo.

Este proyecto consta de tres instalaciones denominadas El Rocío 1, 2 y 3, conectadas con la subestación de Red Eléctrica Española.



Cada una de ellas contará con casi 115.000 módulos fotovoltaicos de última tecnología. Una apuesta por la energía verde que además va a suponer una importante riqueza para la zona y un potente generador de empleo. Y esta alianza va más allá, ya que Rolwind y Matrix tienen un acuerdo de colaboración con el objetivo de desarrollar hasta 1 GW de potencia en diversos proyectos.

En total, Rolwind cuenta en la actualidad con una cartera de 2 GW de proyectos en diferentes fases de desarrollo, en continua ampliación, con el objetivo de 5 GW para 2027. Y dispone de acuerdos con más de 9.000 hectáreas en el sur de España para

desarrollos de proyectos renovables y más de 3.000 hectáreas en negociaciones en curso.

En definitiva, España lo tiene todo para abanderar el mercado europeo de las energías renovables en Europa. Una oportunidad dorada que no debemos dejar escapar y de la que depende, en gran medida, no solo el futuro del planeta, sino también el de nuestra economía. Y contar con empresas españolas pioneras en el sector y altamente comprometidas, como Rolwind, es sin duda una garantía de que ese futuro está a nuestro alcance.

■ Más información:

→ <https://rolwind.com/>

S-5!, soluciones para la fotovoltaica sobre techos metálicos

La compañía estadounidense S-5! está especializada en sistemas de fijación sobre techos metálicos. De hecho, desde el inicio de su actividad en 1992, sus productos se han instalado ya en más de 2 millones de techos de metal en todo el mundo. Las soluciones para la fotovoltaica son ya uno de sus puntos fuertes, como demuestran estos casos de éxito en México y Costa Rica.

ER

La fábrica de jabones La Corona, en Ciudad de México, produce a gran escala jabón, detergente y aceite de cocina. Cuenta con múltiples ubicaciones en todo México y una completa distribución por todo el continente americano, de norte a sur. Su principal planta de fabricación ocupa una extensión de 23.950 metros cuadrados, y demanda gran cantidad de energía, así que La Corona decidió instalar solar fotovoltaica sobre su techo de metal de fijación expuesta trapezoidal. Para ello contrató como especialista a la empresa EVA México, especializada en el desarrollo de proyec-

tos de energía solar y eficiencia energética, que instaló 539 kWp fotovoltaicos gracias a la tecnología diseñada, certificada y probada de S-5!

El desafío principal fue asegurar la alineación de los paneles solares y determinar con precisión la ubicación del soporte en el techo. Debido a que se trata de un perfil metal trapezoidal con fijación expuesta, era fundamental que el espaciado de los soportes fuera preciso desde el principio. Este tipo de techo requiere la fijación de soportes directamente en el techo, un proceso irreversible. Cualquier desviación de la colocación

del soporte podría convertirse al final en un gran espacio, lo que interrumpiría la instalación del panel. Pero los soportes S-5! tienen accesorios de montaje ranurados, por lo que el margen de error es muy pequeño.

EVA México utilizó el RibBracket III de S-5!, diseñado específicamente para este perfil de techo, y la solución solar PVKIT 2.0, que permite el montaje fotovoltaico de fijación directa o sin rieles en el techo de metal. La instalación sin rieles para el montaje solar proporciona una reducción significativa en la cantidad de material requerido en comparación con un sistema de montaje en



Instalación sobre la cubierta de MicroTech, en Costa Rica. En la página siguiente, 539 kWp en la fábrica La Corona, en Ciudad de México. Y detalle del sistema de fijación PVKIT 2.0



rieles tradicional. Además, los 1.400 paneles fotovoltaicos podrían unirse directamente a las nervaduras del techo de metal, lo que facilitó la instalación.

El sistema de fijación directa PVKIT 2.0 reduce los costes de material a la mitad, incluidos los costes de fletes. También acorta los tiempos de montaje y reduce en un 87% el peso agregado al techo con sistema de rieles, lo que, además, contribuye a mejorar la estética. “El hecho de que este sistema de montaje permita una instalación sin rieles fue decisivo. No solo redujo nuestro coste por vatio. También es más rápido de instalar y añade menos peso en el techo. El envío fue relativamente fácil y barato, ya que todo este sistema cabe en unas 20 cajas pequeñas”, explica Luis Suarez Partearroyo, director de Operaciones de EVA México

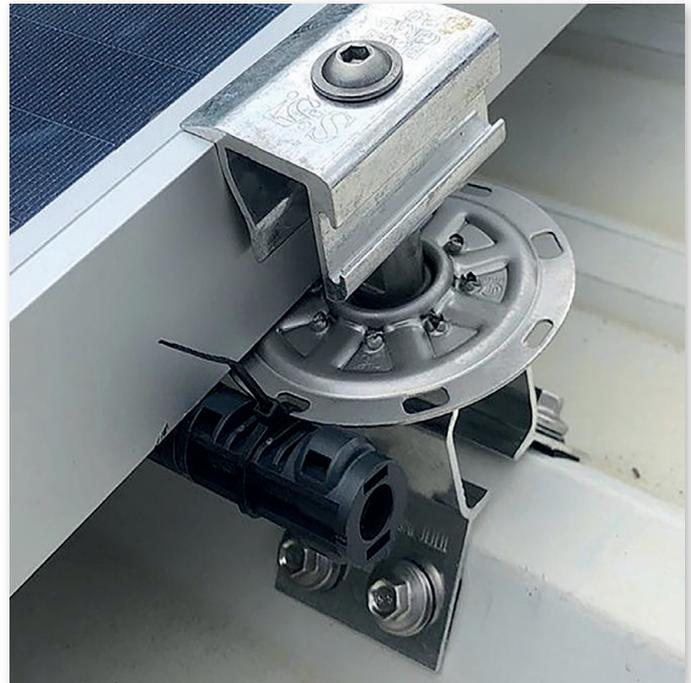
■ 531 kW en Costa Rica

Otra ejemplo de lo que la tecnología de fijación de S-5! puede hacer sobre techos metálicos es la instalación de 531 kW sobre la cubierta de MicroTech, en la provincia de Alajuela, en Costa Rica. MicroTech cuenta con fábricas de última generación donde se diseñan y fabrican herramientas para pequeños componentes de metal y plástico con un enfoque de innovación. Como parte del deseo de la empresa de contar con la mejor tecnología y de fabricar “con visión de futuro”, MicroTech quería tener un mayor control de sus necesidades energéticas, y buscaba fuentes más limpias para complementar su suministro eléctrico, proporcionado por un modelo EaaS (empresa de servicios energéticos). Por eso recurrió al contratista EPC Energías Limpias de Centroamérica (ELCA) para instalar una microrred, que combina una batería PowerPack de Tesla de 1,1 MWh y 1.432 paneles solares

de Sharp, que suman una potencia de 531 kW, en su techo metálico engargolado.

Para realizar la instalación, ELCA seleccionó el sistema de fijación directa PVKIT 2.0 y las mini abrazaderas S-5-H para fijar los paneles solares a esa cubierta metálica, lo que permitió una solución de montaje fotovoltaico sin rieles. “Los componentes premontados del PVKIT proporcionaron un método sencillo, seguro y económico para fijar los módulos, ya que esta solución no requiere rieles, y reduce los costes de transporte, logística, equipos de elevación y mano de obra comparados con la instalación tradicional con rieles”, explican desde S-5!. “El diseño de dos piezas de la abrazadera H Mini permite instalarse en cualquier punto de la longitud del techo engargolado, lo que hace que la instalación sea rápida y sencilla”.

El PVKIT proporciona una solución de montaje fotovoltaico sin rieles, estéticamente agradable, sin penetrar el techo metálico y rentable, ya que permite al cliente ahorrar tiempo y dinero en la instalación y en los materiales. “Entendemos el valor de los productos S-5!. Tenemos experiencia con sus soluciones de fijación solar y sabemos lo rápido que podemos desplegarlas. Las principales venta-



jas para nosotros son la facilidad de uso y la eficiencia de los productos”, señala Michael McCuen, gerente y fundador de ELCA.

S-5! es líder en soluciones de fijación de techos metálicos desde 1992. Sus abrazaderas de cero penetración fijan casi cualquier producto en techos metálicos con engargolados sin perjudicar la integridad del techo o sus garantías. Pueden fijar sistema de retención de nieve, sistemas de rendimiento para fuertes vientos y numerosas otras utilidades en la cubierta. Los productos S-5! se han instalado ya en más de 2 millones de techos de metal en todo el mundo.

■ Más información:

→ www.S-5.com



Hidrógeno, el futuro de las renovables

¿Es posible cumplir los objetivos de la Hoja de Ruta del Hidrógeno? ¿Cuándo llegarán los fondos europeos Next Generation? ¿Hay suficientes proyectos estratégicos para la recuperación y transformación económica (PERTE)? ¿Qué son los PERTE y cuál es su planificación? Son preguntas a las que tratan de responder los autores de este artículo, que han recopilado toda la información en fuentes públicas y páginas web corporativas.

Cayetano **Hernández González** y Cayetano **Hernández Lluna***

Según la web del Gobierno de España (www.lamoncloa.gob.es) “los PERTE son proyectos de carácter estratégico con gran capacidad de arrastre para el crecimiento económico, el empleo y la competitividad de la economía española, con un alto componente de colaboración publico-privada y transversales a las diferentes administraciones”. Los PERTE serán aprobados por el Consejo de Ministros a partir de criterios objetivos y transparentes (8 de marzo 2021). La definición anterior contiene todos los elementos necesarios para poder presentar proyectos, ya que se podrán evaluar si responden a los parámetros incluidos en la misma.

La realidad es que durante todos estos meses se han ido presentado proyectos PERTE prácticamente en todas las comunidades autónomas, donde se incluye la producción con energía renovable, ideas innovadoras, desarrollos tecnológicos, crecimiento del empleo, y colaboración entre empresas y universidades. El primer PERTE se presentó el pasado 8 de marzo, y giraba en torno al coche eléctrico. Se propone la creación de un consorcio publico-privado, el Gobierno con el Grupo Volkswagen e Iberdrola, para montar una de las primeras plantas de baterías en Europa.

■ La Hoja de Ruta del Hidrógeno en España

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco) presentó en octubre de 2020 los objetivos nacionales sobre producción de hidrógeno verde y, además, cada una de las áreas de actividad donde se ha identificado que su demanda tiene mayor potencial. Los objetivos son:

A) Instalar 4 GW de electrolizadores.

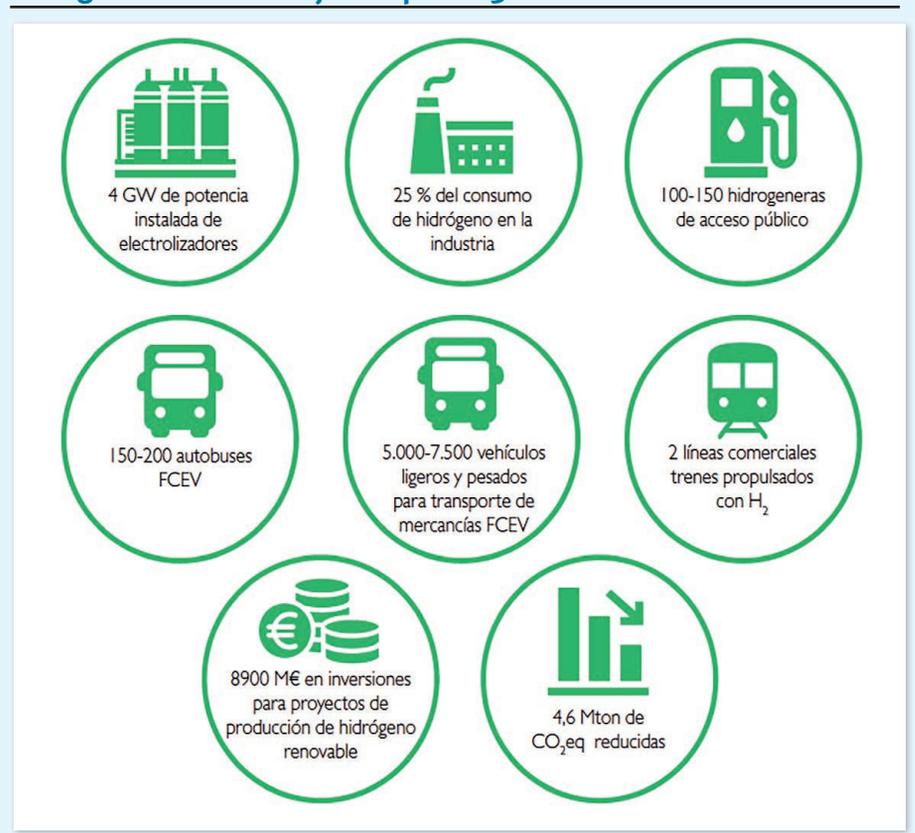
Para ver como va el objetivo se establece

un seguimiento de tal forma que en 2024 debería alcanzarse una potencia de electrolizadores de entre 300 y 600 MW.

B) En el sector industria se estima que la contribución mínima del hidrógeno verde sea del 25% respecto al total del hidrógeno consumido en 2030.

C) En el sector transporte se indican objetivos en flotas de auto-

Hidrógeno renovable. Objetivos país 2030



buses, vehículos ligeros, trenes propulsados por hidrógeno y red de hidrogeneras. D) En el sector eléctrico/almacenamiento.

■ Proyectos de hidrógeno verde

Estas son algunas de las empresas que han presentado proyectos de hidrógeno al Miteco.

Proyecto Green Hysland. Es el primer proyecto de demostración en España, ya se encuentra en ejecución. Está desarrollado por Enagás, Acciona y Cemex, junto al Gobierno de Baleares, IDAE, Redexis y Universidad de Baleares. También cuenta con el apoyo del Ministerio de Industria y del Miteco.

Es un proyecto de demostración que consiste en una planta de producción de hi-

drógeno verde, a partir de una generación eléctrica con fotovoltaica, en los terrenos de Cemex. Hay dos plantas fotovoltaicas, Lloseta (6,9 MWn) y Petra (6,9 MWn), que alimentan un electrolizador de 2,5 MW y cuyos fines son:

- Transporte colectivo (5 autobuses EMT de Palma de Mallorca).
- Pila de combustible para edificio público en el Ayuntamiento de Lloseta.
- Pila de combustible para movilidad en puerto balear.
- Inyección en red para suministro de hidrógeno verde que se mezclará con gas natural para necesidades térmicas de cadenas hoteleras y coches de alquiler en la isla de Mallorca.

Endesa. Endesa ha presentado al Miteco 23 proyectos relacionados con el hidrógeno verde. La potencia a instalar de los electrolizadores sería de 340 MW y todos los proyectos serán alimentados con fuentes renovables.

- a) Proyectos peninsulares: As Pontes (A Coruña), con un electrolizador de 100 MW; Compostilla (León), con un electrolizador de 4 MW; Seseña (Toledo), con un electrolizador de 4 MW; Huelva con un electrolizador de 100 MW; Almería, con un electrolizador de 20 MW; Andorra (Teruel), con un electrolizador de 60 MW; Tarragona, con un electrolizador de 20 MW, Hidrógeno del Cierzo (Aragón) con un electrolizador de 7,2 MW.

- b) Proyectos extrapeninsulares. Barranco de Tirajana (Gran Canaria), con un electrolizador de 7 MW; Granadilla (Tenerife), un electrolizador de 10 MW y Alcudia (Mallorca) con un electrolizador de 8 MW.

La propuesta de Endesa es decidida y muy completa en todos los aspectos. Destacar entre los proyectos peninsulares, el de As Pontes, que tendrá como fuente renovable la energía eólica y, según la compañía, daría empleo a unas 100 personas para la operación y mantenimiento.

Iberdrola. Ha lanzado un plan muy ambicioso, con 53 proyectos que supondrán instalar una potencia de 1.000 MW de electrolizadores. El plan de Iberdrola equivaldría al 25% del objetivo indicado en la Hoja de Ruta del Hidrógeno (Octubre 2020), lo que significa un reto muy importante para la empresa. Es importante destacar la apuesta de Iberdrola junto con Fertiberia para la sustitución del hidrógeno producido con fuentes fósiles por hidrógeno verde producido con renovables. Dentro del acuerdo Iberdrola-Fertiberia se desarrollarán proyectos en Puertollano (Ciudad Real) y Palos de la Frontera (Huelva), que darían como resultado (2027) la producción de amoniaco para fertilizantes con hidrógeno verde.

El proyecto más avanzado es el de Puertollano I: una planta de 100 MW, fotovoltaica, con sistema de almacenamiento de baterías de 5 MW/20 MWh y un electrolizador de 20 MW que producirá:

- hidrógeno: 720 t/año
- oxígeno: 5.800 t/año
- factor de carga anual: 2.000 horas (23%)
- consumo de agua: 3.200 t/año
- se estima que estará operativa en diciembre de 2021.

Tabla 1. Relación de proyectos planteados en España.

Se indica la potencia del electrolizador, la ubicación y la empresa que lo está promoviendo.

| Empresas | Proyectos | MW (electrolizador) | CCAA |
|-------------------------------------|--|---------------------|----------------------|
| Acciona y Enagás | Green Hysland | 2,5 | Baleares |
| | Enagás | | |
| | La Robla (con Naturgy) | 60 | Castilla y León |
| | Green Spider | 100 | Asturias |
| | Asturias (con Naturgy) | 105 | Asturias |
| | Refinería Castellón (con BP, Iberdrola) | 20 | Comunidad Valenciana |
| Endesa | Tarragona | 20 | Cataluña |
| | As Pontes (Coruña) | 100 | Galicia |
| | Andorra (Teruel) | 60 | Aragón |
| | Compostilla (León) | 4 | Castilla y León |
| | Seseña (Toledo) | 4 | Castilla-La Mancha |
| | Huelva | 100 | Andalucía |
| | Hidrógeno El Cierzo | 7,2 | Aragón |
| | Almería | 20 | Andalucía |
| | Barranco de Tirajana | 7 | Canarias |
| | Granadilla | 10 | Canarias |
| | Alcudia | 8 | Baleares |
| | Total 11 proyectos | 340 | |
| Iberdrola | Puertollano I | 20 | Castilla-La Mancha |
| | Palos I | 230 | Andalucía |
| | Puertollano II | 210 | Castilla-La Mancha |
| | Palos II | | Andalucía |
| | Refinería Castellón (con BP y Enagás) | 370 | Comunidad Valenciana |
| | Total previsto | 1.000 | |
| Naturgy | La Robla (con Enagás) | 60 | Castilla y León |
| | Meirama-Cerceda | | Galicia |
| | Huelva | | Andalucía |
| | Alcázar de San Juan | | Castilla-La Mancha |
| | Valencia | | Comunidad Valenciana |
| Repsol | BH2C (Bilbao) | 112 | País Vasco |
| | Total estimado | 400 | |
| White Summit Capital | Amorebieta | 20 | País Vasco |
| ACS | Castellón (con Endesa) | 100 | Comunidad Valenciana |
| FAEN | Coordinación 19 proyectos | 395 | Asturias |
| BP | Refinería Castellón (con Iberdrola y Enagás) | 20 | Comunidad Valenciana |
| AIN y CENER | Navarra | 40 | Navarra |
| Total provisional y estimado | | 2.377,5 | |



HIDRÓGENO

Iberdrola también participará en otros proyectos en Asturias, País Vasco y Comunidad Valenciana. Respecto a la construcción de hidrogeneras, que serían las estaciones de servicio donde se suministrará el hidrógeno a los vehículos, Iberdrola está planteando actuaciones en Zona Franca de Barcelona, Comunidad Valenciana, País Vasco, Aragón y Región de Murcia.

Naturgy. Su propuesta consiste en 5 centros de producción de hidrógeno verde, y la construcción de 38 hidrogeneras en todo el territorio nacional. Los centros de producción estarían en La Robla (60 MW), Meirama, Huelva, Alcázar de San Juan y Valencia. El proyecto más destacable es el de La Robla (León), cuyos promotores son Naturgy y Enagás. La fuente renovable será una planta fotovoltaica de 400 MW y un electrolizador de 60 MW. Producirá hasta 9.000 toneladas de hidrógeno verde.

Además, la estrategia de Naturgy es crear una red de hidrogeneras que serían de dos tipos. 20 con producción de hidrógeno “in situ” y que estarían en Málaga, Granada, Alcantarilla, Cartagena, Palma, Badajoz, Cáceres, Valdemoro, Leganés, Alcobendas, Guadalaajara, Tarragona (2), Barcelona, Lérida, Huesca, Zaragoza, Noain, Olazagutia y Nanclares.

El segundo tipo (18) sería sin producción “in situ”, el hidrógeno vendría de los centros de producción. Estarían ubicadas en Algeciras, Huelva, Sevilla, Linares, Ciudad Real, Alcázar de San Juan, Valencia, Sagunto, Peñaranda de Bracamonte, Carbajosa de la Sagrada, Cabezón de Pisuerga, Palencia, Cabezón de la Sal, Siero, Porriño y Cerceda.

Enagás. Está promoviendo 34 proyectos de hidrógeno verde, entre ellos:

- Proyecto Green Hysland en Baleares
- Proyecto La Robla (León) junto con Naturgy. Tendrá un electrolizador de 60 MW
- Proyecto en la Refinería de Castellón, junto con BP e Iberdrola. Permitirá sustituir el hidrógeno producido en la refinería con fuentes fósiles por hidrógeno verde producido con renovables. El electrolizador tendrá una potencia de 20 MW
- En el Corredor Vasco del Hidrógeno, Enagás va a participar con la instalación de un electrolizador de 10 MW, ubicado en el puerto de Bilbao.
- En Asturias y dentro de los proyectos coordinados por la Fundación Asturiana de la Energía (FAEN), se están planteando junto con Naturgy un proyecto de eólica marina en tierra y en mar, con

un electrolizador en tierra de 100 MW y otro en mar de 5 MW.

f) Además se está iniciando el proyecto del valle del hidrógeno de Cataluña, donde Enagás y Repsol están coordinando esta iniciativa.

g) Refinería de Castellón. Promovida junto con BP e Iberdrola,

ACS. Industria cerámica de Castellón. El proyecto se denomina Orange Bat y está coordinado por ETRA, filial de ACS. Participa Endesa y 40 organizaciones de diferentes países europeos, entre las que se encuentran las patronales azulejera y esmaltera Ascer y Anfec. El proyecto consiste en desarrollar un electrolizador de 100 MW, para producir hidrógeno verde y suministrarlo a la industria cerámica de Castellón para iniciar la transición del gas natural al hidrógeno verde.

Repsol. Repsol tiene una cartera de 30 proyectos presentados a Next Generation, 8 son de hidrógeno.

- El proyecto del Corredor Vasco del Hidrógeno, BH2C, es uno de los más ambiciosos del País Vasco, que ha reunido a instituciones, empresas y centros de conocimiento. Una parte del proyecto se dedicará a inversiones en producción de hidrógeno, para así poder alimentar el Corredor Vasco del Hidrógeno. La primera fase de Repsol-Petronor es construir una instalación con un electrolizador de 2 MW, con el objetivo de suministrar hidrógeno a las instalaciones del Parque Tecnológico de Abanto, ubicado en Vizcaya. La previsión es que entre en funcionamiento a finales 2022. La segunda fase estará liderada por Petronor, Ente Vasco de la Energía y Enagás. El tamaño del electrolizador será de 10 MW y suministrará la planta de combustibles sintéticos ubicada en el Puerto de Bilbao. Su puesta en marcha se estima para 2024. En la tercera fase se ampliará el tamaño del electrolizador a 100 MW y la producción servirá para alimentar las necesidades del Corredor Vasco del Hidrógeno y también las instalaciones de Petronor. Prevista para 2025.
- En el puerto de Bilbao, Repsol producirá biogás a partir de residuos sólidos urbanos y con el biogás producirá hidrógeno verde.
- El Proyecto H24ALL intentará demostrar la viabilidad de los electrolizadores alcalinos a gran escala. El objetivo es demostrar que los costes de producción de hidrógeno pueden alcanzar los 3 euros por kg frente a los 5 euros actuales.
- Repsol, junto con Enagás, está coordi-

nando la iniciativa del proyecto del valle del hidrógeno de Cataluña.

Fundación Asturiana de la Energía (FAEN).

El Principado de Asturias se ha involucrado en la necesidad de un gran proyecto de hidrógeno. La idea es que se considere a Asturias un Valle del Hidrógeno, es decir, tienen industrias, sectores capaces de consumir hidrógeno y existen capacidades para producirlo. Se han integrado 19 proyectos coordinados por FAEN y promovidos por empresas asturianas como Enagás, Naturgy, TSK, Imasa, Grupo Zima, Hunosa, Duro Felguera, Nortegás, Rioglass, Iberdrola y EDP. Se instalarán más de 20 electrolizadores que sumarán una potencia de 395 MW, lo que supone un 10% del objetivo de la hoja de ruta del hidrógeno de España. Se propone tres grandes bloques:

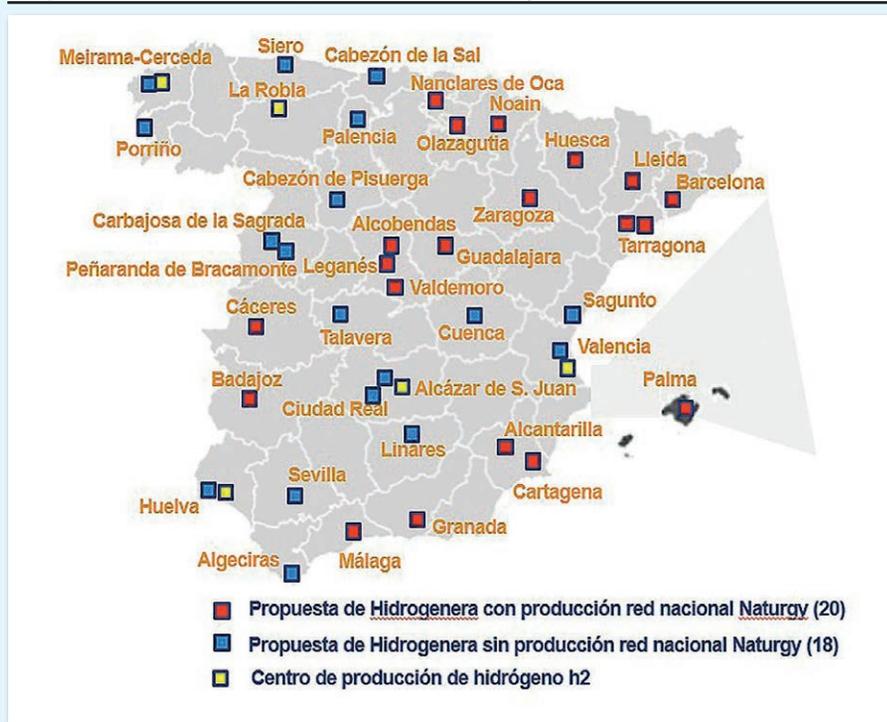
- Primer bloque: electrolizadores conectados a instalación de producción eléctrica de renovables (500 MW). Se instalarán 172 MW de electrolizadores, bien para el sector transporte o para inyección directa a red.
- Segundo bloque: conjunto de 5 electrolizadores con una potencia de 205 MW y directamente conectados a la red eléctrica, con el objetivo de mejorar la seguridad del suministro regional.
- Tercer bloque: red de electrolizadores conectados a instalaciones industriales intensivas en energía. En total serían 5 electrolizadores con una potencia total de 18 MW.

White Summit Capital. Proyecto Amorebieta. Promueve una planta de hidrógeno verde con una potencia de 20 MW. El objetivo es generar 1.500 Tn de hidrógeno con fuentes renovables. Los promotores son White Summit Capital, Castleon Commodities International, Nortegás, Sener y Bizkaia Energía.

BP. Refinería de Castellón. Se ha firmado un acuerdo Entre BP, Iberdrola y Enagás para “estudiar el desarrollo de la primera fase del mayor proyecto de producción de hidrógeno verde en la Comunidad Valenciana”. Se evaluará la instalación de un electrolizador de 20 MW. Se pondrá en funcionamiento una planta fotovoltaica de 40 MW para alimentar el electrolizador.

AIN Y CENER. Proyecto en Tudela. Sería una colaboración entre la Asociación de la Industria Navarra (AIN) y el Centro Nacional de Energías Renovables (CENER). La idea es un electrolizador de 40 MW.

Mapa de la red de hidrogeneras de Naturgy



Conclusiones

Para poder desarrollar cualquier tecnología son necesarias por lo menos 4 claves: planificación, demostración de la tecnología, normas reguladoras y viabilidad económica.

✓ a) **Planificación.** España tiene una planificación muy relevante en relación con las energías renovables a través del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y también ha aprobado la hoja de ruta para el almacenamiento, la generación y uso del hidrógeno. Desde 1986 nuestro país ha contado con planes de desarrollo de renovables, que han supuesto un marco donde poder trabajar, discutir y solucionar los diferentes problemas que han ido apareciendo. En el caso de la Hoja de Ruta del Hidrógeno y en base a la experiencia obtenida de otros planes, se ha establecido un control de seguimiento en 2024, donde se determinará qué medidas hacen falta para cumplir el objetivo final a 2030.

Asimismo, dentro de la planificación es importante señalar la presentación de la Estrategia Vasca del Hidrógeno, realizada por el Ente Vasco de la Energía (EVE), en consonancia con los objetivos nacionales. Por ejemplo, en la Estrategia Vasca se propone alcanzar 300 MW de potencia instalada de electrolizadores, flotas de autobuses y vehículos de transporte, red de hidrogeneras, etc.

✓ b) **Demostración de la tecnología.** Se han presentado diferentes proyectos denominados PERTE, con los que se intentará que esta tecnología demuestre su viabilidad técnica (ver Tabla 1).

✓ c) **Normas Reguladoras.** En el apartado 4.1 del documento Hoja de Ruta del Hidrógeno se establecen algunos instrumentos regulatorios para la simplificación administrativa y eliminación de barreras (con 4 medidas) a la producción de hidrógeno.

✓ d) **Viabilidad económica.** En este tema nos encontramos con uno de los puntos débiles,

que es coste de generación de hidrógeno versus coste de generación con fuentes fósiles.

Hoy en día, el coste de producción de hidrógeno a partir de fuentes fósiles es de 1,5 €/kg, mientras que las estimaciones de generación de hidrógeno verde con fuentes renovables está alrededor de 5 €/Kg. Es, por tanto, un problema importante que hay que resolver. Pero España cuenta con una experiencia muy similar en los inicios de la energía eólica. En 1980, el Centro de Estudios de la Energía intentó desarrollar una máquina eólica de 100 kW. Posteriormente el IDAE puso en marcha diferentes parques eólicos con máquinas de 30 kW. Lo cierto es que en 2010 España superó los 20 GW, tras años de desarrollo y de convencer de su viabilidad a empresas, administraciones, bancos, organizaciones ecologistas, etc.

Contestando a las preguntas del principio de este artículo:

✓ a) Para poder cumplir los objetivos de la Hoja de Ruta hay que tener suficientes proyectos y de acuerdo al interés demostrado en estos meses por las empresas españolas, parece que sí es posible alcanzar los objetivos.

✓ b) La llegada de los Fondos está planificada y tiene mucha relación con el control que se vaya a realizar desde el Ministerio y también con la calidad y veracidad de los proyectos. En estos momentos parece que sí se puede confiar en que los Fondos Europeos llegarán a España y se aplicarán a los proyectos.

✓ c) Sin duda, hay suficientes PERTE para poder alcanzar los objetivos. En este artículo se han identificado “algunos” de los proyectos que totalizan más del 50% del objetivo, proyectos con muchas garantías de que se puedan hacer ya que las empresas implicadas son muy fiables.

Finalmente, una reflexión sobre la oportunidad de este esfuerzo nacional por innovar y desarrollar esta tecnología relacionada con el hidrógeno. España demostró con la energía eólica que se podía pasar de 0 MW a 20 GW, implicando a todos los agentes que pueden desarrollar estos proyectos. En primer lugar, la Administración del Estado, las autonómicas y las locales. En segundo lugar, el tejido industrial está muy desarrollado en el campo de las energías renovables y las empresas pueden responder a este reto de una forma positiva. En tercer lugar, las universidades van a contar con un papel decisivo debido a los retos de innovación que se tendrán que superar en la tecnología del hidrógeno.

**Cayetano Hernández González, ingeniero aeronáutico, fue director de Energías Renovables en el Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). Su hijo Cayetano Hernández Lluna es ingeniero de caminos*

Cómo es la planificación

- **Enero 2021.** Comienza el plazo para la presentación oficial del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) a la Comisión Europea.
- **Abril 2021.** Finaliza el plazo para la presentación oficial del PRTR a la CE.
- **Junio 2021.** Finaliza el plazo máximo para que la CE emita sus dictámenes.
- **Julio 2021.** Finaliza el plazo máximo para que el Consejo Europeo emita su dictamen.
- **Diciembre 2022.** Fecha límite para que el 60% del Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR) esté comprometido.
- **Diciembre 2023.** Fecha para que el 100% del MRR esté comprometido.
- **Diciembre 2026.** Fecha límite de ejecución de proyectos.



La energía resiliente de las microrredes: del lado sur de Chicago a la Patagonia

El acceso a electricidad confiable y asequible es fundamental para el desarrollo social y económico, pero el sistema que la provee hoy enfrenta desafíos importantes. A medida que aumenta la conciencia sobre el cambio climático global, muchos usos de combustibles fósiles en el transporte, la industria y la calefacción están siendo reemplazados por electricidad. A medida que estos sistemas se electrifican, las vulnerabilidades de la red eléctrica se traspasan inevitablemente a otras dimensiones de la vida cotidiana. Con cortes de electricidad que generan mayores impactos y riesgos climáticos cada vez más frecuentes, se hace aún más importante que la energía limpia sea energía confiable.

Antonia Samur & Ryan Burg*

Las empresas eléctricas desempeñarán un papel clave en la conexión entre energía limpia y confiable y las personas que la necesitan. Pueden hacerlo con la infraestructura existente, pero las redes también deberán adaptarse a las nuevas prioridades. Uno de los cambios más prometedoros para las redes eléctricas es la instalación de microrredes, redes de distribución eléctrica segmentadas que pueden ayudar a garantizar que la electricidad sea limpia y resiliente.

■ La energía resiliente de las microrredes

En el norte de Illinois, la empresa eléctrica Commonwealth Edison (ComEd) está demostrando cómo las microrredes pueden ayudar a las comunidades no solo a mitigar los efectos del cambio climático, sino también a adaptarse a sus devastadores efectos.

ComEd ya logra un buen estándar de confiabilidad, pero muchas empresas con visión de futuro en el sector energético están monitoreando cuidadosamente los cambios que podrían amenazar estos logros. Fenómenos meteorológicos extremos amenazan los sistemas con mayor frecuencia. Por ejemplo, en agosto de 2020, una tormenta de viento derecho (viento que va en línea recta, a dife-

rencia de los tornados, que giran) generó 13 tornados, vientos de 110 millas por hora y causó interrupciones a más de 880.000 clientes solo en el territorio de servicio de ComEd, algunos de los cuales se quedaron sin electricidad por días. No es posible atribuir ningún evento meteorológico completamente al cambio climático, pero esta amenaza promete que las condiciones climáticas sean cada vez menos predecibles y más devastadoras.

Al mismo tiempo, una segunda característica que están monitoreando las empresas de servicios públicos es la creciente complejidad de los recursos energéticos distribuidos. En cierto sentido, las respuestas al cambio climático pueden plantear inicialmente tantos desafíos de ingeniería como la misma disrupción que causa el cambio climático. La energía solar y eólica operan en diferentes horarios en diferentes lugares. La adaptación de los sistemas de energía a las ubicaciones y la intermitencia de la generación renovable plantea una secuencia importante de desafíos para los ingenieros de sistemas eléctricos.

En el lado sur de Chicago, como respuesta a estos desafíos, ComEd está implementando el primer clúster de microrredes operado por una empresa de servicios públicos en Estados Unidos, que está demostrando

ser parte de la solución a las tensiones existentes en los sistemas de energía. Las microrredes son partes de las redes eléctricas que pueden operar como parte de la red central o independiente de ella. Esta tecnología no solo fortalece los esfuerzos de resiliencia ante emergencias, sino que también representa una forma de integrar energías limpias como la energía solar y los vehículos eléctricos.

Este clúster consiste en una microrred implementada en el barrio histórico de Bronzeville en el lado sur de Chicago conectada a la microrred detrás-del-medidor del Instituto de Tecnología de Illinois (IIT). Conectar dos microrredes y permitir que se “comuniquen” entre sí es algo nuevo. Esta innovación fue apoyada por el Departamento de Energía de Estados Unidos como una forma de demostrar cómo esta tecnología puede mejorar la integración de la energía distribuida, como la solar fotovoltaica. ComEd también está demostrando con el apoyo de otros aliados y del Departamento de Energía una tecnología solar de almacenamiento integrado en microrredes para mostrar cómo la energía solar fotovoltaica puede fortalecer la resiliencia del sistema.

Al mismo tiempo, esta tecnología está demostrando una mayor capacidad de recu-



www.thecha.org

peración. La microrred de la comunidad de Bronzeville prestará servicios directamente a más de 1.000 residencias, negocios e instituciones públicas, así como a 11 clientes que brindan servicios públicos críticos. Expertos en desastres han reconocido que proyectos como este pueden servir como un oasis que brinde resiliencia de manera más amplia durante un evento disruptivo.

Para entender y planificar mejor las capacidades de la microrred, la empresa eléctrica se está asociando con el National Center for Disaster Preparedness de la Universidad de Columbia. Juntos, están simulando escenarios climáticos para evaluar el diseño de la microrred e identificar posibles mejoras para asegurar su confiabilidad durante desastres. Experiencias como esta pueden proporcionar información valiosa a empresas eléctricas y autoridades locales en Estados Unidos y en el extranjero, que buscan seguir el modelo de los esfuerzos comunitarios impulsados por alianzas.

■ El rol crítico de la red

La innovación de las microrredes tiene casos de uso en todo el mundo. Situada entre dos cordilleras en la Patagonia chilena, la ciudad de Coyhaique es la capital regional de Aysén. Coyhaique es un ejemplo de cómo la resiliencia y confiabilidad de la red energética se ha

BRONZEVILLE
A Community of the Future

FUTURE POSSIBILITIES

IMMEDIATE

- SNOW REMOVAL MONITORING
- AIR QUALITY MONITORING
- DUMPSTER LEVEL DETECTION
- Wi-Fi ACCESS
- TRAFFIC MONITORING
- DISASTER MANAGEMENT / EMERGENCY RESPONSE / TRAFFIC REROUTING
- CITIZEN ENGAGEMENT
- SMART STREET LIGHTS
- SOLAR PV
- ENERGY EFFICIENCY / DEMAND RESPONSE
- MICROGRID

Headquarters of the Chicago Police Department, 3000 S. Michigan Ave.

Aerial overview of Bronzeville community, Chicago, Illinois

ComEd - An Exelon Company

convertido incrementalmente en un asunto vital para abordar los desafíos energéticos actuales y futuros.

En 2018, la OMS clasificó la calidad del aire de Coyhaique como la peor entre todas las ciudades de América, en el lugar número 139 de la lista de ciudades con aire más contaminado del mundo. El uso generalizado de

Arriba, tejados solares de las Dearborn Homes, en Bronzeville, Chicago



En 2018, la OMS clasificó la calidad del aire de Coyhaique como la peor entre todas las ciudades de América. Según datos del hospital regional, los problemas respiratorios han sido la causa principal de ingresos todos los años desde 2016

leña de baja calidad para calefacción y cocina mezclado con un fenómeno de inversión térmica que comprime la contaminación en un valle conduce a concentraciones extremadamente altas de PM2.5 (partículas finas inhalables, con diámetros que generalmente son de 2.5 micrómetros y menores), especialmente durante los meses de invierno. En 2020, el servicio de salud pública declaró más de 80 episodios de emergencia y preemergencia ambiental. Según datos del hospital regional, los problemas respiratorios han sido la causa principal de ingresos todos los años desde 2016.

■ Cambio gratuito de calefacción

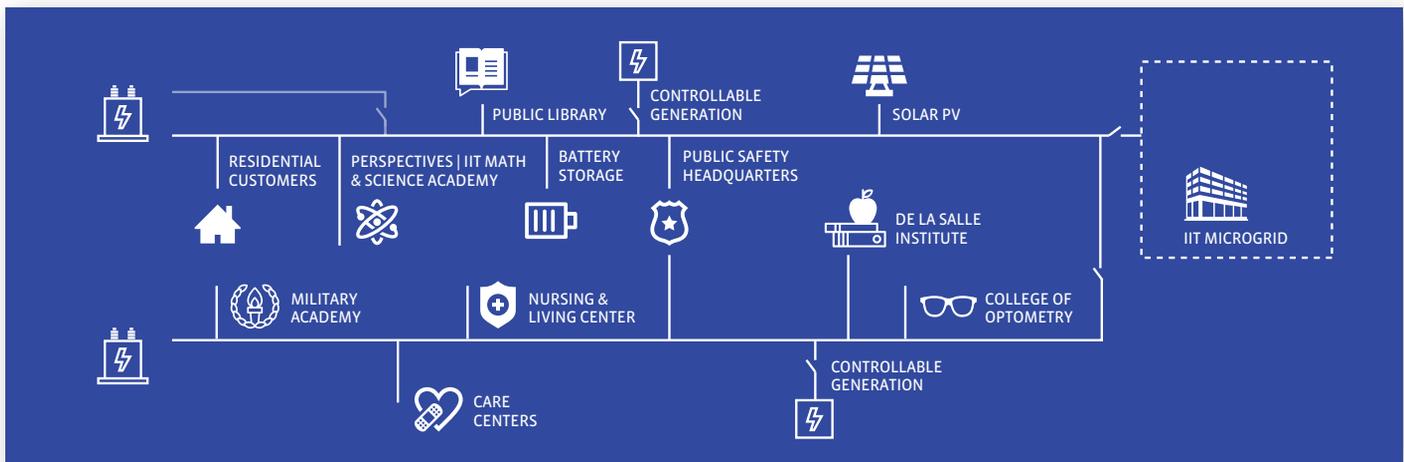
Los esfuerzos nacionales y locales para reducir la contaminación se han centrado principalmente en el cambio gratuito de calefactores a leña por equipos a pellets y queroseno, que pueden reducir las emisiones. Sin embargo,

la mayoría de los nuevos dispositivos son electrodependientes. Otros esfuerzos se han enfocado en reducir los precios de la energía para suscriptores que pasaron a la calefacción totalmente eléctrica, lamentablemente, con poca aceptación. Si bien el perfil de emisiones de Coyhaique se beneficia de la generación eléctrica hidráulica con bajas emisiones de carbono, que representan más del 90% de la generación de electricidad, las centrales se encuentran a varios cientos de millas de los grandes grupos de consumidores. Como consecuencia de estas grandes distancias de transmisión, el sistema es más vulnerable ante posibles amenazas. Además, la infraestructura que ya es antigua ha demostrado ser incapaz de resistir el aumento de la frecuencia de los fenómenos meteorológicos extremos como incendios forestales y tormentas de nieve.

Entre 2017 y 2018, al menos el 23% de los cortes de energía estuvieron relacionados con condiciones climáticas (según el Índice SAIDI). Además, en promedio, las interrupciones relacionadas con el clima duraron más del doble que aquellas no relacionadas, y algunas comunas de la región presentaron más de 26 horas de cortes en 2017, aunque la

confiabilidad ha ido aumentando. A pesar de la contaminación, y aunque hay incentivos y beneficios personales de utilizar energías limpias, muchos residentes son reacios a adoptar las alternativas, argumentando que ninguna otra fuente es tan asequible y confiable para los largos meses de invierno de la Patagonia. Desafortunadamente, los altos precios de la electricidad y los cortes frecuentes demuestran que tienen razón, lo que socava los esfuerzos bien intencionados de limpiar las fuentes residenciales de contaminación.

El Municipio de Coyhaique se ha propuesto como objetivo remediar las debilidades de la red eléctrica y abordar las preocupaciones sobre cómo el cambio climático podría aumentar la vulnerabilidad del sistema al solicitar un análisis de las vulnerabilidades y los riesgos que plantea el cambio climático al Sistema Eléctrico de Aysén (SEA) (implementado por el Proyecto Prototipo TIMEO Aysén). Esta evaluación histórica de la sensibilidad de la red y la capacidad de respuesta a eventos climáticos extremos y una evaluación prospectiva de proyecciones climáticas y vulnerabilidades sociales de los usuarios se utilizaron como insumo para el desarrollo de



un plan de adaptación al cambio climático para el sistema energético local. El plan incluye recomendaciones para la creación de asociaciones para implementar tecnologías de generación distribuida y microrredes como una forma de aumentar la resiliencia, al igual que pretende destacar la importancia de priorizar poblaciones vulnerables en situaciones de emergencia.

El bienestar de la población de Coyhaique depende de la capacidad de la red eléctrica de demostrar que puede ser confiable y asequible y que puede ser la base de una transición a fuentes de energía más limpias.

Tanto el Proyecto TIMEO Aysén en Chile como la Microrred Comunitaria de Bronzeville en Chicago tienen como objetivo identificar las vulnerabilidades del sistema energético. Un enfoque basado en la comunidad permite que estos proyectos exploren soluciones dentro y fuera de la red, teniendo en cuenta el rendimiento histórico y una amplia planificación de escenarios relacionados con el clima, la demanda de energía, las vulnerabilidades sociales y el diseño de la red.

■ Un futuro sostenible en clave micro

Otro ejemplo de avance tecnológico es la tecnología de almacenamiento solar integrado en microrredes (MISST). Para utilizar todo el potencial de una microrred, es necesario coordinar tecnologías relacionadas para facilitar energía confiable para los clientes en condiciones cambiantes. Las baterías pueden absorber energía de paneles fotovoltaicos durante ciclos más abundantes y distribuirla en la red cuando la demanda es mayor. El algoritmo MISST también puede operar en modo estabilizador (“grid firming mode”) para suavizar las variaciones en la producción fotovoltaica, mitigando las variaciones en la irradiancia solar. Al igual que con DLSE, MISST es una tecnología que promete permitirle a una microrred y el sistema energético que la rodea estar mucho más preparado para un entorno y

Un espectacular grafiti mural, de 36 metros de longitud, titulado Renacimiento de Bronzeville, y que recoge los retratos de mujeres y hombres prominentes de la comunidad negra de Chicago (y de Estados Unidos), oculta tras de sí el sistema de baterías de la microrred



un panorama energético cambiantes, en Chicago y en todo el mundo.

A partir de este mes, julio de 2021, la microrred comunitaria de Bronzeville entrará en su etapa final de desarrollo. Se ha seleccionado un proveedor para la generación mediante una oferta competitiva, y la generación ahora se integrará con los sistemas de control, batería y energía solar instalados. Cuando se complete la integración del generador, se podrá completar las pruebas en el controlador de la microrred y se podrá poner en marcha.

El trabajo que implica diseñar, instalar y operar una microrred es altamente técnico, pero la importancia de las microrredes y otra infraestructura va más allá de una especificación técnica. El análisis de estos problemas desde una perspectiva global más amplia ilustra el papel fundamental que deben desempeñar las empresas de energía para abordar algunos de los desafíos globales más apremiantes de la actualidad.

Cinco años después de la implementación de la Agenda de Desarrollo Sostenible de las Naciones Unidas, queda mucho trabajo por hacer para lograr los Objetivos de Desarrollo Sostenible, tanto en el Norte como en el Sur

global, pero las empresas eléctricas están en una posición única para contribuir al logro de al menos 6 de los 17 Objetivos de Desarrollo Sostenible, incluido el Objetivo 7 (Energía asequible, confiable, sostenible y moderna para todos), el Objetivo 11 (Ciudades y comunidades inclusivas, seguras, sostenibles y resilientes), el Objetivo 9 (Infraestructura resiliente), el Objetivo 3 (Salud y bienestar), el Objetivo 13 (Acción por el clima) y el Objetivo 17 (Alianzas).

Con un profundo conocimiento del papel cada vez más importante que desempeña la energía en la vida de las comunidades de todo el mundo, las empresas innovadoras y con visión de futuro serán las únicas capaces de cumplir la Agenda 2030 de las Naciones Unidas a medida que pavimentan el progreso en dimensiones clave de este esfuerzo global. ■

Antonia Samur es Staff Associate del National Center for Disaster Preparedness, Earth Institute, Columbia University, y consultora en la Fundación PROVEES, Proyecto Prototipo TIMEO Aysén

Ryan Burg es Principal Business Analyst, Smart Grid and Innovation, Commonwealth Edison



AMÉRICA

Más allá de Cerro Dominador: el futuro de la CSP

Es sabido que Chile está viviendo una verdadera revolución en lo que respecta a su matriz energética, en la que es creciente la presencia de las renovables. Además, el país se posiciona como pionero en América Latina en el tema de analizar y empezar a ver la forma de implementar las tecnologías relacionadas con el hidrógeno verde. A todo ello hay que añadir la energía termosolar (CSP, por sus siglas en inglés) en donde, también, Chile, con la planta Cerro Dominador, aparece marcando el camino en la región.

Luis Ini

Sobre esta última tecnología se habló largo y tendido en el webinar organizado por la Asociación de Concentración Solar de Potencia (ACSP), realizado a finales del mes de junio pasado, que lleva el sugerente título: “Más allá del hito Cerro Dominador: ¿Qué viene para la CSP en Chile?”.

Presentado por el gerente ejecutivo de ACSP Cristián Sepúlveda, abrió el encuentro

(que puede verse en <https://www.youtube.com/watch?v=yFtV5heKN60>) Carlos Barría, jefe de la Dirección de Prospectiva del Ministerio de Energía, que aprovechó las iniciales de la tecnología CSP para dejar un mensaje: Confianza Social y Planificación. La primera idea hace referencia a la inminente convención constituyente que definirá una nueva Carta Magna para Chile, y que marcará de algún modo el futuro político social del país.

A ese espacio de diálogo se refirió Barría, pues “nuestro sector energético ha tenido la suerte desde hace muchos años de trabajar y avanzar dialogando”. Para ilustrar la expresión Planificación, algo básico en cualquier política energética, el funcionario puso como ejemplo la propia planta Cerro Dominador, de la que él mismo formó parte del equipo que desde el Ministerio de Energía lo impulsó hace 9 años.

Juan Carlos Olmedo, presidente del Consejo Directivo del Coordinador Eléctrico Nacional, destacó a continuación la meta de neutralidad en carbono a 2050 que tiene Chile. Especialmente, puntualizó el interés de muchas empresas del sector en acreditar que sus productos y servicios han sido efectivamente elaborados en base a energía renovable. En ese sentido, Olmedo mencionó la plataforma desarrollada por el Coordinador Eléctrico Nacional para la trazabilidad de su energía. “Se trata de una innovación desarrollada en base tecnología blockchain –dijo– y cuyas características se aproximan a lo que están realizando los operadores de los sistemas eléctricos de Australia, y Pensilvania, Nueva Jersey y Maryland, en Estados Unidos, una plataforma que permitirá registrar cada kW generado y asegurar su plena trazabilidad desde su origen hasta su destino”.

Fernando González, presidente del directorio de ACSP y director ejecutivo de Cerro Dominador, se refirió a la importancia de la CSP a la luz del proceso de descarbonización y de los últimos anuncios sobre las salidas de las plantas de carbón en Chile: “Las proyec-

INVITACIÓN ACSP Asociación Concentración Solar de Potencia Impulsando un Chile energizado por el Sol

Más allá del Hito "Cerro Dominador":

¿Qué viene para la CSP en Chile?

24 de Junio. 09:00 horas.
YouTube Live ACSP

Expositores

Mark Z. Jacobson Cristián González Ana Lía Rojas Marcelo Mena Nicola Borregaard Andrés Romero

Con el patrocinio de **ACERA** 2021 **RedREN** PATROCINIO 2021 y el apoyo de **Chile** **Ministerio de Energía**



Cerro Dominador es una central eléctrica de 210 megavatios de potencia que combina la energía solar concentrada con la solar fotovoltaica. Está localizada en la comuna de María Elena en la región de Antofagasta

ciones para los próximos años muestran una penetración muy importante de la tecnología CSP, por eso este es un buen momento para discutir cuáles son las condiciones que tienen que darse para que esa penetración estimada se convierta en realidad”, señaló.

“Sabemos que las tecnologías de renovables variables tienen un aporte importante en cuanto a la gestación pero presentan desafíos que tienen que ser resueltos preferentemente con tecnologías que sean renovables y que puedan aportar la flexibilidad necesaria. Entonces la discusión es cuál es el objetivo, cuáles son las medidas que hay que tomar, cuáles son los cambios regulatorios que hacen falta para que mediante una solución de mercado se pueda lograr esa ansiada operación del sistema eléctrico chileno de manera 100 % renovable”, concluyó.

En el webinar también participó Mark Jacobson, director del Programa de Atmósfera y Energía y profesor de Ingeniería Civil Medioambiental de la Universidad de Stanford, California, quien enfocó su par-



ticipación en los diferentes aspectos de por qué Chile debe hacer una transición hacia el 100 % de energía limpia, para abordar la contaminación del aire, la seguridad climática y energética. “¿Cuál es el plan para Chile?”, se preguntó. “En nuestra visión se puede alcanzar el 100 % renovable; primero, si se electrifican todos los sectores energéticos, la demanda energética disminuiría un 48 %, por lo que se necesitaría mucha menos energía y la cubriríamos con 45% solar, 42 % eólica y 9% hidroeléctrica; y la geotérmica puede llegar hasta un 4 %”, agregó. “Así -redondeó Jacobson-, se eliminarían 6 mil muertes por contaminación del aire, crearíamos alrededor de 20 mil nuevos empleos

de tiempo completo adicionales a los que se perderían, usando poco territorio (menos del 1 % del territorio para toda esa infraestructura energética) y eliminaríamos la contaminación del aire y las emisiones asociadas al calentamiento global”.

Cristian González, director de Desarrollo de Tecnología en la Asociación de Concentración Solar de Potencia, pintó el panorama de la CSP en el mundo, en donde explicó que hay 6,1 GW en operación y 1,5 GW en construcción, principalmente en la región MENA (acrónimo en inglés que refiere al Medio Oriente y el norte de África, y que cubre una región que va desde Marruecos a Irán, con 910 MW, destacan-



do Emiratos Árabes con 700 MW) y China (514 MW). Los principales países con plantas CSP en operación son España (2,3 GW), EEUU (1,7 GW) y tres proyectos en Marruecos (530 MW).

González no dejó de advertir, sin embargo, que “hay lecciones que aprender tanto en California como en Australia, por ejemplo. En California ha habido un implemento de energías renovables variables pero que al final no se ha complementado de una manera adecuada con otro tipo de tecnologías renovables continuas como los son la CSP y la geotermia y que por lo tanto ha provocado cierta inestabilidad en la red”.

■ Veranos sin hielo cada 10 años

Ana Lía Rojas, gerente general Enerconnex, pasó a moderar la última parte del webinar. El enfoque se centró en el aporte de la CSP en la transición energética hacia la descarbonización y a la discusión de la urgencia climática. La referencia es el reciente informe del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC) de la ONU que predice que si el planeta se calienta 1,5 grados centígrados por encima de los niveles preindustriales seguirá habiendo hielo marino durante la mayoría de los veranos en el Ártico; sin embargo, en un escenario de 2 grados, habrá veranos sin hielo cada 10 años.

Y, lo que es peor, que esto sucederá mucho antes de lo esperado.

En ese sentido, Marcelo Mena, ex ministro chileno de Medio Ambiente y actual catedrático de la Universidad Católica de Valparaíso, dijo que si “estamos preocupados por el crecimiento y bienestar a largo plazo hay que tomar en serio esta amenaza”. Después de señalar los compromisos del acuerdo de París, criticó que “hay muchas promesas para el año 2050 pero al mismo tiempo pocas acciones locales”. “Esto hay que tomarlo como una oportunidad de poder abordar problemas de pobreza energética, desarrollo de ciudades, y discutir que una matriz energética tiene que ser de bajo costo y estable, renovable, claro, y que la descarbonización va a traer al país más inversión y crecimiento. Estoy convencido que adelantar nuestro fin de la dependencia de la importación de combustibles fósiles va a traer más bienestar al país también”.

Andrés Romero, ex secretario ejecutivo de la Comisión Nacional de Energía (CNE) y socio director de Valgesta Nueva Energía, se preguntó “cómo hacemos una transición de manera segura, y con precios con los que la gente puede acceder a los beneficios de la energía; no sacamos nada con hacer una transición en la que tengamos casos como lo que pasó en California; tampoco sirve una

transición que signifique incremento de los precios, porque eso implica no darle acceso a la gente más humilde a los beneficios de la energía eléctrica. Ese es el desafío, una transición lo más acelerada posible, de manera segura y con precios que sean accesibles”.

A la hora de introducir a la siguiente ponente, Nicola Borregaard, la gerente general de EBP Chile, la moderadora apuntó que además de la regulación y del aspecto económico hay otros elementos que debe tener la transición energética, por ejemplo la inclusión energética. “La transición no puede ocurrir sin inclusión”, aseguró Borregaard, “porque sin inclusión no vamos a tener paz social y no vamos a tener más proyectos energéticos”.

Seguidamente, describió los que considera los cinco elementos claves para este proceso: enfrentar la pobreza energética; el tema de la inclusión social; el desarrollo de la industria; el apoyo a una matriz mixta centralizada y descentralizada; y los nuevos modelos de participación económica.

El webinar terminó con la participación de los asistentes, uno de los cuales planteó el coste que tiene actualmente la CSP en Chile, pregunta a la que respondió Cristián González: entre 2,5 y 3 dólares por MWh. ■

Blue Power

The professional choice



victron energy
BLUE POWER

www.victronenergy.com

Energy. Anytime. Anywhere.

Encuentra estos productos en:



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



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



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

Somos agente representante de energía limpia y libre de emisiones

Desde hace más de 15 años, llevamos al mercado la electricidad generada por más de 9.000 productores de energías de origen 100% renovable con el más alto grado de profesionalidad y la mejor relación calidad-precio.

Solicita más información contactando con nosotros.



regimenespecial@gesternova.com / 91 357 52 64

www.gesternova.com

 **gesternova**
energía