

GOODWE
Smart Energy Innovator

EcoSmart
Commercial

EcoSmart Commercial

Impulsa tu negocio
con soluciones energéticas
rentables
y sostenibles



es.goodwe.com

energética



Domina los datos

Esta es la energía esencial para Data Center

Controla los retos energéticos de tu Data Center con grupos electrógenos diseñados con ingeniería personalizada, con todas las garantías de fiabilidad, respaldados por partners tecnológicos de primer nivel y con los mejores plazos de entrega del mercado.

Cuando la continuidad energética es crítica,
lo esencial es contar con una energía que responde.



Descubre más sobre nuestros grupos
electrógenos para Data Center

genesalenergy.com

22 - 23 SEPTIEMBRE 2026 IFEMA MADRID

farmaforum

XII foro de la industria
farmacéutica, biofarmacéutica
y tecnología de laboratorio

Labforum

CON LAS ÁREAS ESPECIALIZADAS

APIsforum Biotechforum Cannabisforum

Clinical Researchforum Cosméticaforum

Farmacovigilanciaforum Innovaforum International Businessforum

Legal & Complianceforum Logisticforum Medical Devicesforum

Nutraforum Pharma Engineeringforum Vetforum Young Farmaforum

PATROCINADORES ORO



PATROCINADORES PLATA



PATROCINADORES



INFORMACIÓN ☎ +34 91 630 85 91 / +34 672 050 625 ✉ info@farmaforum.es 🖱 farmaforum.es

PRIMEROS EN EL MUNDO:

WEG cuenta con una herramienta totalmente pre-verificada y aprobada para emitir Declaraciones Ambientales de Producto (**EPD**) para motores eléctricos.



Las EPD son documentos estandarizados y verificados que describen el desempeño ambiental de un producto a lo largo de todo su ciclo de vida. Proporcionan mayor transparencia y fiabilidad, lo que permite a las empresas y a los consumidores tomar decisiones más conscientes.



BRASIL **EPD**
INTERNATIONAL EPD SYSTEM

EPD
INTERNATIONAL EPD SYSTEM

www.weg.net



Driving efficiency and sustainability



EN PORTADA

- GENESAL ENERGY MIRA AL FUTURO CONSOLIDANDO SU PAPEL COMO SOCIO ESTRATÉGICO DE REFERENCIA EN ENERGÍA DISTRIBUIDA **10**

EFICIENCIA ENERGÉTICA EN CENTROS DE DATOS

- LA CARRERA POR LA DENSIDAD SOSTENIBLE **34**
- EFICIENCIA OPERATIVA Y RESILIENCIA ENERGÉTICA: EL NUEVO ESTÁNDAR DE LOS DATA CENTERS EN EL MERCADO ESPAÑOL **36**
- LOS SAI MODULARES, UNA FORMA DE GANAR DISPONIBILIDAD **40**
- RESILIENCIA, EFICIENCIA Y NORMATIVA: ¿PUEDEN LOS CENTROS DE DATOS CUMPLIR CON EUROPA SIN PERDER COMPETITIVIDAD? **42**
- EFICIENCIA OPERATIVA EN CENTROS DE DATOS: DEL PUÉ A LA SOSTENIBILIDAD INTEGRAL **44**
- EL RETO ENERGÉTICO EN EL DESARROLLO DE CENTROS DE DATOS EN ESPAÑA **46**
- DISPONIBILIDAD Y CUMPLIMIENTO AMBIENTAL EN DATA CENTERS: UNA TENSIÓN CRÍTICA EN LA AAI **48**

ENTREVISTA

- JOAQUÍN RODRÍGUEZ ANTIBÓN (CARRIER): "EL CLIENTE AHORA PIDE EFICIENCIA, ESCALABILIDAD Y RESILIENCIA OPERATIVA" **50**

ALMACENAMIENTO: GRANDES PLANTAS

- ALMACENAMIENTO A GRAN ESCALA PARA LA ESTABILIDAD DEL SISTEMA ELÉCTRICO: VISIÓN TÉCNICA Y RETOS DE INTEGRACIÓN **52**
- ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO EN ENTORNOS COMERCIALES, INDUSTRIALES Y DE GRAN ESCALA: PARÁMETROS TÉCNICOS, ARQUITECTURA DE SISTEMA Y CRITERIOS DE INTEGRACIÓN **54**
- ALMACENAMIENTO: AL RESCATE DE LA INTEGRACIÓN RENOVABLE **56**

AUTOCONSUMO Y COMUNIDADES ENERGÉTICAS

- UNA PIEZA ESTRUCTURAL DEL NUEVO MODELO ENERGÉTICO **58**
- EL ESCUDO ENERGÉTICO ANTE UN MUNDO INESTABLE **60**
- EL ALMACENAMIENTO COMO EJE DE LA GESTIÓN ENERGÉTICA **62**
- EL NUEVO MODELO ENERGÉTICO DESCENTRALIZADO **64**
- CLAVES DE UN MODELO EN EXPANSIÓN **66**

- DIGITALIZAR LAS COMUNIDADES PARA GANAR EFICIENCIA Y TRANSPARENCIA **68**

- EL BINOMIO DEL AUTOCONSUMO Y LAS COMUNIDADES ENERGÉTICAS EN LA NUEVA ERA INDUSTRIAL **70**

- EL AUTOCONSUMO COLECTIVO, LA NUEVA HERRAMIENTA DE AHORRO ENERGÉTICO PARA LAS EMPRESAS **71**

HIDRÓGENO VERDE

- EN BUSCA DE HIDRÓGENO LIMPIO EN MICROBIOS DEL ÁRTICO **72**

DESCARBONIZACIÓN: INDUSTRIA QUÍMICA

- ELECTRIFICANDO EL CALOR INDUSTRIAL A MENOR COSTE QUE EL GAS NATURAL **74**

- INTEGRACIÓN DE LA MEDIDA ELÉCTRICA EN EL CONTROL DE PROCESOS PETROQUÍMICOS **76**

- LA TRANSICIÓN HACIA PROCESOS MÁS SOSTENIBLES EN LA PRODUCCIÓN DE SURFACTANTES **78**

- DESCARBONIZACIÓN EN LA INDUSTRIA QUÍMICA: RETOS, INERCIAS Y UNA HOJA DE RUTA POSIBLE **80**

BIOENERGÍA

- LA BIOMASA, UNA ENERGÍA CADA VEZ MÁS ESTRATÉGICA EN UN MUNDO INESTABLE **82**

- LA BIOMASA EN CATALUÑA: VECTOR ESTRATÉGICO PARA LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y LA GESTIÓN FORESTAL SOSTENIBLE **84**

- BIOGÁS MÁS SEGURO Y EFICIENTE CON LA UTILIZACIÓN DE QUÍMICA SELECCIONADA EN EL DIGESTOR **86**

- GASIFICACIÓN DE BIOMASA: MUCHOS MÁS BENEFICIOS QUE LA CALDERA DE BIOMASA TRADICIONAL **88**

MOVILIDAD SOSTENIBLE

- FISCALIDAD ENERGÉTICA Y ELECTRIFICACIÓN: LA NECESIDAD DE UN ENFOQUE INTEGRAL **90**

- ELECTRIFICAR NO ES SUFICIENTE: LA INTERMODALIDAD COMO EJE DE LA MOVILIDAD EN MADRID **92**

OTRAS SECCIONES **6.** AGENDA / **8.** PANORAMA / **12.** ACTUALIDAD / **94.** PRODUCTOS / **97.** ANUNCIOS CLASIFICADOS

ANUNCIANTES

| | |
|-------------------------|---------------------|
| ACT COMMODITIES | 51 |
| APSYSTEMS | 9 |
| BATTERY & ES TECH 2026 | 27 |
| BET SOLAR | 67 |
| BORNAY | 11 |
| CONNECT SOUTHERM EUROPE | 35 |
| DAGARTECH | CONTRAPORTADA |
| DAIKIN | 49 |
| DREES & SOMMER ESPAÑA | 29 |
| DS INDUSTRY | 21 |
| EDISON NEXT | 23 |
| ENGIE | 81 |
| FARMAFORUM 2026 | INTERIOR DE PORTADA |
| FOXESS | 5 |
| GENERA 2026 | INT. DE CONTRAP. |
| GENESAL | PORTADA |
| GOODWE | SOLAPA DE PORTADA |
| INTERSOLAR EUROPE 2026 | 55 |
| KEMIRA | 77 |
| LONGI | 19 |
| NET ZERO TECH 2026 | 7 |

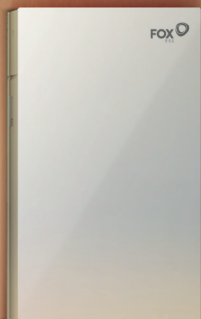
| | |
|---------------------------|------------|
| PLUG & PLAY | 15 |
| RENTALOAD IBERIA | 38 Y 39 |
| RE-TWIN ENERGY | ACTUALIDAD |
| RIELLO SOLAR TECHNOLOGY | 13 |
| SALICRU | 17 |
| SALTOKI | 69 |
| SOCOMECH | 47 |
| STEGO | 65 |
| SUNGROW | 65 |
| TRIVENI TURBINE LIMITED | 89 |
| VEOLIA | 25 |
| WEBINARS ENERGÉTICA CONF. | 31 |
| WEG IBERIA | 3 |
| CLASIFICADOS | |
| BORNAY | |
| CIDETEC | |
| ENERGÉTICA CONFERENCIAS | |
| GRUPO ISASTUR | |
| HECISA | |
| PROAT | |
| PROGENER | |

| |
|-------------------------|
| TCA |
| TECNIQ |
| VEOLIA |
| ONLINE |
| BATTERY & ES TECH 2026 |
| CARLO GAVAZZI |
| DAIKIN |
| EPSA |
| ESTEBANELL |
| FUNDACION EOI |
| GENERA 2026 |
| GENIA BIOENERGY |
| MEGGER |
| SCHNEIDER ELECTRIC |
| SIKA |
| SOLAR PROMOTION |
| STX GROUP |
| TECNIQ |
| TRIVENI TURBINE LIMITED |



Serie EVO (5-10kW)

- Solución residencial all in one •
- Fácil instalación •
- Diseño compacto y elegante •



Almacenamiento Inteligente Para Cualquier Entorno

Serie G-MAX

- Almacenamiento de alta capacidad
- Múltiples modos de operación
- Instalación Plug & Play



2026

INTERSOLAR SUMMIT BRASIL NORDESTE

28 - 29 abril

FORTALEZA, BRASIL

www.intersolar-brasil.com/nordeste/overview

wassersleben@solarpromotion.com

NET ZERO TECH WEBINARS

WEBINAR 'CAE EN EL SECTOR INDUSTRIAL Y TERCIARIO'

30 abril

EVENTO VIRTUAL

<https://shre.ink/Ldbg>

javier@energetica21.com

CONNECT SOUTHERN EUROPE

6 - 7 mayo

MADRID

www.datacenterdynamics.com/es/dcd-connect-live/south-europe/2026

info@datacenterdynamics.com

VII CONGRESO NACIONAL DE AUTOCONSUMO

21 - 22 mayo

ZARAGOZA

www.appa.es/evento/vii-congreso-nacional-de-autoconsumo-zaragoza

eventos@appa.es

NET ZERO TECH

3 - 4 junio

BARCELONA

netzero-tech.com

info@netzero-tech.com

GLOBAL MOBILITY CALL

9 - 11 junio

MADRID

www.ifema.es/global-mobility-call

globalmobilitycall@ifema.es

WEBINAR PRAMAC 'CÓMO OPTIMIZAR EL AUTOCONSUMO EN UNA EMPRESA HORTOFRUTÍCOLA EN CANARIAS CON SISTEMAS BESS'

11 junio

EVENTO VIRTUAL

<https://shre.ink/LdbA>

javier@energetica21.com



SECTOR COMERCIAL E INDUSTRIAL

17 junio

EVENTO VIRTUAL

<https://shre.ink/LdbT>

javier@energetica21.com

CONNECTING HYDROGEN EUROPE

17 - 18 junio

MADRID

www.connectinghydrogeneurope.com

che@leader-associates.com

THE SMARTER E EUROPE (INTERSOLAR EUROPE)

23 - 25 junio

MÚNICH, ALEMANIA

www.thesmartere.de/home

TheSmarterE@fwtm.de | info@TheSmarterE.de

THE SMARTER E SOUTH AMERICA

25 - 27 agosto

SAO PAULO, BRASIL

www.thesmartere.com.br/home

spain@thesmartere.com

INTERSOLAR MIDDLE EAST

1 - 3 septiembre

DUBAI, EMIRATOS ÁRABES UNIDOS

www.intersolar.ae/home

stunz@solarpromotion.com

INTERSOLAR MÉXICO

1 - 3 septiembre

CIUDAD DE MÉXICO, MÉXICO

www.intersolar.mx

luisangel.pina@informa.com

BATTERY & ENERGY STORAGE TECH EUROPE

8 - 9 septiembre

BARCELONA

batterytechexpo.europa.com

jmerida@firabarcelona.com

ENERGYEAR AUTOCONSUMO

22 septiembre

MADRID

energyyear.com/es/autoconsumo-espana/

info@energyyear.com

WIND ENERGY HAMBURG

22 - 25 septiembre

HAMBURGO, ALEMANIA

www.windenergyhamburg.com

tinyurl.com/nhmykvy

SALÓN DEL GAS RENOVABLE

29 - 30 septiembre

VALLADOLID

www.salondelgasrenovable.com

info@salondelgasrenovable.com

EFINTEC

7 - 8 octubre

BARCELONA

www.efintec.es/es

visita@efintec.es

FORO SOLAR

7 - 8 octubre

MADRID

www.unef.es/es/evento/xiiiiforosolar

info@unef.es

INTERSOLAR BRASIL SUL

27 - 28 octubre

PORTO ALEGRE, BRASIL

www.intersolar-brasil.com/sul/overview

wassersleben@solarpromotion.com

DS DESCARBONIZED & SUSTAINABLE INDUSTRY

3 - 5 noviembre

BILBAO

dsindustry.bilbaoexhibitioncentre.com

dsindustry@bec.eu



SECTOR RESIDENCIAL

5 noviembre

EVENTO VIRTUAL

<https://shre.ink/LdbU>

javier@energetica21.com

GENERA/MATELEC

24 - 26 noviembre

MADRID

www.ifema.es/genera

atencionalcliente@ifema.es



ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO: TECNOLOGÍAS Y PROYECTOS

15 diciembre

EVENTO VIRTUAL

<https://shre.ink/Ldbm>

javier@energetica21.com

NET ZERO TECH

III
EDICIÓN
2026

Competitividad y eficiencia energética en industria
CAE, electrificación renovable, hidrógeno y biometano

3 y 4 de junio de 2026 • Recinto Ferial La Farga • L'Hospitalet - Barcelona



DESCARBONIZACIÓN EL CAMINO HACIA LA NEUTRALIDAD CLIMÁTICA

PATROCINADORES PLATINO

globalfactor 

PATROCINADORES ORO

AMMONGAS
EUROPEAN ENERGY

EIFFAGE
ENERGÍA SISTEMAS

Naturgy 

serveo

STX

**TEC
NIQ**

PATROCINADORES PLATA

AENOR

AEFA

ALFACAE

ATTSU

**FUTURE
MOTORS**

gen0

**JUNO
PROJECTS**

sener

suez

**SURION
wind systems**

**WtEnergy
advanced solutions**

MEDIA PARTNERS

ECOCONSTRUCCIÓN

energética

energetica

**Farmespaña
industrial**

**INDUSTRIA
COSMÉTICA**

LA VANGUARDIA

INFORMACIÓN

+34 916 308 591 / +34 671 556 329 info@netzero-tech.com netzero-tech.com



Descarbonizar sin perder competitividad: el gran desafío del sector químico

La industria química europea afronta una encrucijada decisiva: mantener su competitividad global frente a potencias como Estados Unidos y China o quedar rezagada en un contexto de transición energética acelerada. En este escenario, la energía —por coste, disponibilidad y huella de carbono— se erige como el principal factor estratégico. No en vano, se trata de uno de los sectores más intensivos en consumo energético, donde la factura energética condiciona directamente la viabilidad económica de las plantas y su posicionamiento internacional.

El diferencial de precios energéticos respecto a otras regiones es hoy el principal lastre competitivo. Mientras Europa lidia con precios eléctricos y del gas significativamente más elevados

—agravados por factores geopolíticos como la Guerra de Irán—, sus competidores disfrutan de costes mucho más bajos y marcos más estables. Corregir esta brecha requiere medidas estructurales urgentes: reducción de cargas fiscales, ampliación de compensaciones por emisiones indirectas y una reforma profunda de peajes y servicios de ajuste. Sin precios energéticos competitivos, cualquier estrategia de descarbonización corre el riesgo de convertirse en un factor de deslocalización industrial.

Ahora bien, la competitividad no puede desligarse de la descarbonización. La eficiencia energética debe ser el punto de partida. Como se ha destacado recientemente en foros sectoriales, optimizar el consumo no es solo una cuestión ambiental, sino una palanca directa de rentabilidad. Sin una base sólida de control y gestión energética, inversiones pos-

teriores en electrificación o renovables pierden eficacia y retorno.

A partir de ahí, el despliegue de soluciones tecnológicas es clave. La recuperación de calor residual, la implantación de sistemas avanzados de gestión energética o el uso de bombas de calor industriales permiten reducir significativamente el consumo y las emisiones. Asimismo, la integración de energías renovables in situ, el almacenamiento energético o el desarrollo de vectores como el hidrógeno renovable ofrecen oportunidades reales, aunque aún condicionadas por su coste y madurez tecnológica. Todo ello se puede canalizar ya a través de los CAE (Certificados de Ahorro Energético), una herramienta clave para el presente y futuro del sector. Como también lo serán los Contratos por Diferencias de Carbono, que emergen como una nueva solución para reducir la incertidumbre y facilitar inver-

siones en distintas tecnologías. Al garantizar ingresos estables por emisiones evitadas, permiten alinear sostenibilidad y rentabilidad, dos variables que deben avanzar de la mano.

En paralelo, resulta imprescindible avanzar en la digitalización de las operaciones, condición necesaria para una gestión energética eficiente en tiempo real. Sin datos, no hay optimización posible. Este proceso, sin embargo, exige inversiones importantes en un contexto regulatorio complejo y, en ocasiones, poco predecible.

En la feria **Net Zero Tech** (3 y 4 de junio, Barcelona) abordaremos todo ello a través de diferentes conferencias y jornadas técnicas, que reunirán a tecnólogos y expertos del sector de la eficiencia energética con industrias y empresas que demandan estas soluciones para descarbonizarse.



EN PORTADA

Pol. Ind de Bergondo. Rúa Parroquia de Rois, B28
15165 Bergondo, A Coruña
Tel: +34 981674158
www.genesalenergy.com

GENESAL ENERGY

Desde 1994, Genesal Energy es una empresa especializada en el diseño, fabricación y suministro de soluciones de generación de energía, con foco en grupos electrógenos y sistemas híbridos. La compañía desarrolla proyectos adaptados a distintos sectores, incluyendo industria, telecomunicaciones,

centros de datos y energía, con un enfoque en la fiabilidad y continuidad del suministro. Con sede en Bergondo (A Coruña), la compañía ha conseguido tener presencia internacional en más de 40 países de los 5 continentes, donde exporta sus soluciones. Genesal Energy integra capacidades

de ingeniería, fabricación y servicio, ofreciendo servicios personalizados que combinan generación convencional y renovable. Su actividad se orienta a mejorar la eficiencia energética y garantizar el suministro en entornos críticos, en línea con las necesidades actuales del mercado energético.

energética

D.L.: M-8085-2001 | ISSN: 1577-7855

Editor Eugenio Pérez de Lema. Director Álvaro López. Responsable Editorial Javier Monforte. Redacción Víctor Delgado Serrano. Coordinación Gisela Bühl. Director Financiero Carlos Fernández. Departamento Internacional Juan José García. Maquetación Daniel Conejero Bernardo. Imprime Printify S.L.U. Es una publicación de OMNIMEDIA S.L. C/ Pollensa, 2. Edificio Artemisa, Oficina. 12. 28290 Las Rozas, Madrid. Tel: +34 91 630 85 91 +34 902 36 46 99 Fax +34 91 630 85 95 E-mail: info@energetica21.com. Web: www.energetica21.com

CONSEJO ASESOR

Arturo Andrés,
CEO de Plug and Play Energy

Félix Marín
responsable de Desarrollo y
Transferencia de Tecnología del
Instituto IMDEA Energía

Javier Revuetta
Principal Consultant de AFRY

Paloma Sevilla
directora general de la Asociación
de Empresas de Energía Eléctrica
(AELEC)

Pere Soria
director del Área de Energías
Renovables de Circutor

ENERGETICA XXI no se hace responsable de las opiniones emitidas por los autores, colaboradores y anunciantes, cuyos trabajos publicamos, sin que esto implique necesariamente compartir sus opiniones. **Queda prohibida la reproducción parcial o total de los originales publicados sin autorización expresa por escrito.**



La suscripción a esta publicación autoriza el uso exclusivo y personal de la misma por parte del suscriptor. Cualquier otra reproducción, distribución, comunicación pública o transformación de esta publicación sólo puede ser realizada con la autorización de sus titulares. En particular, la Editorial, a los efectos previstos en el art. 32.1 párrafo 2 del vigente TRLPI, se opone expresamente a que cualquier fragmento de esta obra sea utilizado para la realización de resúmenes de prensa, salvo que cuente con la autorización específica. Dirijase a CEDRO (Centro Español de Derechos Reprográficos) si necesita fotocopiar, escanear, distribuir o poner a disposición de otros usuarios algún fragmento de esta obra, o si quiere utilizarla para elaborar resúmenes de prensa (www.cedro.org; 91 702 19 70 / 93 272 04 47).



Energética XXI es miembro del Club Abierto de Editores, que a su vez es miembro de FIPP, EMMA, CEPYME y CEOE.



Energética XXI es colaboradora de Energía sin Fronteras.

Energética XXI es una empresa asociada a Solarlys.



latindex Revista inscrita en el registro Latindex

¡CARGA HACIA EL FUTURO!

Pásese al almacenamiento de energía con **APstorage**



APstorage



ELS-5K / ELT-12K

Convertidor / Cargador monofásico y trifásico



APBATTERY SERIE

Solución inteligente de almacenamiento de energía

MODOS DE ENERGÍA



Modo de respaldo



Autoconsumo



Modo avanzado AI*

Monitoreo y aplicación

de **EMA**



*Integra algoritmos de Inteligencia Artificial para una gestión energética dinámica.



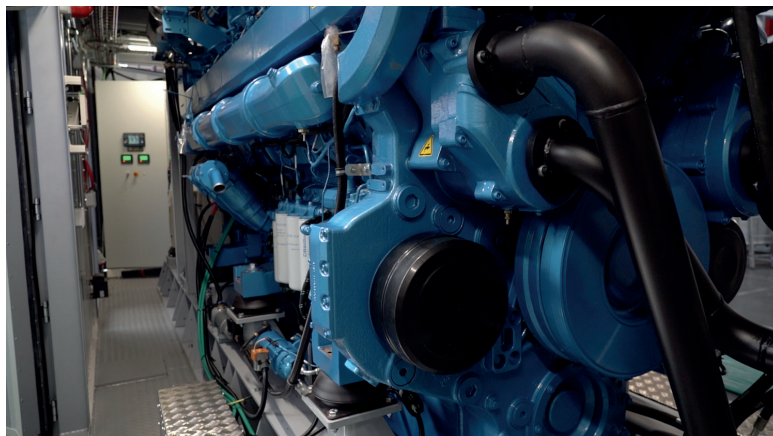
Genesal Energy mira al futuro consolidando su papel como socio estratégico de referencia en energía distribuida

La compañía ha reforzado su posicionamiento en soluciones energéticas críticas adaptadas a entornos exigentes, con foco en continuidad operativa, digitalización y crecimiento de la demanda en centros de datos.

JOSÉ MANUEL FERNÁNDEZ
CEO Y CCO
GENESAL ENERGY

En los últimos tiempos, la energía se ha convertido en uno de los grandes protagonistas del desarrollo económico y tecnológico. No se trata solo de producir electricidad, es garantizar que esté disponible en todo momento, en cualquier circunstancia y cuando más se necesita. La historia reciente del sector energético podría contarse como una sucesión de tensiones: la integración de fuentes renovables, la electrificación creciente de la industria, la digitalización acelerada y un contexto geopolítico que ha puesto en primer plano la importancia de asegurar el suministro. Todo ello ha elevado el listón de exigencia para las infraestructuras energéticas, que ya no pueden permitirse fallos ni interrupciones.

Es en ese punto donde la propuesta de Genesal Energy cobra sentido. En este escenario de incertidumbre, la compañía busca consolidar su papel como un actor europeo de referencia en energía distribuida, contribuyendo a reforzar la robustez, la soberanía energética y la continuidad de operaciones críticas.



Más allá de la tecnología, lo que define su enfoque es una forma de entender la energía como un sistema vivo, que debe adaptarse a cada entorno, a cada cliente y a cada desafío. No hay soluciones estándar cuando lo que está en juego es la continuidad de un hospital, la operatividad de una instalación militar o industrial, o el funcionamiento de un servicio crítico.

Esa capacidad de adaptación explica la presencia de la compañía en sectores muy diversos, pero unidos por una misma necesidad: la fiabilidad absoluta. En el ámbito de la defensa, por ejemplo, la energía es una cuestión estratégica, un elemento que condiciona la seguridad y la capacidad de respuesta. En el sector sanitario, adquiere una dimensión aún más tangible, donde un suministro continuo puede marcar la diferencia en situaciones críticas.

Algo similar ocurre en las infraestructuras industriales, energéticas o de transporte. Son entornos donde cada segundo cuenta, donde una interrupción no es solo una incidencia técnica, sino un problema que puede escalar rápidamente en términos económicos y operativos. En todos ellos, la energía deja de ser un recurso más para convertirse en una garantía de continuidad.

Sin embargo, si hay un ámbito donde esta realidad se manifiesta con especial intensidad es en el de los centros de datos. En cierto modo, representan el pulso de la economía digital a nivel global. Todo lo que hoy parece inmediato —una transacción, una búsqueda, una interacción en tiempo real— depende de infraestructuras que trabajan de forma silenciosa, pero que no pueden detenerse en ningún momento. Paralelamente, el crecimiento de tecnologías como la computación en la nube o la inteligencia artificial ha disparado la demanda de capacidad en estos centros, pero también ha elevado sus exigencias. Ya no basta con tener energía; es necesario asegurar que esa energía sea constante, estable y capaz de responder a escenarios cada vez más complejos ●

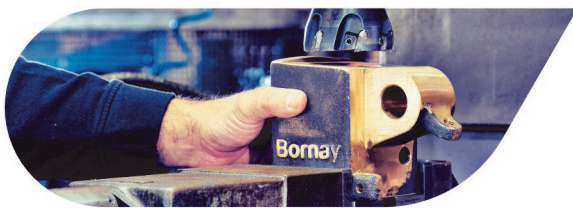
B

O

R

N

A



MADE IN EUROPE

Nuestra alianza con productores europeos fortalece la conexión entre la innovación local y un futuro más limpio. Cada equipo distribuido con el lema **'fabricado en Europa'** apoya la construcción de un mañana sostenible con la economía y con el medioambiente.

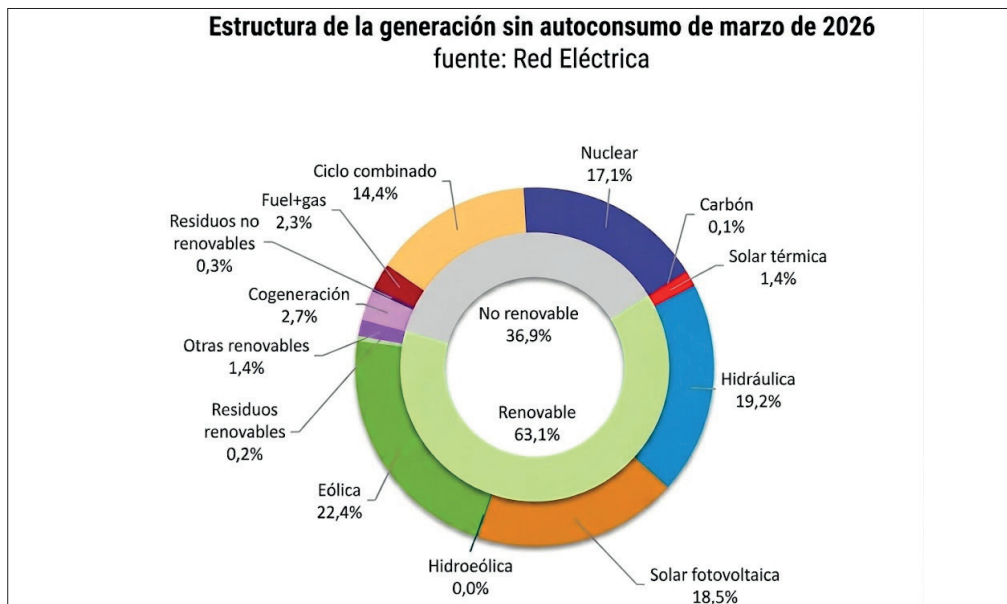
Y

Bornay 

Las renovables eólica, hidráulica y solar fotovoltaica lideran el mix eléctrico nacional en marzo

El sistema eléctrico español consolidó en marzo un cambio estructural en su mix de generación, con las tres tecnologías principales —eólica, hidráulica y solar fotovoltaica— de origen renovable ocupando simultáneamente las primeras posiciones. La generación renovable alcanzó los 14.484 GWh, lo que representa el 63,1% del total mensual, en línea con febrero. Si se incorpora el autoconsumo, la cuota asciende al 63,8%, reflejando una elevada penetración de energías limpias en el sistema.

Por tecnologías, la eólica se mantiene como primera fuente por quinto mes consecutivo, con 5.140 GWh y una participación del 22,4%. La hidráulica ocupa la segunda posición con un 19,2%, tras crecer un 5,9% interanual, mientras que la solar fotovoltaica alcanza el 18,5%, con un aumento del 36,7%, consolidando su expansión dentro del mix. Este liderazgo renovable se enmarca en un sistema donde el 80,2% de la generación procede de fuentes sin emisiones de CO₂ equivalente, reforzando el proceso



de descarbonización. Además, la mayor penetración renovable se acompaña de soluciones de flexibilidad: los sistemas de almacenamiento, principalmente bombeo hidráulico y baterías, aportaron 938 GWh, facilitando la integración de generación variable. En cuanto a la demanda, el consumo eléctrico nacional se situó en 21.182 GWh, con un descenso del 1,8% corregido por

efectos de temperatura y laboralidad (-3,1% en términos brutos). En el acumulado anual, la demanda alcanza 65.835 GWh, con un incremento del 1,2%.

A nivel territorial, persisten diferencias. En Baleares, el ciclo combinado domina con un 73,3%, aunque la fotovoltaica crece hasta el 11,8% y las renovables alcanzan el 15%, con máximos diarios de producción solar.

En Canarias, el ciclo combinado representa el 38,6%, seguido de la eólica (22%), mientras que la generación renovable aumenta un 69,7%, elevando su cuota al 26,8%. En conjunto, el mix eléctrico de marzo confirma una tendencia estructural: las renovables no solo incrementan su peso, sino que lideran la generación y desplazan progresivamente a las tecnologías convencionales.

El biometano podría cubrir hasta el 15% del consumo de gas en España en 2035

El biometano se posiciona como una solución estratégica para reforzar la seguridad energética y avanzar en la descarbonización del sistema gasista en España, con capacidad para cubrir hasta el 15% de la demanda nacional en 2035. Así lo señala el informe 'Potencial de Biometano en España', presentado en una jornada sectorial organizada por APPA Biogás,

que cifra en 97 TWh el potencial disponible tras aplicar restricciones técnicas, equivalente al 42% del consumo actual de gas.

El documento identifica un potencial movilizable más realista de 25-35 TWh anuales, volumen que permitiría sustituir entre el 11% y el 15% del consumo en la próxima década. El desarrollo de este vector

energético se considera clave en un contexto de volatilidad internacional, al tratarse de una fuente renovable, gestionable y de origen local, con capacidad para reducir la dependencia de importaciones fósiles.

No obstante, el sector advierte de que el principal desafío reside en transformar este potencial en proyectos reales. En-

tre las barreras destacan la falta de certidumbre regulatoria, la complejidad administrativa, las limitaciones logísticas y la necesidad de mejorar la conexión a la red gasista. En este contexto, reclaman medidas urgentes para acelerar su despliegue, en un sistema donde actualmente el gas renovable apenas representa el 0,15% del consumo total.

Sistema de almacenamiento de energía + UPS multifuncional y altamente flexible que permite satisfacer la creciente necesidad de energía al reducir el consumo eléctrico y los costos relacionados. Cuando se combina con fuentes de energía renovable (por ejemplo, inversores solares), cada kWh producido a partir de estas fuentes se utilizará completamente para alimentar la carga conectada.

- Supresión de picos-peak-shaving
- Desplazamiento de la carga
- Optimización de renovables
- Aumento de la energía máxima
- Energía de reserva
- Microrredes
- Comercio de energía-gestión de las baterías
- Estabilización de la red
- Arranque autógeno
- Continuidad de alimentación (SAI)
- Alternancia de cargas
- Compensación de la potencia reactiva
- Carga de Vehículo eléctrico
- Comunidad Energética Local

Inteligencia Artificial y Gestión de Energía Inteligente

La inteligencia artificial (IA) en los sistemas de Riello Solartech, junto con su sistema de gestión de energía (EMS), optimiza el rendimiento, la eficiencia y la vida útil de las baterías mediante el análisis en tiempo real de datos operativos.

- Optimización automática del uso de la batería con algoritmos avanzados.
- Predicción y ajuste inteligente de la carga y descarga para maximizar eficiencia energética.
- Peak-shaving mejorado, reduciendo costos y evitando sobrecargas en la red.
- Gestión dinámica de la carga, ajustando el almacenamiento según energía renovable, tarifas y demanda.
- Detección predictiva de fallos, minimizando riesgos y mejorando la continuidad operativa.
- Reducción de la huella de carbono, optimizando el consumo energético y la sostenibilidad.

Hybrid Battery Storage (HBS) modelo IP54

Tecnología inteligente
para un futuro más eficiente
y sostenible



División de

Gruppo Riello Elettronica | www.riello-elettronica.it

www.riello-solartech.com

Net Zero Tech articula un programa centrado en hidrógeno, biogás, CAE y casos reales de descarbonización industrial



Net Zero Tech 2026 se celebrará los días 3 y 4 de junio en Barcelona como foro líder en soluciones tecnológicas para la descarbonización industrial, la eficiencia energética y la competitividad. El encuentro reunirá a empresas, centros tecnológicos, administraciones y expertos internacionales, con una agenda diseñada para aterrizar la transición energética en proyectos, tecnologías y modelos ya aplicables en la industria.

El programa se articulará en torno a cinco jornadas técnicas especializadas. La primera será Biogás Tech, coordinada por Sedigas, centrada en el papel del biogás y el biometano a lo largo de toda su cadena de valor, desde la valorización de residuos hasta su integración en sistemas energéticos e industriales. A ella se sumará H₂ Tech, coordinada por H₂CAT con el apoyo de ACCIÓ, dedicada al hidrógeno renovable y a sus aplicaciones en la descarbonización industrial y energética. El programa se completa con Case Studies

Tech, orientada a casos de éxito; Efficient Tech, centrada en el sistema de Certificados de Ahorro Energético (CAE); y Green-E Tech, enfocada en electrificación con renovables y autoconsumo con almacenamiento en el ámbito comercial e industrial.

Uno de los ejes más destacados será H₂ Tech, programado para el 3 de junio como una jornada de día completo. La sesión estará dedicada a la innovación en hidrógeno renovable y a su papel en la descarbonización de procesos industriales y energéticos, integrándose dentro del enfoque general de Net Zero Tech sobre optimización energética y competitividad industrial.

El bloque de contenido más pegado a la realidad industrial será Case Studies Tech, concebido para mostrar qué tecnologías están funcionando, cómo se implementan y qué resultados están obteniendo las empresas. Esta jornada se desarrollará durante los dos días del evento y se pre-

senta como un espacio orientado a directivos, responsables técnicos y profesionales que buscan soluciones replicables y aplicables a corto y medio plazo.

El 3 de junio, Case Studies Tech arrancará con una visión estratégica de la descarbonización industrial a cargo de Global Factor, seguida de una ponencia técnica de Sener. A continuación, SGS organizará una mesa redonda centrada en experiencias reales de descarbonización y en cómo transformar métricas en decisiones estratégicas a partir de resultados verificables. La mañana incluirá además la presentación de soluciones concretas, como el almacenamiento térmico aplicado al calor industrial por parte de Brenmiller Europe, junto con propuestas de compañías como Future Motors. Por la tarde, el programa girará hacia el análisis sectorial con una mesa redonda de ASPAPEL sobre la industria papelera y la presentación de un caso de éxito por parte de Energika.

El 4 de junio mantendrá ese enfoque práctico con una agenda centrada en sectores y tecnologías habilitadoras. La jornada comenzará con una mesa redonda organizada por el Clúster Bioenergía Catalunya (CBC) sobre bioenergía y descarbonización industrial en Cataluña. Después se abordarán experiencias en la industria cárnica con INNOVACC, así como aplicaciones tecnológicas concretas, entre ellas el uso de bombas de calor para optimizar el vapor industrial, presentado por Attsu, y casos en energía eólica de Surion Wind System. El programa también incorporará nuevas vías, como la valorización de CO₂ para producir combustible verde por parte de Ammongas – European Energy, y el papel de la digitalización y la inteligencia artificial en el mantenimiento energético industrial, con Serveo.

Fuera de las sesiones congrasuales, Net Zero Tech contará con una zona expositiva de empresas líderes en soluciones energéticas, espacios de networking B2B y un ciclo previo de webinars para anticipar debates y tendencias del sector. Ese esquema refuerza el carácter del evento como plataforma de negocio, intercambio técnico y conexión entre oferta tecnológica y demanda industrial.

Registro gratuito

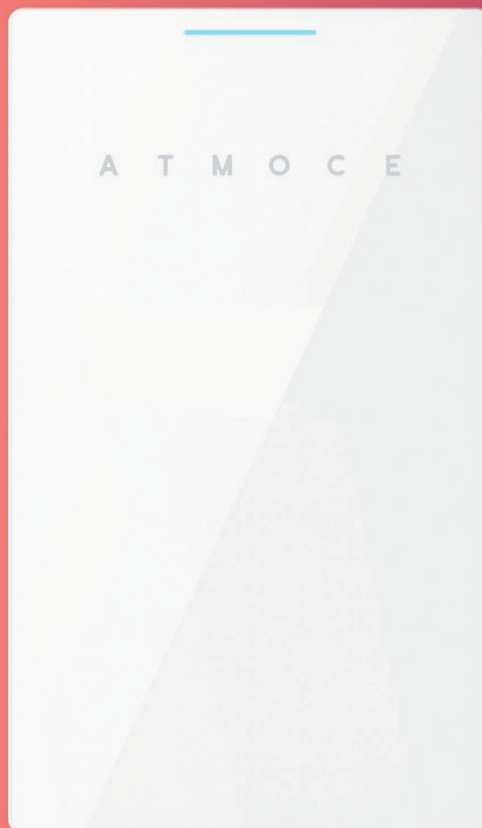
La organización ha abierto el registro gratuito para profesionales y empresas interesadas en asistir. La acreditación da acceso a las conferencias, mesas redondas, jornadas técnicas y zona expositiva, con el objetivo de facilitar la participación del tejido industrial y energético y acelerar la colaboración en torno a proyectos de innovación sostenible.

EL FUTURO DEL ALMACENAMIENTO LLEGA CON LA BATERIA DE **ATMOCE**

¿CONOCES YA EL EFECTO **ATMOCE**?

VEN Y DESCÚBRELO EN NUESTROS EVENTOS EN:

- ELCHE:16/04**
- PORTO:16/04**
- LLEIDA:21/04**
- TENERIFE:21/04**
- BARCELONA:23/04**
- MÁLAGA:28/04**
- ALMERIA:30/04**



+10 000 CICLOS



BACKUP<10MS



AHORRO INTELIGENTE



SEGURIDAD LFP



PROTECCIÓN IP65

CASOS REALES DE DESCARBONIZACIÓN EN ESPAÑA

La Revista Energética y el foro Net Zero Tech impulsan una serie de entrevistas breves centradas en casos reales de descarbonización y mejora de la eficiencia energética en España. Con este tipo de iniciativa se muestran proyectos concretos que ya están en marcha. Net Zero Tech, feria de referencia en tecnologías para la descarbonización y la neutralidad climática, se celebrará los días 3 y 4 de junio de 2026 en Barcelona.

“El primer sistema de almacenamiento térmico que elimina el gasóleo en vapor industrial ya es una realidad”

La descarbonización de los procesos térmicos industriales es uno de los grandes retos de la transición energética. En este contexto, Acideka ha desarrollado en su planta de Lantarón un innovador sistema de almacenamiento térmico mediante sales fundidas que permite sustituir completamente el uso de gasóleo en la generación de vapor. En esta entrevista, explican cómo esta solución combina energías renovables, almacenamiento térmico y gestión inteligente para garantizar la continuidad del suministro energético y avanzar en la descarbonización industrial.



José Alberto Sardón
Director Industrial
Acideka

y sus propios compromisos de sostenibilidad, la compañía decidió apostar por una solución innovadora y pionera en su sector. El alcance de la solución integra, por un lado, el sistema de generación de vapor mediante almacenamiento térmico con sales fundidas y, por otro, una planta solar fotovoltaica de 2,1 MWp en régimen de autoconsumo, con posibilidad de vertido a red en momentos de excedente energético. A ello se suma un sistema inteligente de gestión energética que optimiza en tiempo real la carga del sistema —ya sea desde la planta fotovoltaica o desde la red— en función de la generación renovable, la demanda de vapor, la capacidad de almacenamiento disponible y el precio de la electricidad.

¿Qué resultados concretos ha generado en términos de reducción de emisiones, eficiencia energética o competitividad?

El resultado (proyectado) más inmediato y visible de esta iniciativa es la eliminación de la generación de vapor mediante gasóleo. El sistema permitirá cubrir el 100 % de las necesidades térmicas de la planta, generando vapor a 8 bares de presión y sustituyendo completamente las calderas actuales. Esto se traduce en una reducción del consumo de más de 420.000 litros de gasóleo al año, con el consiguiente impacto positivo en la reducción de emisiones de CO₂. Además, esta tecnología no genera residuos líquidos ni emisiones de partículas, y presenta unas necesidades de mantenimiento significativamente inferiores a las de los sistemas tradicionales, lo que contribuye tanto a la sostenibilidad ambiental como a la eficiencia operativa y económica de la planta. En conjunto, el proyecto refuerza la competitividad de la empresa al reducir su exposición a la volatilidad de los combustibles fósiles y mejorar su posicionamiento frente a las exigencias regulatorias y de mercado en materia de descarbonización.

¿Qué aprendizajes o mensaje compartiría con otras empresas industriales que estén abordando la descarbonización?

Uno de los principales retos —y también uno de los mayores aprendizajes— ha sido la gestión de la comunicación. En proyectos de estas características, es fundamental garantizar una in-

La honestidad desde las primeras fases del proyecto resulta clave para facilitar su desarrollo, especialmente en soluciones innovadoras

formación clara, transparente y continua a todos los grupos de interés del entorno en el que se desarrollan. Explicar desde el inicio en qué consiste la iniciativa, cuáles son sus objetivos, su alcance y su impacto real permite reducir incertidumbres y evitar resistencias. La honestidad desde las primeras fases del proyecto resulta clave para generar confianza y facilitar su desarrollo, especialmente en soluciones innovadoras que, como esta, implican procesos regulatorios complejos y una elevada carga administrativa. Asimismo, involucrar activamente a los stakeholders y trasladar de forma tangible cómo el proyecto contribuirá a mejorar su entorno ayuda a allanar el camino y acelera su implantación. En definitiva, la descarbonización no es solo un reto tecnológico, sino también un ejercicio de alineación, pedagogía y construcción de confianza.



Únete al equipo

EQUINOX

INVERSORES SOLARES

Ana Pérez
Jefa de Obra

Emilio Rodríguez
Instalador

Álvaro Roca
Ingeniero



¡INVERSIONANTE!

La gama de inversores solares de la serie **EQUINOX2** de Salicru, incluye equipos monofásicos, trifásicos e híbridos hasta 100 kW. Son la solución perfecta para una gran diversidad de instalaciones fotovoltaicas, siendo ideales para autoconsumo en viviendas, locales, comercios y naves industriales.

Gracias a sus reducidas dimensiones, peso y a sus accesibles conexiones nos facilitan un montaje rápido y sencillo. Además, el diseño de su carcasa de alta protección permite su instalación en interiores y exteriores.

Nuestros técnicos facilitarán soporte en puesta en marcha telefónica gratuita.

Y su intuitiva App EQUINOX (gratuita para smartphone, web y tablet) nos proporciona una fácil monitorización de la instalación fotovoltaica.

INVERSIONANTE ¿no?

¿Necesitas más motivos para unirse al movimiento Equinox?



10 YEARS

0 PROBLEMAS

100% FIABLE

MÁX. RENTABILIDAD

COBERTURA NACIONAL

EQUINOX2 S/SX

Inversores solares de conexión a red monofásicos de 2 a 10 kW

EQUINOX2 T

Inversores solares de conexión a red trifásicos de 4 a 100 kW

EQUINOX2 HSX

Inversores solares **Híbridos** monofásicos de 3 a 8 kW

EQUINOX2 HT / HT+

Inversores solares **Híbridos** trifásico de 4 a 50 kW

938 482 400

SALICRU.COM



SALICRU

CASOS REALES DE DESCARBONIZACIÓN EN ESPAÑA

“La cerámica sin emisiones ya es una realidad: el primer horno eléctrico elimina 5.000 toneladas de CO₂ al año”

La industria cerámica, tradicionalmente intensiva en energía y emisiones, está viviendo una transformación histórica. Roca Group ha puesto en marcha en Austria el primer horno túnel eléctrico del mundo para la producción de porcelana sanitaria, marcando un antes y un después en la descarbonización de procesos de alta temperatura. En esta entrevista, Bárbara Urdillo, directora de Sostenibilidad en Roca Group, explica cómo esta innovación permite fabricar sin emisiones, mejorar la eficiencia energética y abrir la puerta a una transformación global del sector.



Bárbara Urdillo

Directora de Sostenibilidad | Roca Group

¿En qué ha consistido la actuación o proyecto implantado?

La iniciativa consiste en la puesta en marcha del primer horno túnel eléctrico del mundo para la producción de porcelana sanitaria, en nuestra planta de Gmunden (Austria). Esta tecnología pionera permite fabricar productos cerámicos como lavabos e inodoros sin emisiones en el proceso, al sustituir los hornos convencionales de gas que operan a más de 1.200°C y eliminar por completo las emisiones derivadas del proceso productivo. Tras años de desarrollo, el horno túnel eléctrico comenzó a

producir porcelana sanitaria en 2023, demostrando su potencial transformador para la industria cerámica y su aplicabilidad a otros sectores como la cerámica estructural, técnica o la vajilla. Se trata de una innovación que abre la puerta a la descarbonización completa de la industria cerámica, altamente intensiva en energía y emisiones. Representa una de las disrupciones más relevantes en la historia del sector y ha sido reconocida y galardonada por múltiples entidades y organismos internacionales.

¿Qué resultados concretos ha generado en términos de reducción de emisiones, eficiencia energética o competitividad?

Nuestra fábrica de Gmunden emitía 5.000 toneladas de CO₂eq al año operando con hornos convencionales. Con el horno eléctrico y la electrificación total del resto de procesos, ya opera con cero emisiones netas, convirtiéndose en la primera fábrica del mundo de porcelana sanitaria sin emisiones. Toda la energía utilizada en el proceso productivo procede de fuentes renovables con garantías de origen, incluyendo una instalación fotovoltaica on-site de 4.000 paneles que abastece el 20% del consumo energético de la fábrica. Además, la tecnología eléctrica del horno mejora la eficiencia energética, así que el consumo de energía por pieza

producida también se ha reducido significativamente. Este cambio demuestra que es posible descarbonizar procesos de alta temperatura sin comprometer la calidad ni la competitividad, y contribuye a los objetivos de descarbonización del grupo validados por SBTi.

¿Qué aprendizajes o mensaje compartiría con otras empresas industriales que estén abordando la descarbonización?

La experiencia nos ha demostrado que la descarbonización total de procesos industriales de alta demanda térmica es posible mediante innovación, electrificación y uso exclusivo de energías renovables. También evidencia la importancia de una alineación transversal, desde la alta dirección hasta los equipos operativos, para hacer viable una tecnología desarrollada desde cero. El proyecto confirma que apostar por soluciones pioneras puede convertirse en un modelo replicable, no solo para la industria cerámica, sino también para otros sectores que requieren altas temperaturas, impulsando la competitividad y reduciendo significativamente el impacto ambiental.

NET ZERO TECH

Desde la Revista Energética os invitamos a visitar la feria-congreso **Net Zero Tech 2026**, que tendrá lugar en Barcelona (la Farga) y será el punto de encuentro entre proveedores y demandantes de soluciones de mejora en la eficiencia energética, CAE, electrificación con renovables, hidrógeno y biometano. Como en las anteriores ediciones, durante los dos días del encuentro de forma paralela a la zona de exposición, se celebrarán varios ciclos de conferencias, ponencias, mesas redondas y talleres, que analizarán en profundidad temas relativos a la descarbonización en la industria y otros sectores clave. Aún hay tiempo para ser expositor o patrocinador.

Solicita información en info@netzero-tech.com o llamando al teléfono 671 556 329

LONGi SOLAR

Módulos de alta eficiencia y almacenamiento inteligente

Solución integral para el autoconsumo industrial

> 12 GWh instalados | 0 accidentes térmicos



LONGi Hi-MO S L261X



LONGi OmniCube A215

La solución más flexible:



con cabinets de 125 a 250 kW AC, almacenamiento configurable de 1 a 24 horas y opción de acoplamiento en DC desde 63 hasta 6.000 kWp.

Probablemente la solución más segura:



sistema iCCS patentado con la mayor predictibilidad de fallos y embalamientos térmicos.

Sensorización y EMS avanzado:



por cada celda de litio: voltaje, corriente, temperatura, presión, deformaciones, fuga de electrolito, escape de gas y válvula de seguridad.

Más Generación. Más Seguridad
eu.longi.com/es

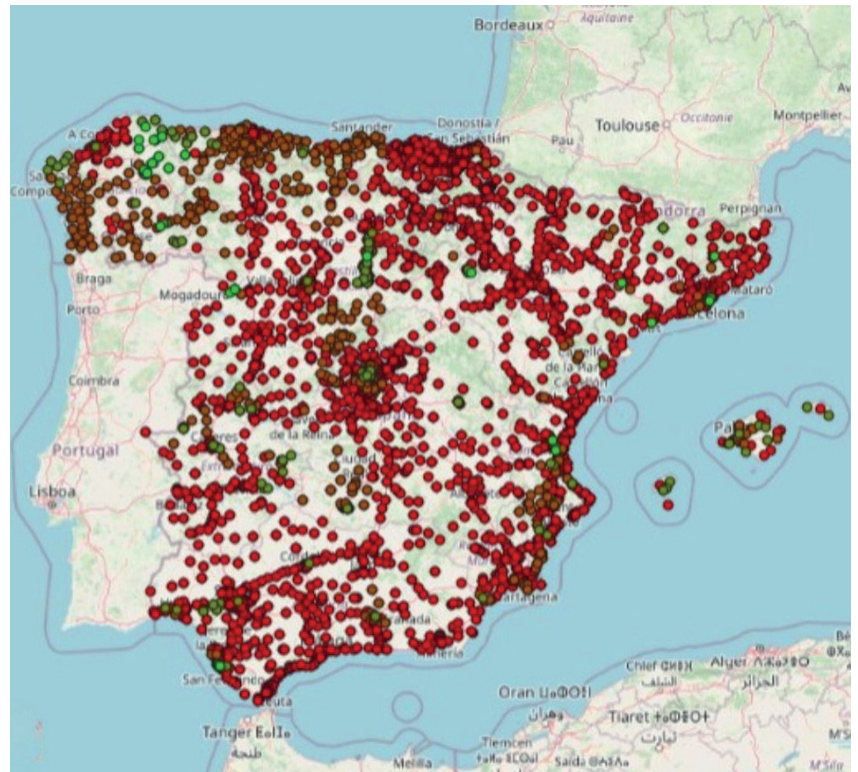


El MITECO destina 86 millones a 47 proyectos de reciclaje y ecodiseño de equipos renovables

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha resuelto la primera convocatoria del programa RENOCICLA, con la adjudicación de 86,1 millones de euros a 47 proyectos centrados en reciclaje, reutilización, ecodiseño e investigación aplicada en equipos de energías renovables. Las iniciativas movilizarán una inversión total de 216,8 millones de euros y abarcan todo el ciclo de vida de las tecnologías, desde el diseño hasta la recuperación de materias primas, con el objetivo de desarrollar una cadena de valor industrial vinculada a la economía circular.

Entre los proyectos seleccionados destacan 36 nuevas instalaciones industriales para el tratamiento de residuos procedentes de paneles fotovoltaicos, palas de aerogeneradores y baterías de litio. Estas plantas sumarán una capacidad de 75.147 toneladas anuales, con un nivel medio de valorización del 87,5% en peso. Por tipología, se incluyen 15 proyectos de reciclaje de módulos fotovoltaicos, 13 centrados en baterías —incluyendo segunda vida— y 8 relacionados con componentes eólicos. Además, se han aprobado 11 proyectos de I+D y ecodiseño orientados a mejorar la reciclabilidad y reducir el impacto ambiental de estas tecnologías.

Entre las iniciativas destacan una planta de reciclaje de baterías en León, el desarrollo de palas eólicas 100% reciclables en Salamanca y soluciones avanzadas de desmontaje de paneles en Gipuzkoa. A nivel territorial, Castilla-La Mancha y Andalucía concentran el mayor número de actuaciones, seguidas de País Vasco, Cataluña y Comunidad Valenciana. El programa, gestionado por el IDAE y financiado con fondos europeos, busca recuperar materias primas críticas como litio, níquel o silicio, reducir la dependencia exterior y consolidar un tejido industrial especializado, con proyectos en ejecución hasta 2029.



El 86,3% de las subestaciones españolas ya no dispone de capacidad de acceso

La red eléctrica española mantiene un elevado nivel de saturación estructural, con 5.265 subestaciones sin capacidad disponible, lo que representa el 86,3% del total analizado, según el último mapa de capacidad de acceso elaborado por el Foro Industria y Energía y Opina 360. El informe, actualizado a marzo de 2026, evalúa 6.102 subestaciones pertenecientes a las principales distribuidoras, de las cuales solo 837 (13,7%) disponen de capacidad. En comparación con diciembre de 2025, el número de nodos saturados ha aumentado en 30, lo que confirma una tendencia de deterioro progresivo del margen de acceso.

En términos agregados, la capacidad disponible se sitúa en 7.400,8 MW, ligeramente por encima de los 7.363 MW registrados en diciembre, pero muy por debajo de los más de 10.000 MW observados en octubre de 2025. Esta evolución evidencia una reducción estructural de la capacidad de conexión en el sistema eléctrico. El análisis señala que la estabilidad reciente no responde a mejoras en la red, sino a una redistribución de capacidad entre no-

dos. En el último trimestre se han perdido 1.226,4 MW en subestaciones estratégicas, compensados parcialmente por liberaciones en otras ubicaciones, con un saldo neto de apenas 37 MW, lo que apunta a un fenómeno de sustitución más que de expansión.

A nivel territorial, diez comunidades autónomas registran un empeoramiento simultáneo en saturación y capacidad. Destacan Extremadura, Galicia y Andalucía, esta última con un 94,8% de saturación, así como Madrid, donde el indicador alcanza el 90,9%, intensificando la presión sobre uno de los principales polos de demanda. En contraste, regiones como Navarra, Comunidad Valenciana o Murcia muestran mejoras, con aumentos de capacidad y descensos de saturación.

El informe concluye que la capacidad de acceso se ha convertido en un factor crítico para el desarrollo de nuevos proyectos energéticos e industriales, lo que obliga a acelerar inversiones en red y desplegar soluciones de flexibilidad, almacenamiento y digitalización para optimizar el sistema.



Decarbonized
& Sustainable
Industry

World Summit
November 3–5, 2026



More information

**BI
E!
C!** **BILBAO
EXHIBITION
CENTRE**

UNEF celebra en la Cumbre de Autoconsumo la convalidación del RDL 7/2026

El autoconsumo se consolida como un vector estratégico para la seguridad de suministro y la electrificación en España, en un contexto marcado por la volatilidad energética y la necesidad de acelerar la transición hacia un modelo más sostenible. Así lo han puesto de manifiesto representantes del sector durante la Cumbre de Autoconsumo de UNEF, donde se destacó que esta tecnología no solo reduce costes y emisiones, sino que también aporta resiliencia al sistema eléctrico y facilita la electrificación de la demanda en industria, transporte y edificación. El autoconsumo, especialmente cuando se combina con almacenamiento, permite además optimizar el uso de la energía y adaptarse a las condiciones de la red.

En paralelo, el sector ha valorado positivamente la convalidación del Real Decre-



to-ley 7/2026, que introduce avances regulatorios relevantes. Entre ellos, la figura del gestor de autoconsumo,

la ampliación de la distancia para compartir energía y nuevas deducciones fiscales, medidas orientadas a dinamizar

el despliegue de instalaciones renovables distribuidas. No obstante, las empresas y asociaciones coinciden en que es necesario completar este marco con el desarrollo del nuevo Real Decreto de Autoconsumo, que deberá abordar aspectos clave como el impulso al autoconsumo colectivo, el desarrollo del almacenamiento distribuido y la simplificación administrativa.

El sector subraya que el crecimiento del autoconsumo será determinante para alcanzar los objetivos energéticos a 2030, en un escenario donde la electrificación y la generación distribuida adquieren un papel central. En este contexto, se reclama mayor estabilidad regulatoria, agilidad en la tramitación y eliminación de barreras para consolidar su desarrollo y maximizar su contribución al sistema energético.

El proyecto MELIXA impulsa la participación de comunidades energéticas en mercados de flexibilidad

El proyecto MELIXA busca integrar a las comunidades energéticas en los mercados eléctricos mediante una plataforma digital que permite gestionar de forma coordinada generación, almacenamiento y demanda. Su objetivo es transformar el consumo en un recurso activo capaz de aportar flexibilidad al sistema eléctrico. La iniciativa, financiada por el IDAE, desarrolla un modelo de gobernanza distribuida que facilita la participación de pequeños consumidores en servicios ener-

géticos avanzados, eliminando barreras de acceso a estos mercados. El proyecto incluye casos de uso en entornos reales, como la optimización energética de edificios mediante gemelos digitales y la gestión inteligente de infraestructuras municipales. Con este enfoque, MELIXA contribuye a un sistema energético más descentralizado, eficiente y resiliente, donde la digitalización permite aprovechar mejor los recursos distribuidos y avanzar en la integración de energías renovables.

El autoconsumo aportó el 7,7% de la generación renovable en España en 2025

El autoconsumo alcanzó una contribución del 7,7% a la generación renovable en España durante 2025, consolidando su papel creciente dentro del sistema eléctrico y como palanca de la generación distribuida. Según datos de Red Eléctrica, esta modalidad continúa ganando peso en el mix energético, impulsada por el despliegue de instalaciones en los ámbitos residencial, industrial y terciario. Su desarrollo contribuye a reducir pérdidas en red, optimizar el consumo local y

reforzar la eficiencia del sistema. El avance del autoconsumo se produce en un contexto de alta penetración renovable y creciente electrificación, donde la generación cercana al punto de consumo adquiere un papel estratégico. Además, su integración con tecnologías como el almacenamiento y la digitalización permite aumentar la flexibilidad del sistema y mejorar la gestión de la demanda, consolidándolo como un elemento clave en la transición energética.

Riello Solartech impulsa la eficiencia energética en la ciudad deportiva del Betis con una solución fotovoltaica avanzada

Riello Solartech ha desarrollado un nuevo proyecto de generación y gestión energética en la ciudad deportiva del Real Betis, implementando una solución fotovoltaica integral orientada a optimizar el consumo y garantizar la continuidad del suministro eléctrico en todo el complejo. La instalación responde a las exigencias de un entorno con elevada actividad diaria, donde servicios como la lavandería, la iluminación o los sistemas auxiliares requieren una energía estable, eficiente y sin interrupciones. Para ello, se ha diseñado una configuración

que combina generación solar, almacenamiento energético y sistemas avanzados de gestión.

La solución incorpora inversores fotovoltaicos distribuidos estratégicamente en las distintas áreas del complejo. En la zona de lavandería se han instalado equipos de 100 kW destinados al autoconsumo, mientras que en el resto de la ciudad deportiva se han implementado inversores de 100 kW y 50 kW, permitiendo cubrir una parte significativa de la demanda energética mediante energía solar. Como elemento central del sistema, se ha integrado un HBS160 en cabecera,



encargado de garantizar la estabilidad de la red interna y asegurar el suministro en caso de incidencias externas. Este sistema se complementa con una solución de almacenamiento de 269 kWh mediante baterías de Cegasa, que permite gestionar la energía de forma eficiente, optimizando el uso de la generación fotovoltaica y reduciendo el impacto de los picos de consumo.

Los equipos instalados han sido: inversores de 100 kW en la

lavandería para autoconsumo; inversores de 100 kW y 50 kW en la ciudad deportiva; un HBS160 en cabecera para asegurar respaldo y estabilidad; y 269 kWh de baterías Cegasa para gestionar la energía de forma eficiente. Gracias a esta actuación, la ciudad deportiva Rafael Gordillo cuenta ahora con una infraestructura energética más eficiente, resiliente y preparada para mantener su actividad sin interrupciones.



Convierte la eficiencia energética en retorno económico

Certificados de Ahorro Energético

Industria, sector terciario y sector público monetizan su ahorro energético y reducen el coste de sus inversiones gracias a Edison Next:

Sujeto Delegado acreditado

Gestión integral, sin intermediarios

Experiencia técnica en múltiples sectores y tecnologías





Engie adquiere 278 MW de almacenamiento en Andalucía

Engie ha adquirido a Rolwind Renovables dos proyectos de almacenamiento energético en Andalucía con una capacidad total de 278 MW y 1.112 MWh, posicionándose como uno de los principales actores en el desarrollo de baterías en España. Los activos corresponden a los proyectos Palmosilla, en Tarifa (Cádiz), con 200 MW / 800 MWh, y Cerrillo, en Álora (Málaga), con 78 MW / 312 MWh, considerados los mayores desarrollos independientes de almacenamiento no asociados a generación en el país.

Ambos proyectos incorporarán condensadores síncronos, una tecnología orientada a aportar inercia al sistema eléctrico y mejorar la estabilidad, seguridad y flexibilidad de la red, facilitando una mayor integración de energías renovables variables. La construcción está prevista para 2027, con en-

trada en operación a lo largo de 2028. La inversión asociada supera los 240 millones de euros, con apoyo de 70 millones de euros procedentes de fondos FEDER.

Esta operación se enmarca en la estrategia de ENGIE de reforzar su presencia en el mercado ibérico y avanzar en su objetivo global de alcanzar 95 GW de capacidad renovable y de almacenamiento en 2030, consolidando el almacenamiento como elemento clave para la seguridad de suministro y la gestión de la flexibilidad del sistema eléctrico.

Actualmente, la compañía gestiona en España 1,7 GW de capacidad renovable, cuenta con 90 MW en construcción y dispone de una cartera en desarrollo de 3,5 GW, integrando soluciones de generación y almacenamiento orientadas a la descarbonización del sistema energético.



Eurecat acelera la desfosilización de la industria con nuevas tecnologías para la captura y reutilización de CO₂

El centro tecnológico Eurecat desarrolla soluciones que combinan tecnologías diferenciales para la captura y reutilización de CO₂, hidrógeno verde, catalizadores avanzados y plantas piloto singulares para acelerar la descarbonización de la industria y, más concretamente, su desfosilización, reduciendo la dependencia de recursos fósiles. “El carbono es un elemento imprescindible para la industria, es parte estructural de muchos procesos y productos”. Por eso, explica la directora de la Unidad de Tecnología Química de Eurecat y de la Red H₂CAT, Miriam Díaz de los Bernardos, el reto no es prescindir del carbono, sino “cambiar el origen. Desfosilizar quiere decir sustituir el carbono de origen fósil por carbono renovable o reciclado, ya provenga de la biomasa, de residuos o del CO₂ capturado”.

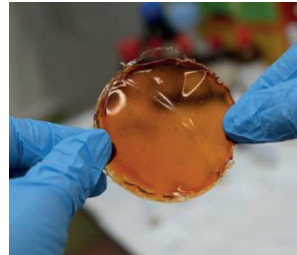
En esta línea, añade Miriam Díaz de los Bernardos, el centro tecnológico, en colaboración con los agentes del ecosistema y junto con las empresas, “desarrolla e integra tecnologías que permiten capturar, purificar y transformar el CO₂ para que se convierta en una nueva materia prima para producir combustibles y materiales sostenibles para la industria química”. En este ámbito, destacan iniciativas como las unidades móviles de ensayo para la captura y reutilización de CO₂ impulsadas por el ICIQ, la URV y Eurecat; dos plantas piloto experimentales con CIUDEN, una para la producción de hidrocarburos sintéticos sostenibles y otra para la producción de metanol, y soluciones innovadoras para el desarrollo de biocombustibles para la movilidad, entre otros.

El CSIC desarrolla una membrana que multiplica por diez la eficiencia en la purificación de hidrógeno

Un equipo de investigación del Consejo Superior de Investigaciones Científicas (CSIC) ha desarrollado una nueva membrana avanzada capaz de incrementar hasta casi diez veces la eficiencia en los procesos de purificación de hidrógeno, un paso crítico para su uso en aplicaciones energéticas e industriales. El hidrógeno requiere altos niveles de pureza para su utilización en sectores como la industria química, la movilidad o la generación energética. Los procesos convencionales de separación, basados en tecnologías como la adsorción o la permeación, presentan limitaciones en términos

de consumo energético, selectividad y costes operativos.

La nueva membrana diseñada por el CSIC introduce mejoras sustanciales en la selectividad y permeabilidad, permitiendo separar el hidrógeno de otras moléculas con mayor eficiencia. Este avance se traduce en una reducción del consumo energético del proceso y en un aumento de la productividad, factores clave para la competitividad del hidrógeno como vector energético. Desde el punto de vista tecnológico, el desarrollo se basa en materiales avanzados capaces de optimizar el transporte selectivo de moléculas, lo que



permite mejorar simultáneamente dos parámetros tradicionalmente contrapuestos en este tipo de sistemas: flujo de gas y pureza.

Este tipo de soluciones resulta especialmente relevante en el contexto del despliegue del hidrógeno renovable, donde la eficiencia en las etapas de pro-

ducción, purificación y almacenamiento condiciona directamente la viabilidad económica de los proyectos.

Además de su aplicación en plantas de producción de hidrógeno, la tecnología podría integrarse en procesos industriales existentes, facilitando la recuperación y reutilización de hidrógeno en corrientes gaseosas complejas. El avance se enmarca en los esfuerzos por desarrollar tecnologías que permitan escalar el uso del hidrógeno en la transición energética, reduciendo costes y mejorando el rendimiento de toda la cadena de valor.

MENOS
emisiones
de CO₂

MÁS
ahorro
de energía

Transformamos y redefinimos la gestión energética de los edificios con soluciones integrales que marcan la diferencia: desde la rehabilitación hasta la descarbonización de sistemas centralizados. Optimizamos cualquier instalación —gas, biomasa, solar o híbrida— con un único interlocutor experto que asegura una comunicación fluida, cercana y un servicio de excelencia.

Conoce más sobre nuestras soluciones en veolia.es



El sector eólico advierte: un nuevo impuesto eléctrico en la UE frenaría inversiones y aumentaría el riesgo regulatorio

El sector eólico europeo ha advertido de que el nuevo impuesto eléctrico propuesto por la Unión Europea podría tener efectos negativos sobre la inversión y aumentar el riesgo regulatorio en el desarrollo de proyectos renovables. Según las asociaciones del sector, la medida introduce incertidumbre en un momento clave para el despliegue de capacidad eólica, ya que podría alterar los marcos de rentabilidad previstos y afectar a la financiación de nuevas instalaciones. En particular, se señala que los

cambios fiscales sobre los ingresos eléctricos pueden impactar en la bancabilidad de los proyectos, especialmente aquellos en fase de desarrollo o con estructuras de financiación más sensibles.

El sector destaca que la estabilidad regulatoria es un elemento crítico para atraer inversión en tecnologías renovables, que requieren elevados volúmenes de capital y horizontes de retorno a largo plazo. En este sentido, advierte de que decisiones regulatorias imprevistas pue-

den traducirse en mayores costes de financiación y en una ralentización del ritmo de despliegue. Asimismo, las organizaciones eólicas subrayan que este tipo de medidas podría generar efectos desiguales entre Estados miembros, afectando a la competitividad de determinados mercados y distorsionando las señales de inversión dentro del mercado energético europeo.

El contexto es especialmente relevante en un momento en el que la Unión Europea ha fijado objetivos ambiciosos

de capacidad renovable para 2030, donde la energía eólica desempeña un papel central. Cualquier incertidumbre adicional podría dificultar el cumplimiento de estos objetivos y retrasar la transición energética. Por ello, el sector reclama que cualquier modificación normativa se diseñe con criterios de previsibilidad, proporcionalidad y coordinación, evitando impactos retroactivos y garantizando un entorno estable que permita sostener el crecimiento de la energía eólica en Europa.

China despliega el mayor sistema fotovoltaico con microinversores en el Centro de Exposiciones de Nanjing con 25 MW

El Centro Internacional de Exposiciones de Nanjing, en China, ha puesto en marcha el mayor sistema fotovoltaico del país basado en tecnología de microinversores, con una capacidad instalada de 25 MW. La instalación se extiende sobre una superficie superior a 150.000 metros cuadrados, aprovechando las cubiertas de los pabellones del recinto para maximizar la generación distribuida en un entorno de alta demanda energética. El sistema incorpora 6.442 microinversores QT2D de APsystems y más de 40.000 módulos fotovoltaicos de alta eficiencia, configurados bajo un modelo de autogeneración para autoconsumo con vertido de excedentes a la red. Esta arquitectura permite optimizar el rendimiento de cada módulo y



mejorar la flexibilidad operativa del sistema, especialmente en instalaciones de gran escala.

La producción anual estimada alcanza los 24,8 millones de kWh, volumen suficiente para cubrir ampliamente el consumo ener-

gético del complejo. Además, la energía excedentaria se inyecta en la red eléctrica, generando un beneficio económico anual aproximado de 10 millones de yuanes. Desde el punto de vista técnico, la aplicación a gran escala de mi-

croinversores aporta ventajas en seguridad, eficiencia y operación y mantenimiento, al permitir una gestión más granular del sistema y facilitar la monitorización individualizada de los módulos.

En términos ambientales, el proyecto permitirá reducir alrededor de 25.000 toneladas de CO₂ al año, equivalente a la plantación de 900.000 árboles, contribuyendo a disminuir la dependencia de fuentes energéticas convencionales. Este desarrollo constituye un caso de referencia en la integración de soluciones fotovoltaicas avanzadas en grandes edificios públicos, con impacto en la optimización de la estructura energética, la mejora de la eficiencia operativa y la promoción de modelos urbanos más sostenibles.



**BATTERY
& ES TECH**

BATTERY & ENERGY STORAGE EUROPE



Fira Barcelona

8 – 9 Sept 2026

Fira de Barcelona – Gran Via Venue

Powering Europe's Industrial Battery Ecosystem

+

The industrial scaling
platform for Europe's
battery systems and
energy storage
applications

-





Iberdrola y Gestamp firman un PPA para el suministro de 660.000 MWh renovables en Europa

Iberdrola y Gestamp han firmado un acuerdo de compra de energía a largo plazo (PPA) para el suministro de 660.000 MWh de electricidad renovable en Europa, en una operación orientada a reforzar la descarbonización industrial y la estabilidad energética de la compañía automovilística. El contrato permitirá a Gestamp cubrir parte de su demanda eléctrica con energía procedente de fuentes renovables, contribuyendo a la reducción de su huella de carbono y al cumplimiento de sus objetivos de sostenibilidad. Este tipo de acuerdos a largo plazo se consolidan como una herramienta clave para garantizar previsibilidad en los costes energéticos y reducir la exposición a la volatilidad de los mercados eléctricos.

La energía suministrada procederá de activos renovables de Iberdrola en Europa, reforzando el papel de los PPA como mecanismo de financiación y desarrollo de nueva capacidad limpia.

En este contexto, el acuerdo contribuye tanto a la electrificación de la industria como al impulso de nuevas inversiones en generación renovable. Para Gestamp, compañía con fuerte presencia internacional en el sector de componentes de automoción, el contrato supone un avance en su estrategia de sostenibilidad, basada en la reducción de emisiones y en el uso de energía de origen renovable en sus procesos productivos.

Por su parte, Iberdrola busca reforzar su posicionamiento como proveedor de soluciones energéticas para la industria, en un entorno en el que la demanda de contratos bilaterales de energía verde continúa creciendo. El acuerdo se enmarca en la tendencia creciente de colaboración entre el sector energético y la industria para acelerar la transición energética, mediante soluciones que combinan suministro renovable, estabilidad de costes y reducción de emisiones.

Re-Twin Energy afirma que los ingresos de un BESS pueden duplicarse según su estrategia de operación

La rentabilidad de los sistemas de almacenamiento en baterías (BESS) en el mercado eléctrico depende de múltiples factores, como la ubicación, el diseño del activo, sus restricciones técnicas y, especialmente, la estrategia de operación. Un análisis de Re-Twin Energy basado en backtesting para 2024 y 2025 muestra diferencias significativas en los ingresos en función de los mercados en los que participa el sistema. En el caso de un BESS standalone de 10 MW / 40 MWh en Córdoba, los ingresos podrían alcanzar aproximadamente 210.000 euros por MW al año al combinar mercados spot con servicios de balance como aFRR y mFRR. En contraste, una estrategia limitada a mercados Day-Ahead e Intraday reduciría los ingresos a unos 100.000 €/MW anuales.

Estas diferencias evidencian la importancia de desarrollar un business case detallado, ya que pequeñas variaciones en parámetros técnicos u operativos pueden traducirse en desviaciones de millones de euros a lo largo de la vida útil del activo. Para abordar esta complejidad, Re-Twin Energy emplea gemelos digitales que permiten modelar proyectos específicos e integrar datos históricos, señales de mercado y previsiones a largo plazo hasta 2050. Esta herramienta facilita la simulación de escenarios tanto para sistemas standalone como para proyectos híbridos con renovables. En un contexto de creciente complejidad —ya visible en mercados como Alemania o Reino Unido—, el desarrollo del mercado BESS en España requerirá herramientas avanzadas para optimizar la inversión y la operación.

GoodWe mantiene la calificación Tier 1 de BloombergNEF en inversores solares

GoodWe ha sido reconocida como fabricante Tier 1 de inversores por BloombergNEF en el primer trimestre de 2026, consolidando su posición en indicadores clave de bancabilidad del sector fotovoltaico. Esta clasificación se basa en la presencia de sus equipos en proyectos financiados mediante deuda sin recurso, reflejando su fiabilidad

tecnológica. En el segmento utility, la compañía ofrece inversores de hasta 350 kW y estaciones de 9,15 MVA. Su actividad se apoya en cinco centros de I+D y más de 1.000 profesionales. Con más de 100 GW instalados en 100 países, GoodWe refuerza su papel en soluciones integradas para generación, almacenamiento y gestión energética.

Climatización de precisión en centros de datos: el papel clave de las nuevas unidades CRAH modulares y de alta eficiencia

El crecimiento de los centros de datos está elevando las exigencias en eficiencia, continuidad operativa y gestión térmica, impulsando el desarrollo de soluciones avanzadas de climatización de precisión. En este contexto, las unidades CRAH evolucionan hacia diseños más modulares, eficientes e inteligentes, como la serie Pro-C de Daikin, capaces de adaptarse a distintas necesidades y tamaños de instalación. La modularidad es clave, ya que permite configurar cada unidad mediante módulos independientes de intercambio térmico y ventilación. Esto facilita ajustar la potencia frigorífica según la demanda y



adaptarse tanto a instalaciones con suelo técnico como a aquellas sin él. Además, mejora la escalabilidad ante futuros crecimientos del centro de datos.

La eficiencia energética se optimiza mediante intercambios

de calor avanzados y la integración con sistemas de free-cooling, que aprovechan condiciones ambientales favorables para reducir el uso de compresores y, por tanto, el consumo energético. A esto se su-

man ventiladores EC con control dinámico, que ajustan su funcionamiento según la carga térmica real, mejorando el rendimiento eléctrico y la estabilidad.

El uso de válvulas de equilibrio dinámico garantiza un flujo de agua constante, contribuyendo a un control térmico homogéneo. Asimismo, los sistemas de control avanzado permiten la coordinación entre múltiples unidades, optimizando la distribución de cargas y mejorando la fiabilidad. Finalmente, la incorporación de sistemas de respaldo eléctrico y soporte técnico especializado asegura la continuidad operativa y reduce riesgos ante fallos.

10 AÑOS LIDERANDO LA CREACIÓN Y TRANSFORMACIÓN DE LOS DATA CENTERS

En **DREES & SOMMER España** planificamos, diseñamos, construimos y optimizamos Centros de Datos, acompañando a **operadores, inversores y desarrolladores**. Más de **20 proyectos y clientes líderes** en el sector nos avalan.

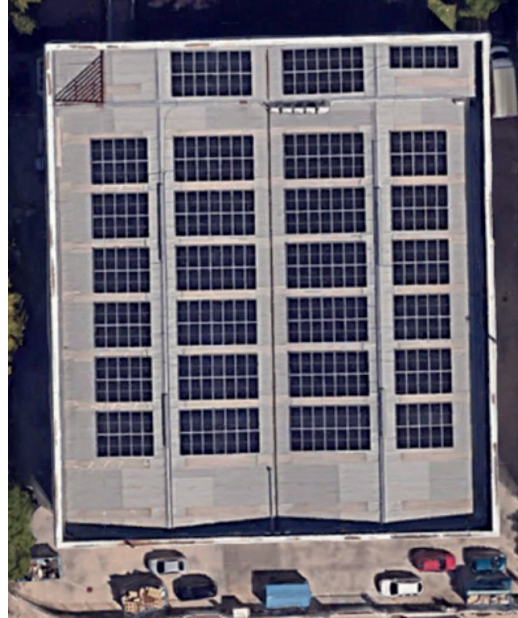
DREES & SOMMER

Global Zalmu mejora su eficiencia energética con autoconsumo y optimización del suministro

Global Zalmu, empresa con más de 50 años de trayectoria en el ámbito industrial y aeronáutico, ha reforzado su estrategia de eficiencia energética mediante la optimización del suministro y la incorporación de generación renovable en sus instalaciones. La compañía, que cuenta con varios centros de trabajo en España, ha implementado medidas de gestión energética con el apoyo de NESS, centradas en la optimización de la compra de energía y la reducción de la expo-

sición a la volatilidad de precios. Como resultado, ha logrado un ahorro del 15% en costes energéticos durante 2025, con impacto directo en su competitividad.

En paralelo, Global Zalmu ha desarrollado un proyecto de autoconsumo fotovoltaico con una potencia superior a 175 kWp, orientado a cubrir parte de su demanda eléctrica mediante generación propia. La instalación alcanza una cobertura del 49% del consumo y permite operar con eleva-



dos niveles de autoconsumo. Desde el punto de vista ambiental, el sistema evita la emisión de más de 67 toneladas de CO₂ anuales, contribuyendo a la reducción de la huella de carbono de la compañía.

Este tipo de actuaciones refleja el creciente papel de la eficiencia energética y el autoconsumo como herramientas para mejorar la competitividad industrial, reducir costes operativos y avanzar en la descarbonización de procesos productivos.

España podría movilizar hasta 66.900 millones de euros para impulsar centros de datos en el sur de Europa

España se posiciona como uno de los principales candidatos a liderar el desarrollo de centros de datos en el sur de Europa, con un potencial de inversión de hasta 66.900 millones de euros en los próximos cinco años, condicionado a la evolución del marco regulatorio y energético. Este escenario fue uno de los ejes centrales del for Energyyear DataCenters 2026, celebrado en Madrid, donde representantes del sector energético, tecnológico y de infraestructuras analizaron los retos asociados al crecimiento de la demanda digital impulsada por la inteligencia artificial, el cloud y la digitalización. España cuenta con ventajas competitivas como

la alta penetración de energías renovables, la conectividad internacional y su posición geográfica, factores que refuerzan su atractivo como hub digital. No obstante, el desarrollo de esta oportunidad dependerá de elementos críticos como el acceso a red, la planificación energética y la seguridad regulatoria. Durante el encuentro, Begoña Villacís, directora ejecutiva de Spain DC, destacó que el crecimiento del sector requiere un mejor encaje regulatorio de los centros de datos, que actualmente no siempre son considerados grandes consumidores energéticos, lo que limita su acceso a determinados marcos normativos y condiciones de suministro.

Delcae plantea la eficiencia energética como palanca estratégica ante la volatilidad del mercado energético

Delcae ha instado al sector industrial a transformar la optimización energética en un elemento estructural de competitividad, en un contexto marcado por la volatilidad de los precios de la energía y la incertidumbre geopolítica. La compañía señala que factores como la inestabilidad en regiones clave están tensionando los mercados energéticos, obligando a las empresas a replantear su estrategia energética. En este escenario, la eficiencia deja de ser una mejora puntual para convertirse en un factor crítico de competitividad y resiliencia empresarial. Desde Delcae se destaca que la gestión energética debe abordarse con una visión estratégica, priorizando actuaciones capaces de generar retorno económico real, escalabilidad y protección frente a la volatilidad de precios.

La compañía apunta a un cambio de paradigma en el que los proyectos de eficiencia energética deben evaluarse no solo por su impacto en la reducción de costes operativos, sino por su capacidad para fortalecer la posición competitiva de las empresas. En este sentido, los responsables de instalaciones industriales y energéticas deben identificar aquellas iniciativas que permitan maximizar el retorno y adaptarse a un entorno energético cada vez más dinámico.

Elena González, CEO de Delcae, subraya que “la clave está en la planificación y la ejecución estratégica”, destacando que el actual contexto también abre oportunidades para aquellas empresas capaces de anticiparse y ejecutar proyectos con visión de largo plazo.

energética

CONFERENCIAS

WEBINARS 2026

NET ZERO TECH
WEBINARS

Descarbonización en el sector industrial: casos de éxito

2ª edición

29 DE ENERO

ANTERIOR EDICIÓN

Asistencia
842 registros
(399 espectadores exclusivos)

Patrocinadores
Platino: ACT

Plata: ENERGIKA, WTENERGY, GENO, SUEZ, GLOBAL FACTOR Y SENER

NOVEDAD

NET ZERO TECH
WEBINARS

Electrificación con renovables en sector industrial: casos de éxito

26 DE FEBRERO

NET ZERO TECH
WEBINARS

Biometano: tecnologías y proyectos

2ª edición

26 DE MARZO

ANTERIOR EDICIÓN

Asistencia
458 registros
(249 espectadores exclusivos)

Patrocinadores
Plata: ICODA Y PROMAK

NOVEDAD

NET ZERO TECH
WEBINARS

CAE en el sector industrial y terciario

30 DE ABRIL

AUTO CONSUMO
TECNOLOGÍAS Y PROYECTOS

SECTOR COMERCIAL E INDUSTRIAL

15ª edición

17 DE JUNIO

ANTERIOR EDICIÓN

Asistencia
499 registros
(218 espectadores exclusivos)

Patrocinadores
Premium: RIELLO SOLAR TECH
Oro: APSYSTEMS, DAGARTECH, GINLONG SOLIS, GOODWE, KOSTAL, LONGI, PLUG AND PLAY ENERGY, SOLAREEDGE, SUNGROW,
Plata: BET SOLAR, BORNAY, CEGASA, CIRCUTOR, FÁILTE SOLAR, MAXGE, SEIS SOLAR Y SUMINISTROS ORDUÑA

SOLAR PV MEETING

Desarrollo tecnológico e innovación en grandes plantas FV

6ª edición

8 DE OCTUBRE

ANTERIOR EDICIÓN

Asistencia
414 registros
(188 espectadores exclusivos)

Patrocinadores
Oro: APSYETMES, GINLONG SOLIS Y SUNGROW
Plata: AEROTOOLS, CENER Y CLENERGY

AUTO CONSUMO
TECNOLOGÍAS Y PROYECTOS

SECTOR RESIDENCIAL

16ª edición

5 DE NOVIEMBRE

ANTERIOR EDICIÓN

Asistencia
379 registros
(192 espectadores exclusivos)

Patrocinadores
Premium: RIELLO SOLAR TECH
Oro: APSYETMES, DAGARTECH, GINLONG SOLIS, GOODWE, KOSTAL, LONGI, PLUG AND PLAY ENERGY, SOLAREEDGE, SUNGROW,
Plata: BET SOLAR, BORNAY, CEGASA, CIRCUTOR, FÁILTE SOLAR, MAXGE, SEIS SOLAR Y SUMINISTROS ORDUÑA

AETP
ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO: TECNOLOGÍAS Y PROYECTOS

Almacenamiento Energético: Tecnologías y Proyectos

14ª edición

15 DE DICIEMBRE

ANTERIOR EDICIÓN

Asistencia
661 registros
(321 espectadores exclusivos)

Patrocinadores
Premium: PLUG AND PLAY Y RIELLO SOLAR TECH
Oro: BORNAY, GINLOG SOLIS, SOLAREEDGE Y SUNGROW
Plata: CEGASA, FÁILTE SOLAR, PRAMAC Y TAB BATTERIES

CONTACTO

Javier Monforte / Álvaro López / Juanjo García

Energética XXI Conferencias

91 630 85 91

javier@energetica21.com · ala@energetica21.com · juanjo.garcia@energetica21.com

C/ Pollensa, 2. Edificio Artemisa. Oficina 12. 28290 Las Rozas (Madrid)

www.energetica21.com/conferencias

Genesal Energy desarrolla un sistema de respaldo de 550 kVA para un centro de protonterapia en Santiago de Compostela

Genesal Energy ha diseñado y fabricado un sistema de generación de respaldo destinado a un centro de protonterapia en Santiago de Compostela, una infraestructura sanitaria crítica que requiere suministro eléctrico continuo para asegurar la operatividad de equipos de radioterapia avanzada. El sistema se basa en un grupo electrógeno modelo GEN550YI con una potencia de 550 kVA, configurado en cabina insonorizada para cumplir con requisitos acústicos en entornos hospitalarios. La unidad está diseñada para activarse automáticamente ante fallos de red, garantizando la continuidad del servicio y la protección de equipos médicos de alta sensibilidad.

Desde el punto de vista normativo, este tipo de instalaciones debe cumplir estándares internacionales que exigen sistemas



de respaldo capaces de mantener la operatividad en cualquier circunstancia, dado que interrupciones eléctricas pueden comprometer tanto la seguridad del paciente como la eficacia de los tratamientos oncológicos.

Para asegurar una autonomía prolongada, el sistema integra un depósito interno de 800 litros junto con un tanque

externo de doble pared en polietileno de 2.000 litros. Ambos depósitos operan mediante un sistema automático de trasiego que incorpora sensores de nivel, bomba de impulsión, electroválvula y filtrado, garantizando un suministro continuo y seguro de combustible. El diseño incorpora además un sistema de arranque redundante basado en dos bate-

rías en paralelo, aumentando la disponibilidad del equipo. A nivel mecánico, se emplea una configuración monoblock motor-alternador con acoplamiento flexible, lo que contribuye a reducir vibraciones y mejorar la fiabilidad operativa. El sistema de escape ha sido optimizado para minimizar emisiones sonoras conforme a la normativa vigente.

Circutor reúne a más de 650 profesionales en sus jornadas sobre calidad de energía

Circutor ha congregado a más de 650 profesionales del sector eléctrico en sus jornadas técnicas sobre calidad de energía, consolidando este encuentro como un foro de referencia para analizar los retos asociados a la eficiencia y fiabilidad del suministro eléctrico. Durante el evento se abordaron aspectos clave como la monitorización de redes, la mitigación de perturbaciones eléctricas y la optimización del consumo en entornos industriales y terciarios. La creciente electrificación y la integración de energías renovables fueron

identificadas como factores que incrementan la complejidad en la gestión de la calidad del suministro. Las sesiones incluyeron presentaciones técnicas y casos prácticos orientados a mejorar la eficiencia energética y reducir riesgos operativos, destacando el papel de la digitalización en la gestión avanzada de redes eléctricas. El encuentro refleja el interés creciente del sector por soluciones que garanticen estabilidad, continuidad de servicio y eficiencia en sistemas eléctricos cada vez más exigentes.

Saltoki abre un nuevo punto de venta en Málaga y amplía su red hasta 88 centros en España

Saltoki ha puesto en marcha un nuevo punto de venta en Málaga, ubicado en el Polígono Industrial El Guadalhorce, con el objetivo de reforzar su presencia en Andalucía y ampliar su red, que alcanza los 88 centros operativos. El establecimiento ofrece un amplio stock dirigido al instalador profesional, con soluciones en fontanería, climatización, baño, cerámica, electricidad, fotovoltaica y movilidad eléctrica. Opera bajo un modelo

de autoservicio asistido, que permite optimizar los tiempos de compra mediante selección directa de materiales o apoyo técnico especializado en tienda. El centro dispone de horario ampliado, zona de aparcamiento y servicios logísticos con entrega en menos de 24 horas en Málaga y su área metropolitana. Además, integra asesoramiento técnico, gestión de ayudas y acceso a herramientas digitales y formación especializada.



Las matriculaciones de vehículos electrificados acumulan una subida de más del 56% en el primer trimestre

Las matriculaciones de vehículos electrificados en España —sumando eléctricos puros e híbridos enchufables de todas las categorías— crecieron un 56,4% en el primer trimestre de 2026, hasta alcanzar las 70.218 unidades, según los datos de AEDIVE y GANVAM. Solo en marzo, las matriculaciones ascendieron a 29.745 unidades, un 62,5% más que en el mismo mes del año anterior. El impulso del mercado se apoya, entre otros factores, en la recuperación de la deducción del 15% en el IRPF, que contribuyó a elevar un 83% las compras de turismos electrificados por parte de particulares durante marzo. Este comportamiento refuerza la idea de que los incentivos fiscales y los planes de ayuda estables siguen siendo determinantes para consolidar la electrificación de la demanda.

Por segmentos, los turismos concentraron la mayor parte del mercado, con 63.378 unidades en el acumulado trimestral, un 57,4% más. También destacaron las furgonetas, con 4.503 unidades y un crecimiento del 86,1%, mientras que las motocicletas alcanzaron 1.222 unidades, con un alza del 4,8%. En el lado opuesto, algunas categorías como los industriales pesados o los cuadríciclos/triciclos registraron retrocesos en el acumulado.

Pese a esta evolución positiva, el sector considera que todavía es necesario acelerar el ritmo de crecimiento para acercarse a los objetivos del PNIEC, que plantea alcanzar 5,5 millones de vehículos enchufables en 2030. Para ello, reclama completar la estrategia fiscal actual con medidas específicas para facilitar la electrificación de flotas y reforzar el despliegue de la recarga pública.

HRV Energy impulsa el despliegue de hidrógeno en España con nuevas estaciones para movilidad

HVR Energy avanza en el despliegue de infraestructura de hidrógeno para movilidad con la instalación de nuevas estaciones de repostaje en Francia y España, en colaboración con BMW Group. El proyecto contempla la puesta en marcha de una estación en Miramas (Francia), en instalaciones de BMW Group, y otra en Granada, integrada en una estación de servicio existente. Ambas infraestructuras permitirán realizar pruebas técnicas con vehículos de hidrógeno y avanzar en la validación de esta tecnología en distintos entornos operativos.

Las estaciones se basan en un diseño modular y compacto, adaptado a diferentes necesidades de repostaje para vehículos ligeros

y pesados, lo que facilita su despliegue en múltiples ubicaciones y reduce barreras de implantación. El desarrollo de esta red responde a una de las principales limitaciones del hidrógeno en movilidad: la falta de infraestructura. En este contexto, el despliegue progresivo de hidrolíneas está permitiendo generar condiciones para que fabricantes internacionales incorporen España en sus planes de desarrollo tecnológico. HVR Energy prevé alcanzar hasta 75 estaciones operativas en España antes de 2030, con una inversión que supera los 33 millones de euros en financiación pública y deuda, además de más de 6 millones de euros de inversión privada ya movilizada.

Batteryfly desarrolla una estación de recarga para vehículo eléctrico basada en baterías de segunda vida

Batteryfly desarrolla una estación móvil de recarga bidireccional para vehículo eléctrico basada en baterías de segunda vida, en el marco del proyecto Gaviota. La solución integra almacenamiento reutilizado, gestión inteligente y compatibilidad con fuentes renovables, orientada a aplicaciones en entornos rurales, eventos o situaciones de emergencia. El sistema permite no solo recargar vehícu-

los, sino también suministrar energía a otros dispositivos o a la red, aportando flexibilidad y respaldo energético. Además, incorpora herramientas de análisis del estado de las baterías para optimizar su rendimiento y vida útil. El proyecto busca impulsar la economía circular y el aprovechamiento de recursos, contribuyendo al desarrollo de soluciones energéticas descentralizadas y sostenibles.

La carrera por la densidad sostenible

El aumento de la densidad por rack y la presión regulatoria impulsan nuevas soluciones de refrigeración, optimización operativa y uso de renovables en centros de datos

CRISTINA CUETO GARCÍA
RESPONSABLE CONTENIDO EDITORIAL
DCD ESPAÑA

El despliegue masivo de servicios digitales y, sobre todo, de aplicaciones de inteligencia artificial ha llevado a los centros de datos a un punto de inflexión: cada nueva oleada de capacidad llega acompañada de una presión creciente sobre el consumo de energía y la huella de carbono. Según la Agencia Internacional de la Energía, el uso eléctrico de estas infraestructuras pasó de unos 460 TWh en 2022 a un rango estimado de entre 650 y 1.050 TWh en 2026, impulsado por workloads de IA y criptomonedas. En este contexto, mejorar el rendimiento energético deja de ser un atributo deseable para convertirse en condición de viabilidad económica y social para la industria digital.

La respuesta regulatoria en Europa y España avanza en la misma dirección. El nuevo marco comunitario obliga a las grandes instalaciones a reportar indicadores como el PUE (Power Usage Effectiveness), el WUE (Water Usage Effectiveness) y el porcentaje de energía renovable consumida, alineados con la Directiva de Eficiencia Energética y el Código de Conducta Europeo. En paralelo, el reciente Real Decreto español sobre eficiencia en centros de proceso de datos fija obligaciones de transparencia, auditoría y planes de mejora para emplazamientos con potencia instalada superior a 500 kW, incluyendo la comunicación anual de consumo eléctrico, uso de agua y aprovechamiento de calor residual. Estas exigencias sitúan al sector bajo un nivel de escrutinio inédito, especialmente en países como España, que aspira a consolidarse como hub digital del sur de Europa con más de 600 MW de nueva capacidad prevista entre 2025 y 2027.

IA y gestión térmica: el gran reto

La principal tensión se concentra hoy en la gestión térmica de cargas cada vez más densas. Los racks dedicados a IA, con potencias que ya se sitúan en el entorno de 50 kW por rack y que en algunos despliegues superan amplia-

La regulación europea impulsa la reutilización del calor residual como herramienta de descarbonización

mente esa cifra, ponen al límite los modelos de refrigeración basados solo en aire, diseñados tradicionalmente para entornos de 10 a 15 kW. Mantener los niveles de disponibilidad exigidos por el mercado en estas condiciones dispararía la energía destinada a climatización si no se adoptan nuevas soluciones.

Por ello, la refrigeración líquida se ha convertido en uno de los vectores clave de innovación. Tecnologías como el liquid cooling directo al chip o la inmersión permiten extraer el calor de forma mucho más eficiente, reduciendo hasta un 60% la energía necesaria para refrigerar determinados escenarios de alta densidad frente a sistemas exclusivamente basados en aire, según estimaciones de fabricantes como Schneider Electric. Firmas de análisis como Grand View Research y Global Market Insights apuntan a que el mercado global de refrigeración líquida para data centers crecerá con tasas de doble dígito durante la próxima década, impulsado precisamente por el auge de la IA y el aumento de la potencia por rack.

Más allá del equipamiento físico, la propia inteligencia artificial se está utilizando para optimizar la operación diaria de las infraestructuras. Plataformas de gestión avanzadas analizan en tiempo real miles de datos procedentes de sensores, cargas TI y precios horarios de la electricidad para ajustar consignas de climatización, distribución de trabajo entre salas o uso de grupos electrógenos y baterías. Diversos estudios apuntan a mejoras de entre el 10% y el 15% en el consumo total de energía gracias a estos sistemas de optimización, que aprenden del comportamiento histórico y las particularidades de cada emplazamiento. Esta capa de software se ha convertido en

un complemento indispensable de las inversiones en infraestructura, permitiendo exprimir cada kilovatio disponible.

Regulación, redes y calor residual

El rendimiento energético ya no se limita al perímetro de la sala TI, sino que se extiende a la relación del centro de datos con la red eléctrica y con el entorno urbano. La concentración de grandes instalaciones en áreas metropolitanas obliga a coordinarse con las utilities para planificar refuerzos de red y explorar mecanismos de respuesta a la demanda, de forma que los operadores puedan desplazar consumos hacia momentos de mayor disponibilidad de renovables. En este contexto cobran protagonismo soluciones como los contratos PPA, el uso de baterías y el almacenamiento térmico para suavizar picos de carga y mejorar la huella de carbono asociada a cada megavatio consumido.

Al mismo tiempo, la regulación europea y los desarrollos normativos nacionales impulsan la reutilización del calor residual como herramienta de descarbonización de otros sectores. El proyecto de Real Decreto español contempla, para los centros de mayor tamaño, estudios obligatorios sobre la viabilidad de aprovechar ese calor en redes de calefacción de distrito u otros usos térmicos cercanos, y fija plazos concretos para presentar planes de mejora y auditorías técnicas a partir de 2026. En países del norte de Europa ya se están inyectando megavatios térmicos procedentes de infraestructuras digitales en redes urbanas, y España comienza a explorar este tipo de soluciones en algunos desarrollos donde la proximidad entre data centers y consumidores térmicos abre una nueva vía de eficiencia y aceptación social.

En este escenario de cambio acelerado, la conversación sobre uso responsable de la energía ha ganado peso en la agenda de operadores, proveedores y administraciones. Los debates sobre refrigeración líquida, nuevas obligaciones regulatorias o integración con redes más renovables marcarán buena parte de los encuentros del sector en 2026 ●



Connect | Southern Europe

6 y 7 de Mayo // Palacio Municipal de IFEMA, Madrid

Conectando el ecosistema de centros de datos para diseñar, construir y operar infraestructura digital sostenible para la era de la IA.



+ 180 expertos
de toda la industria en tres
escenarios de contenido

+2,500 profesionales
sénior del sector de centros
de datos con los que conectar

+200 expositores
mostrando la tecnología
más reciente

¡Descubre todos nuestros
eventos escaneando el QR!



Eficiencia operativa y resiliencia energética: el nuevo estándar de los data centers en el mercado español

El aumento de la densidad por rack y las exigencias regulatorias impulsan infraestructuras con alta redundancia, energías renovables y optimización térmica en los centros de datos españoles

JOSÉ MANUEL CRUZ
DIRECTOR COMERCIAL PARA ESPAÑA
IRON MOUNTAIN DATA CENTERS

En el actual ecosistema de la economía digital, los centros de datos han pasado de ser infraestructuras de soporte a convertirse en el corazón latente de la competitividad nacional y dejan de ser meros almacenes de servidores para convertirse en las „fábricas“ de la economía moderna. En 2026, con la explosión de la inteligencia artificial (IA) generativa y la soberanía del dato, la demanda eléctrica por parte de los clientes de estas infraestructuras se ha disparado, planteando un desafío técnico sin precedentes: ¿cómo escalar la capacidad computacional manteniendo la eficiencia energética y la seguridad absoluta del suministro?

En España, que se ha consolidado como el hub digital del sur de Europa, la respuesta a esta pregunta tiene nombre propio: Iron Mountain Data Centers (IMDC). Con su ambicioso campus en Madrid, la compañía no solo está expandiendo la capacidad de colocación del país, sino que está redefiniendo los parámetros de sostenibilidad y cumplimiento normativo.

España no solo es un punto de interconexión clave para los cables submarinos que unen África, América y Europa, sino que se ha consolidado como el „hub“ de computación de alta disponibilidad más dinámico del sur del continente. Sin embargo, este crecimiento

exponencial de la capacidad instalada se enfrenta a un escrutinio sin precedentes: la gestión responsable del recurso energético y la garantía absoluta de continuidad de servicio.

En este contexto de transformación, Iron Mountain Data Centers (IMDC) destaca como un referente de ingeniería y gestión. Su campus en Madrid no es solo una expansión de infraestructura, sino un modelo de cómo la seguridad del suministro y la eficiencia energética pueden converger para ofrecer una plataforma de colocación que cumple con las demandas de las organizaciones más exigentes del mundo.

El contexto: un mercado en expansión crítica

El mercado de centros de datos en Madrid vive un crecimiento exponencial. Se prevé que la capacidad pase de los 126 MW registrados hace unos años a superar los 760 MW para 2029. Este auge, impulsado por la llegada de regiones cloud de hiperescala y el despliegue de nodos de IA, sitúa a la Península Ibérica en una posición de liderazgo frente al tradicional eje FLAP (Fráncfort, Londres, Ámsterdam y París). Sin embargo, este crecimiento ocurre en un momento de escrutinio regulatorio y social sobre el uso de recursos hídricos y energéticos. La eficiencia ya no es un valor añadido, sino una condición necesaria para la licencia de operación.

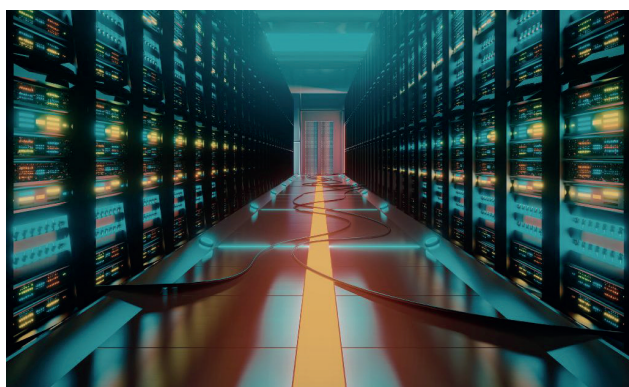
El desafío de la densidad en la era de la computación avanzada

La evolución tecnológica, marcada por el despliegue masivo de la Inteligencia Artificial (IA) y el procesamiento de grandes volúmenes de datos en tiempo real, ha alterado drásticamente los requisitos de diseño de los centros de datos. Ya no basta con ofrecer espacio y conectividad; hoy el mercado demanda densidad de potencia. Las densidades de rack que hace unos años se situaban en los 5-10 kW están siendo desplazadas por configuraciones que superan los 30 kW, 50 kW o incluso 150kW en algunos casos en entornos de computación de alto rendimiento (HPC).

Este incremento en la densidad térmica y eléctrica pone a prueba la arquitectura de cualquier instalación. Iron Mountain Data Centers ha respondido a este reto mediante un diseño modular y escalable en su campus de San Fernando de Henares (Madrid), donde la infraestructura eléctrica y los sistemas de climatización están dimensionados para soportar estas cargas críticas sin comprometer la estabilidad del sistema ni la eficiencia global del complejo.

Seguridad de suministro: una arquitectura de resiliencia total

Para una empresa del perfil de Iron Mountain Data Centers, que custodia los activos de información del 95% de las compañías Fortune



| Especificación técnica | Campus Iron Mountain Data Centers (Madrid) |
|----------------------------|---|
| Potencia IT Total | 79 MW |
| Superficie del campus | 60.000 m2 |
| Certificación de Seguridad | ENS Alto (Esquema Nacional de Seguridad) |
| Sostenibilidad | 100% Energía Renovable Certificada y certificado ISO 50001 |
| Certificaciones ISO | 9001, 14001, 22301, 27001, 50001 |
| Cumplimiento global | SOC 2 Type II, SOC 3, PCI-DSS, HIPAA |
| Resiliencia | Arquitectura Block Redundant TIA942 con redundancia N+1 o 2N |
| Eficiencia | Diseño optimizado para alta densidad y Free Cooling |
| Soberanía | Infraestructura crítica alineada con los estándares de la UE y España |

1000, la seguridad del suministro no admite fisuras. En España, esta filosofía se traduce en una infraestructura diseñada bajo estándares de redundancia TIA942 y block redundant equivalentes y en algún caso superiores a la conocida Tier III, garantizando que cualquier componente del sistema de potencia o refrigeración pueda ser mantenido o reparado sin interrumpir el servicio.

Resiliencia eléctrica y respaldo

El campus de Madrid cuenta con una acometida de alta tensión diversificada, lo que minimiza el riesgo de fallos en el nodo de red. Internamente, la cadena de suministro eléctrico está protegida por:

- Sistemas de alimentación ininterrumpida (SAI/UPS): configuraciones de alta eficiencia que actúan como primera línea de defensa ante fluctuaciones o microcortes de tensión, asegurando una onda de energía limpia y constante.
- Generación de respaldo de respuesta inmediata: equipos de generación diésel con capacidad para asumir la carga total del campus sin ninguna interrupción y respaldados por contratos de suministro de combustible prioritarios que garantizan una autonomía operativa indefinida en escenarios de crisis prolongada.
- Mantenimiento predictivo: el uso de sensores avanzados y análisis de datos en tiempo real permite a los ingenieros de IMDC prever posibles degradaciones en los componentes eléctricos antes de que se produzca una incidencia, elevando la disponibilidad por encima de los estándares convencionales.

El hito del Esquema Nacional de Seguridad (ENS)

Un aspecto diferencial de Iron Mountain en el mercado español es su compromiso con el cumplimiento normativo local. La obtención de la certificación ENS Nivel Alto para su campus de Madrid es una declaración de intenciones. Este estándar, diseñado por el Centro Criptológico Nacional (CCN), no solo válida la seguridad lógica y la ciberseguridad, sino que exige una robustez física y de suministro eléctrico excepcional. Al cumplir con el ENS Alto, IMDC se convierte en el socio preferente para las entidades de la Administración Pública y para empresas de infraestructuras críticas que requieren los máximos niveles de protección del Estado español.

Eficiencia energética: más allá del PUE

En una publicación técnica como Energética, es fundamental abordar la eficiencia no como una métrica aislada (PUE), sino como un ecosistema de gestión. Iron Mountain Data Centers ha integrado la sostenibilidad en el ADN de sus operaciones de centro de datos mediante una estrategia multifacética que aborda desde el origen de la energía hasta su aprovechamiento final.

La climatización representa uno de los mayores consumos energéticos en un data center. En Madrid, dadas las condiciones climáticas de la región, IMDC emplea técnicas de Free Cooling indirecto y pasillos fríos/calientes totalmente confinados. Este enfoque permite aprovechar la temperatura exterior durante gran parte del año, reduciendo drásticamente la energía necesaria para enfriar las salas técnicas. Además, la infraestructura está preparada para la instalación de soluciones de refrigeración líquida (Liquid Cooling), una tecnología que permite evacuar el calor de forma mucho más eficiente que el aire, esencial para las futuras generaciones de procesadores de alta densidad.

Iron Mountain fue una de las primeras compañías del sector a nivel global en comprometerse a igualar el 100% de su consumo eléctrico con energía procedente de fuentes renovables. En España, esto se materializa mediante:

- PPA's (Power Purchase Agreements): Acuerdos a largo plazo que fomentan la creación de nueva capacidad de generación renovable (solar y eólica) en la red nacional.
- Certificados de Origen: Garantía absoluta de que la energía utilizada en el campus de Madrid es neutra en carbono.
- ISO 50001: El campus opera bajo un Sistema de Gestión de la Energía certificado, lo que obliga a una monitorización constante y a la implementación de planes anuales de reducción de consumos innecesarios.

Una de las ofertas más innovadoras de IMDC en el ámbito de la sostenibilidad es el Green Power Pass. Este servicio permite a los clientes corporativos que alojan su infraestructura en el campus de Madrid recibir una certificación oficial del consumo de energía renovable que pueden incluir directamente en sus informes de sostenibilidad (Scope 3). Esto simplifica enormemente el cumplimiento de los objetivos ESG para las empresas españolas, elimi-

nando la complejidad burocrática de gestionar créditos de energía por cuenta propia.

Conectividad y neutralidad: el valor de la ubicación

La eficiencia de un centro de datos también reside en su capacidad para mover datos con el menor coste energético y latencia posibles. El campus de Madrid se sitúa estratégicamente en una de las rutas de fibra más densas de la península. Como centro carrier-neutral, ofrece acceso a una vasta red de proveedores de servicios de internet (ISPs), puntos de intercambio de tráfico (IXPs) y proveedores de nube pública. Esta hiperconectividad reduce los saltos de red y, por ende, el consumo energético asociado a la transmisión de datos a larga distancia.

Conclusión: una infraestructura preparada para el mañana y la transición digital

La industria de los centros de datos se encuentra en una encrucijada. Por un lado, la necesidad de procesar volúmenes ingentes de información; por otro, la urgencia de ser neutros en carbono. Iron Mountain Data Centers ha demostrado en España que este binomio es posible.

A través de su campus en Madrid, IMDC ofrece una propuesta de valor única: la tranquilidad de una seguridad de grado gubernamental (ENS Alto) y la eficiencia de una plataforma global comprometida con el objetivo de cero emisiones netas. Para las empresas que buscan una base sólida para su transformación digital en 2026, la elección ya no es solo tecnológica, es una declaración de principios sobre eficiencia y responsabilidad energética.

El futuro de la industria electro-intensiva en España pasa inevitablemente por la especialización y la excelencia. Iron Mountain Data Centers demuestra que es posible operar a gran escala en Madrid manteniendo un equilibrio estricto entre la seguridad de suministro, la protección de datos soberanos y un respeto escrupuloso por los objetivos de descarbonización.

A través de certificaciones de primer nivel como el ENS Alto y una gestión energética basada en renovables y optimización térmica, IMDC no solo ofrece espacio de colocación; ofrece la tranquilidad de saber que la infraestructura digital de España descansa sobre cimientos sólidos, sostenibles y resilientes. En un entorno donde el dato es el activo más valioso, la infraestructura que lo sustenta debe ser, por definición, impecable ●



Rentaload

Worldwide leader in load bank rental services

Commissioning de DC

SALAS IT Y EQUIPOS CRÍTICOS

Mixy200: 140kW líquido + 60kW aire





- Pruebas con bancos de carga
- Potencias desde 6kW hasta MW
- Resistencias, inductores y capacitores
- Direct Liquid cooling + air cooling
- Control mediante software
- Soluciones llave en mano

Novedades: Bancos de carga Mixy 260 y 21kW con caudal variable de aire



200kW líquido + 60kW aire



Caudal hasta 6.000 m³/h

Los SAI modulares, una forma de ganar disponibilidad

La arquitectura modular en SAI permite reducir tiempos de reparación, mejorar la redundancia efectiva y alcanzar niveles de disponibilidad superiores en infraestructuras críticas como centros de datos.

RAMON CIURANS
INGENIERO
SALICRU

Un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI/UPS) es una pieza crítica para garantizar la continuidad del servicio. Los doble conversión en línea siguen siendo la referencia, ya que generan una onda de salida completamente independiente de la red de entrada. Con un nivel máximo de exigencia, protegen las cargas críticas frente a perturbaciones de red.

Históricamente, el gran inconveniente de la tecnología on-line ha sido su eficiencia. Al convertir la energía dos veces (de alterna a continua y de nuevo a alterna), se producen pérdidas. Sin embargo, la evolución tecnológica ha permitido pasar de rendimientos cercanos al 88% a valores actuales del 97%-99%, gracias a mejoras como rectificadores activos PWM o inversores multinivel sin transformador. Esto supone menos pérdidas eléctricas y menos calor que disipar, lo que reduce los consumos eléctricos general y del sistema de climatización.

Pero el debate actual gira en torno a la eficiencia y a la disponibilidad, es decir, la capacidad del sistema para seguir alimentando la carga crítica incluso cuando se producen fallos. Y aquí es donde entra en juego la modularidad.

¿Qué significa realmente que un SAI/UPS sea modular?

Un sistema modular no es simplemente un equipo dividido en piezas. Existen distintos

¿Son realmente más fiables los SAI modulares? La respuesta es sí: permiten redundancia real, escalabilidad, mantenimiento sin parada y tiempos de reparación más cortos

niveles de modularidad. Con la modularidad en potencia, varios módulos de potencia trabajan en paralelo para alcanzar la capacidad total; con la modularidad funcional de potencia se pueden dimensionar por separado rectificadores, inversores o cargadores, y con la modularidad total cada módulo es prácticamente un SAI/UPS completo.

En Data Centers, la más interesante es la modularidad total, ya que permite escalar potencia, introducir redundancia y realizar mantenimiento sin parar el sistema. Sin embargo, es importante entender que no todo es redundante: siempre existen elementos comunes (baterías, conexiones, comunicaciones, armario) que pueden convertirse en puntos críticos.

Dentro de los sistemas modulares también hay dos enfoques clave. Por un lado, en un bypass distribuido cada módulo tiene su propio bypass, lo que supone más redundancia, pero mayor complejidad de control. Un bypass centralizado es único para todo el sistema, más

simple, pero con un punto crítico no redundante. Para un instalador, esta decisión afecta directamente al diseño eléctrico, la selectividad y la fiabilidad global del sistema.

El cambio de enfoque, de fiabilidad a disponibilidad

Tradicionalmente, se hablaba de fiabilidad como la probabilidad de que un sistema no falle. Lo importante es cuánto tiempo tarda el sistema en recuperarse cuando ocurre un fallo. Un SAI básico sin bypass depende de tres elementos críticos: rectificador, baterías e inversor. Si falla uno de ellos, la carga puede quedarse sin suministro. La introducción del bypass estático mejora mucho esta situación, ya que permite transferir la carga a la red sin interrupción en caso de fallo del inversor. Sin embargo, este esquema sigue teniendo una limitación: depende de la calidad de la red eléctrica y del tiempo de reparación del equipo. Y en entornos críticos, esto no es suficiente.

La Disponibilidad (A) es un parámetro importante en la evaluación de la fiabilidad de configuraciones de SAI. Se define como:

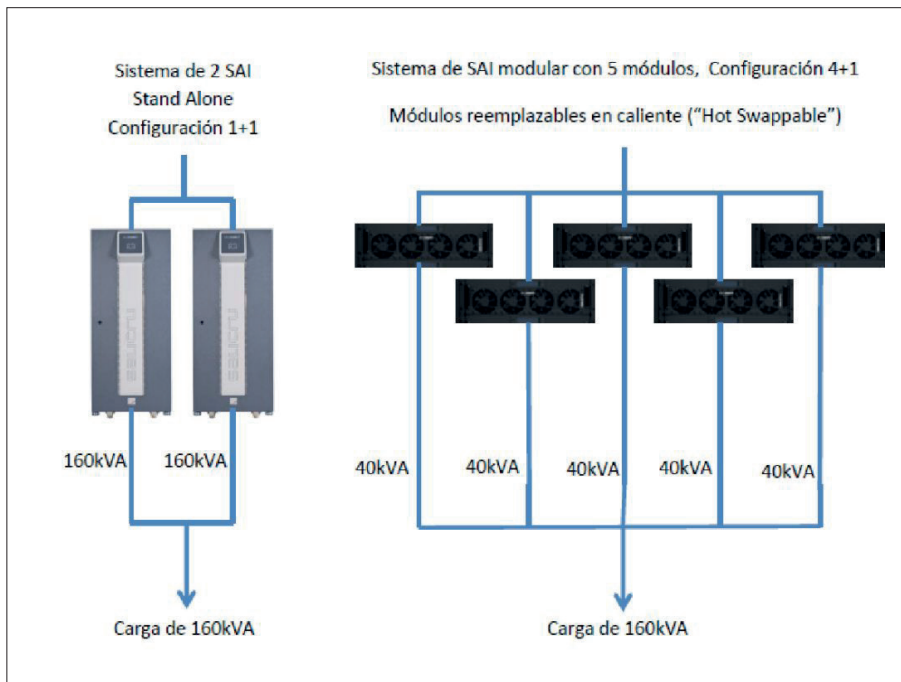
$$A = \frac{MTBF}{MTBF + MTTR}$$

Donde MTBF es el tiempo medio entre fallos y el MTTR el Tiempo Medio de Reparación.

En la siguiente tabla se muestra una comparativa en datos de fiabilidad y disponibilidad de configuraciones monolíticas y modulares. Se considera:

| | Configuración Redundante (1+1) Stand Alone | Configuración Redundante (4+1) Stand Alone | Configuración Redundante (4+1) Modular |
|------|--|--|--|
| MTBF | 1.250.000 h | 500.000 h | 500.000 h |
| MTTR | 6h | 6h | 6h |
| A | 99,999520% | 99,998800% | 99,999900% |
| | 5 nuevas | 4 nuevas | 6 nuevas |

Figura 1. Comparación entre disponibilidades de las configuraciones



- Que ambas configuraciones de SAI stand-alone tienen los mismos MTTR, de seis horas.
- Que las configuraciones SAI modular con módulos intercambiables en caliente tienen MTTR, de 0,5 horas.

Cuando hablamos de redundancia en paralelo N+n, N es el número de módulos necesarios para alimentar la carga y n el número de módulos adicionales de reserva. Este esquema permite mantener el suministro incluso si uno de los módulos falla, y posibilita tareas de mantenimiento sin afectar a la carga.

Con esta configuración, se pueden alcanzar, como hemos visto, niveles de disponibilidad muy elevados, del orden de seis "nueves" (99,9999%), lo que equivale a segundos de indisponibilidad al año.

Hay un detalle clave. En sistemas en paralelo, el elemento más crítico ya no es el módulo individual, sino el bus paralelo. Cuando varios SAI trabajan en paralelo, todos comparten un punto común: el bus, que puede convertirse en el principal punto de fallo del sistema.

Esto tiene implicaciones directas en instalación: en el diseño de barras y conexiones, el equilibrado de corrientes, coordinación de protecciones, calidad de las conexiones y en el control y sincronización de módulos. Un error en este punto puede comprometer toda la arquitectura, por muy redundantes que sean los módulos.

Hay que tener en cuenta que añadir más redundancia (configuraciones N+n con n>1, como N+2, N+3) no siempre mejora la dis-

ponibilidad. ¿Por qué? Porque al aumentar el número de módulos, también aumenta la exposición al fallo del bus paralelo, que sigue siendo el elemento dominante. Por lo tanto, una configuración N+1 bien diseñada ofrece mejores resultados que una arquitectura más compleja con más redundancia.

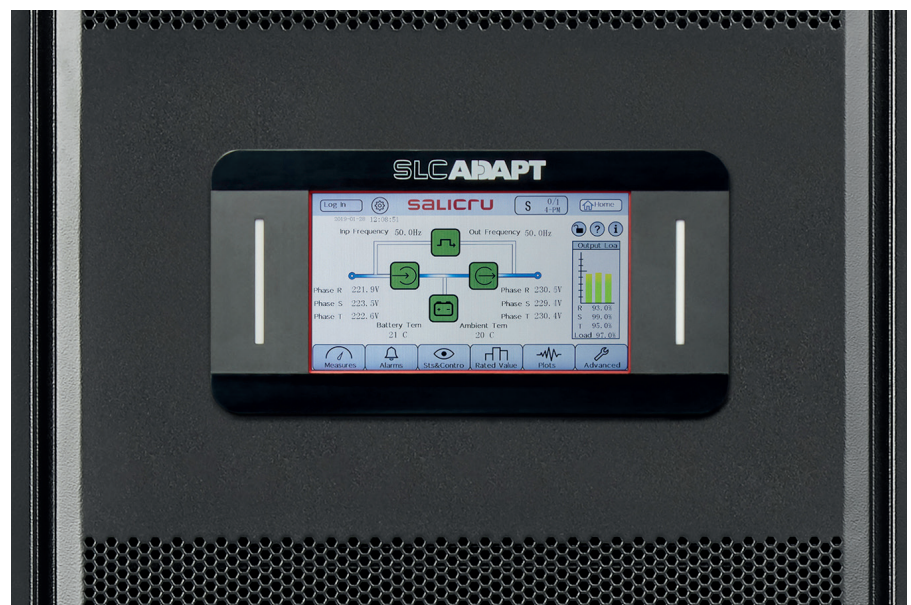
El factor decisivo es el tiempo de reparación (MTTR)

En sistemas tradicionales (stand-alone), el tiempo de reparación suele ser de 6 a 12 horas. Durante ese tiempo, el sistema opera sin redundancia, lo que aumenta el riesgo. En cambio, en sistemas modulares, los mó-

dulos son intercambiables en caliente, no es necesario pasar a bypass y el tiempo de sustitución puede ser de solo 30 minutos.

Este factor cambia completamente el resultado, porque si ambos sistemas tienen el mismo tiempo de reparación, la configuración 1+1 puede ser más fiable, pero si el sistema modular reduce el tiempo de reparación, su disponibilidad es muy superior, alcanzando estos seis nueves de disponibilidad.

Entonces, ¿son realmente más fiables los SAI modulares? La respuesta es sí, porque permiten redundancia real, escalabilidad, mantenimiento sin parada, y, sobre todo, tiempos de reparación mucho más cortos ●





Resiliencia, eficiencia y normativa: ¿pueden los centros de datos cumplir con Europa sin perder competitividad?

La nueva directiva europea impulsa medición avanzada, optimización del PUE y reutilización térmica, obligando a rediseñar la infraestructura energética sin comprometer la resiliencia operativa.

SOCOMEC

Centros de datos, redes de comunicaciones y plataformas cloud constituyen hoy una parte esencial del sistema productivo europeo que, sin embargo, están empezando a ser cuestionados por una cuestión cada vez más relevante: el impacto energético de la digitalización. Consciente de esta problemática, la Unión Europea ha decidido abordarlo desde un enfoque regulatorio que combina eficiencia, transparencia y responsabilidad energética.

Un marco regulatorio cuya punta de lanza es la revisión de la Energy Efficiency Directive (EED), una normativa que introduce por primera vez obligaciones específicas de reporte y monitorización para centros de datos de cierta escala dentro del territorio europeo. El objetivo es doble. Por un lado, mejorar la eficiencia energética de unas infraestructuras cuyo consumo eléctrico continúa creciendo. Por otro lado, generar un marco de trans-

parencia que permita comparar, evaluar y optimizar el rendimiento energético de los centros de datos en toda Europa.

Una coyuntura que hace del seguimiento energético un nuevo requisito regulatorio, pero que llega en un momento especialmente sensible para el sector. Haciendo que operadores, diseñadores de infraestructuras y responsables de política industrial se pregunten si es posible cumplir con los objetivos europeos de eficiencia sin comprometer la competitividad de los centros de datos. La respuesta depende, en gran medida, de cómo evolucionen el diseño eléctrico, la monitorización energética y la gestión operativa de estas instalaciones.

Transparencia energética: cuando medir se convierte en estrategia

La EED introduce un elemento clave para el sector: la transparencia energética obligatoria en centros de datos de gran tamaño. Los

operadores deberán reportar indicadores como:

- Consumo energético anual
- Power Usage Effectiveness (PUE)
- Uso de agua en sistemas de refrigeración
- Integración de energías renovables
- Capacidad de reutilización del calor residual

Este enfoque reconoce un principio fundamental en la gestión energética: no es posible optimizar aquello que no se mide con precisión.

Históricamente, muchos centros de datos contaban con sistemas de medición limitados a cuadros principales o a determinados subsistemas críticos. La nueva normativa exige una granularidad mucho mayor. La medición debe abarcar desde la acometida eléctrica hasta los niveles de distribución dentro de salas IT, permitiendo identificar pérdidas, desequilibrios o ineficiencias operativas.

Empresas especializadas en infraestructura eléctrica crítica, como Socomec, han trabajado durante años en el desarrollo de una arquitectura de medición avanzada, anticipando un escenario en el que la digitalización energética sería indispensable para operar centros de datos a gran escala. Y tecnologías como Digiware o analizadores avanzados como Diris Q800 ilustran esta evolución del concepto de medición. Siendo sistemas que permiten desplegar redes de sensores energéticos altamente escalables, capaces de monitorizar circuitos críticos con gran precisión, registrar perturbaciones eléctricas y proporcionar una visibilidad continua del comportamiento de la infraestructura.

Más que herramientas de reporte, estos sistemas se están consolidando como plataformas de inteligencia energética. Su función se extiende desde el cumplimiento normativo hasta la optimización operativa y la mejora de la resiliencia eléctrica.

PUE y eficiencia operativa: una métrica que cambia el diseño

Entre los indicadores que la EED obliga a reportar, el Power Usage Effectiveness (PUE) ocupa un lugar central. Este índice compara la energía total consumida por el centro de datos con la utilizada directamente por los equipos IT.

Los sistemas de alimentación ininterrumpida (UPS) desempeñan un papel determinante en este punto. Tradicionalmente, la prioridad absoluta en centros de datos ha sido la disponibilidad y los UPS se dimensionaban con amplios márgenes de seguridad; lo que en algunos casos generaba ineficiencias energéticas cuando las cargas operaban por debajo de su capacidad nominal.

Por suerte, la evolución tecnológica ha permitido resolver esta tensión entre resiliencia y eficiencia. Los UPS actuales ofrecen modos de operación con rendimientos muy elevados incluso en rangos de carga parciales. Arquitecturas modulares como Modulys XM permiten adaptar la capacidad instalada a la carga real del centro de datos, reduciendo pérdidas energéticas y mejorando la eficiencia global del sistema. Por su parte, plataformas de mayor potencia como Delphys XM están diseñadas para ofrecer altos niveles de eficiencia en aplicaciones de gran escala, donde



incluso pequeñas mejoras porcentuales pueden traducirse en ahorros energéticos significativos.

Recuperación de calor: del residuo energético al recurso urbano

Uno de los aspectos más innovadores de la nueva regulación europea es el impulso a la recuperación de calor residual. Los centros de datos generan grandes cantidades de calor debido al funcionamiento continuo de los servidores, un subproducto que tradicionalmente se evacuaba mediante sistemas de refrigeración. La política energética europea propone ahora cambiar esta perspectiva.

En entornos urbanos o industriales, ese calor puede integrarse en redes de calefacción urbana (district heating) o reutilizarse en procesos industriales cercanos. Algunos países del norte de Europa ya han desarrollado modelos en los que los centros de datos actúan como fuentes térmicas para comunidades locales.

Este enfoque transforma el papel de estas infraestructuras: de grandes consumidores eléctricos pasan a ser nodos energéticos dentro de ciclos de reutilización térmica. Para que estos modelos funcionen, la estabilidad y la previsibilidad del suministro eléctrico son esenciales, ya que cualquier interrupción comprometería tanto la disponibilidad informática como la continuidad del aprovechamiento térmico.

Monitorización y resiliencia: la base invisible de la sostenibilidad

La sostenibilidad en centros de datos suele asociarse a refrigeración eficiente o energías renovables. Sin embargo, la infraestructura eléctrica es la base que permite que todas estas estrategias funcionen.

Un centro de datos no puede optimizar su consumo si no dispone de una red eléctrica interna capaz de ofrecer datos precisos, estabilidad operativa y capacidad de respuesta ante perturbaciones. En este contexto, los sistemas de transferencia automática entre fuentes de energía son fundamentales. Equipos como Statys permiten conmutaciones seguras entre líneas de alimentación independientes, garantizando la continuidad operativa incluso ante fallos en la red.

Cuando estos sistemas se integran con plataformas de monitorización energética, es posible obtener una visión completa del comportamiento eléctrico del centro de datos, desde la calidad de la energía hasta la respuesta de los sistemas críticos ante incidencias. Esta inteligencia energética resulta clave para cumplir con las exigencias de la Directiva de Eficiencia Energética (EED) sin comprometer la resiliencia operativa.

En este ámbito, especialistas en infraestructura eléctrica crítica como Socomec aportan décadas de experiencia en sistemas de alimentación segura, medición energética avanzada y gestión de calidad de energía para centros de datos e instalaciones industriales ●

Eficiencia operativa en centros de datos: del PUE a la sostenibilidad integral

Uno de los grandes retos actuales en el sector de los centros de datos es la eficiencia en operación, entendida ya no solo como la minimización del consumo energético, sino como la optimización global del uso de recursos, la resiliencia operativa y la alineación con los objetivos de descarbonización.



MAR SERNA
PRESIDENTA
ASHRAE

En un contexto marcado por el crecimiento exponencial de la demanda digital —impulsado por la inteligencia artificial, el cloud y los servicios críticos—, los centros de datos han pasado de ser infraestructuras técnicas a convertirse en activos estratégicos dentro del sistema energético global. Desde ASHRAE, se viene observando esta evolución desde hace años, promoviendo un enfoque basado en estándares técnicos, operación eficiente y adaptación continua a nuevas cargas tecnológicas, especialmente en entornos de misión crítica.

Métricas clave para la gestión de los centros de datos

Las métricas tradicionales siguen siendo fundamentales, pero su interpretación ha

evolucionado significativamente en los últimos años.

PUE Y DCiE: vigentes pero no suficientes

El PUE es el acrónimo de Power Usage Effectiveness, y es el valor que resulta de dividir el consumo de energía empleada por todas las instalaciones del centro de datos entre la energía que se suministra al equipamiento IT de este. El DCiE es el acrónimo de Datacenter Infrastructure Efficiency, es el inverso del anterior, es decir el consumo total de energía requerida por el equipamiento IT dividido por el consumo total del centro.

Estas métricas, desarrolladas por The Green Grid y posteriormente estandarizadas, siguen siendo el punto de partida para evaluar la eficiencia.

Sin embargo, en 2026 su papel ha evolucionado:

- Ya no se utilizan como único indicador de rendimiento
- Se integran dentro de marcos más amplios de sostenibilidad
- Se complementan con métricas ambientales y operativas

En este sentido, desde ASHRAE se insiste en que el PUE debe interpretarse dentro de un contexto operativo más amplio, considerando las condiciones reales de explotación, la criticidad del servicio y la interacción entre sistemas.

La propia normativa y documentación comentada establece como medir estableciendo hasta cuatro categorías de PUE según los niveles de precisión o calidad buscada en la medida.

La mayor diferencia de estas categorías se basa en:

- La forma de definir en el intervalo de medida de la energía, pudiendo ser, en el caso más estricto 15 minutos o menos, y en el más laxo hasta periodos mensuales.
- El punto de medida de la energía, pudiendo ser desde las acometidas energéticas de la infraestructura hasta el punto de conexión de los sistemas IT.

Por tanto, el PUE es una medida orientativa que nos permite conocer la eficiencia energética del centro de datos, desde un punto de vista estrictamente energético. Por otro lado, como sabemos, medir y establecer pautas de control energético es la primera actividad del proceso de mejora de la actividad.

El rango “teórico” en el que se mueve el PUE está entre 1 y el infinito. El valor de 1 indicaría que tenemos una eficiencia del 100%, caso ideal y teórico. La mayoría de los estudios sectoriales relativos a centros de datos hablan de valores PUE por debajo de 2.0 para considerarlo de eficiencia media, pudiendo llegar a 1,2 en el caso de infraestructuras muy eficientes.

Nuevas métricas

La evolución del sector ha llevado a incorporar nuevas métricas que reflejan el impacto ambiental y el uso de recursos. Entre estas métricas que se irán implantando secuencialmente en el sector cabe destacar las siguientes:

- Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI): establece, en sus distintos alcances, las emisiones de gases a la atmósfera vinculadas a la explotación del centro de datos. En su "Alcance 1" se tienen en cuenta las emisiones directas que se producen a partir de fuentes controladas o propiedad de la organización del centro de datos. En su "Alcance 2" las emisiones basadas en la ubicación, indicando aquellas asociadas a las redes en la ubicación del centro de datos, dentro de un área geográfica definida y un período de tiempo definido. Y en su "Alcance 3" otras emisiones indirectas, por ejemplo, de la cadena de valor, viajes de negocios y gestión de residuos vinculadas al centro de datos. Dentro de la responsabilidad social corporativa de muchas empresas y de los planes de descarbonización asociados son ya puntos relevantes de reflexión y actuación.
- Eficacia del Uso del Carbono (CUE): indicador que cuantifica las emisiones de carbono asociadas a la operación de un centro de datos. Se define como la relación entre las emisiones anuales de CO₂ (principalmente de alcance 1 y 2) y el consumo energético de la carga IT. A diferencia de la intensidad de carbono absoluta, el CUE expresa dichas emisiones en términos relativos a la demanda de los equipos IT, permitiendo evaluar la eficiencia ambiental del centro en función de su actividad computacional.
- Eficacia en el Uso del Agua (WUE): indicador que cuantifica la eficiencia en el uso de agua en un centro de datos, definido como la relación entre el consumo total anual de agua y la energía consumida por la carga IT. Este parámetro permite evaluar el impacto hídrico asociado a la operación del centro en función de su actividad computacional.

Desde ASHRAE se está impulsando activamente la integración de estas métricas dentro de las estrategias de diseño y operación, entendiendo que la eficiencia ya no puede

analizarse únicamente desde el punto de vista energético.

Sistemas de tratamiento, operación y eficiencia energética

La eficiencia en centros de datos ha evolucionado hacia un enfoque sistémico que combina tecnología, operación y analítica avanzada.

Entre estas estrategias cabe destacar el freecooling y optimización térmica. El uso de freecooling sigue siendo una de las estrategias más eficaces para reducir el consumo energético.

En la actualidad, su implementación ha evolucionado hacia:

- Sistemas híbridos
- Integración con enfriamiento evaporativo y adiabático
- Optimización mediante control avanzado

Las guías técnicas y recomendaciones de ASHRAE han contribuido significativamente a establecer criterios de diseño que permiten maximizar el aprovechamiento de condiciones exteriores sin comprometer la fiabilidad del sistema. No obstante siempre hay que analizar las posibles limitaciones asociadas al clima, contaminación, humedad o control de partículas de la zona de ubicación.

Gestión de la temperatura

Otras de las medidas relevantes, siempre que la operación y tipología de centro de datos lo permita es la gestión de la temperatura interior. Teniendo en cuenta que la mayoría de los fabricantes de electrónica fijan límites superiores no por encima de 30-35 °C para que entren en estrés térmico hay cierta capacidad de permitir su variabilidad y lograr una uniformidad adecuada en su explotación. Hay que tener en cuenta varios puntos:

- La guía de diseño de ASHRAE (ASHRAE's Technical Committee 9.9 (TC 9.9) Mission Critical Facilities, Technology Spaces, and Electronic Equipment) está adaptando, y ampliando el margen de explotación de los centros de datos atendiendo a su criticidad y tipología. En esa línea operar en rangos de los 18 a 27°C en algunos casos con humedades del 50% empieza a poder ser una pauta.

Monitorización y operación inteligente

La digitalización de la operación es uno de los grandes vectores de cambio.

Hoy en día, los centros de datos incorporan:

- Sensórica distribuida
- Monitorización en tiempo real
- Algoritmos de optimización

En línea con las recomendaciones de ASHRAE, la correcta ubicación de sondas, la calidad de los datos y su interpretación son elementos críticos para garantizar la eficiencia real de la instalación.

Arquitecturas de flujo de aire optimizadas

Las estrategias de contención siguen siendo clave, pero se complementan con:

- Modelización CFD
- Ajustes dinámicos de caudal
- Integración con sistemas de control avanzado

Este enfoque permite pasar de un diseño estático a una operación adaptativa.

El papel de ASHRAE en la evolución del sector

En este contexto de transformación, el papel de ASHRAE resulta especialmente relevante.

A través de sus estándares, guías y comités técnicos, la organización:

- Define buenas prácticas internacionales
- Establece criterios de diseño y operación
- Facilita la transición hacia modelos más sostenibles

La colaboración entre industria, operadores y organismos técnicos es clave para afrontar los retos actuales del sector. La eficiencia en centros de datos ha dejado de ser una cuestión puramente técnica para convertirse en un factor estratégico.

Si bien métricas como el PUE siguen siendo relevantes, el verdadero desafío en 2026 es integrar eficiencia, sostenibilidad y resiliencia en un único modelo operativo.

Desde ASHRAE el compromiso es claro: seguir impulsando el conocimiento técnico, la innovación y la estandarización como pilares fundamentales para el desarrollo de centros de datos más eficientes, sostenibles y preparados para el futuro digital. En esa línea la optimización energética con IA y gestión predictiva tendrán su adecuada respuesta. En el caso de España la limitación de capacidad (falta de energía y red eléctrica) para permitir el desarrollo ágil de infraestructuras están llevando a integración con renovables, sistemas de almacenamiento y flexibilidad de demanda que tendrán un fuerte desarrollo en los próximos años ●

El reto energético en el desarrollo de centros de datos en España

El crecimiento del mercado de Data Centers en España está estrechamente ligado a la disponibilidad energética y a la capacidad de integrar criterios de sostenibilidad desde fases tempranas. Episodios recientes de interrupciones eléctricas han reforzado la relevancia de la resiliencia energética en un contexto de fuerte demanda.

CARLOTA GONZÁLEZ DEL VALLE BARRERA
DIRECTORA DE COMUNICACIÓN Y MARKETING
DREES & SOMMER ESPAÑA

En los últimos años, el mercado de data centers en España ha experimentado un notable impulso, principalmente debido a la creciente digitalización de la economía, la expansión de los servicios en la nube, y el desarrollo de tecnologías como la inteligencia artificial. Este auge ha convertido

al país en un mercado emergente clave en el sur de Europa, atrayendo a inversores internacionales y fomentando nuevos desarrollos.

Madrid se ha establecido como el principal centro a nivel nacional, concentrando gran parte de la actividad, y se ha posicionado como un nodo estratégico de interconexión. Barcelona también mantiene un papel destacado, mientras que otras regiones como Aragón o la Comunidad Valenciana empiezan a ganar protagonismo en el mapa de implantación de estas infraestructuras.

Sin embargo, el desarrollo del sector ya no depende únicamente de factores tradicionales como la localización o la conectividad: en el contexto actual, la disponibilidad de energía se ha convertido en uno de los principales condicionantes para la viabilidad de nuevos proyectos.

El acceso a la potencia eléctrica, los plazos asociados a nuevas conexiones a la red y la creciente competencia por recursos energéticos limitados están marcando el ritmo del desarrollo del mercado. En determinadas ubicaciones la capacidad de acceso a la energía puede suponer una limitación real, lo que está impulsando la exploración de nuevas localizaciones con mayor disponibilidad energética.



En paralelo, episodios recientes de interrupciones en el suministro eléctrico han puesto de manifiesto la importancia de la continuidad energética en infraestructuras críticas. Sin entrar en el análisis de causas, estos eventos evidencian la dependencia del entorno digital respecto a la estabilidad del suministro, así como la necesidad de reforzar la fiabilidad de los sistemas asociados.

En el caso de los data centers, esta realidad se traduce en la necesidad de diseñar instalaciones con altos niveles de disponibilidad. La redundancia en el suministro eléctrico, la integración de sistemas de respaldo y la planificación de escenarios de contingencia son elementos esenciales para garantizar la continuidad operativa.

Este escenario obliga a integrar el componente energético desde fases muy tempranas del proyecto. La planificación del suministro, la evaluación de alternativas de conexión y la incorporación de fuentes renovables forman parte ya de las decisiones estratégicas iniciales. Asimismo, instrumentos como los acuerdos de compra de energía a largo plazo (PPA) están adquiriendo un papel cada vez más relevante en la estructuración de los proyectos.

A ello se suma la creciente exigencia en materia de sostenibilidad. Los Data Centers,

como infraestructuras intensivas en consumo energético y operación continua, deben adaptarse a criterios cada vez más estrictos en eficiencia y reducción de impacto ambiental. Indicadores como el Power Usage Effectiveness (PUE), la optimización de los sistemas de refrigeración o la gestión eficiente del consumo hídrico son aspectos clave en el diseño y operación.

Otro elemento determinante es la disponibilidad de suelo adecuado. No se trata únicamente

de superficie, sino de emplazamientos que cumplan condiciones técnicas específicas, como proximidad a infraestructuras eléctricas, capacidad de conexión, accesibilidad y viabilidad urbanística. La complejidad de estos requisitos hace imprescindible un análisis integral en fases tempranas.

En este contexto, el desarrollo de data centers requiere un enfoque multidisciplinar que combine planificación estratégica, conocimiento técnico y capacidad de gestión. Las decisiones adoptadas en etapas iniciales, especialmente en relación con la ubicación y el modelo energético, tienen un impacto directo en la viabilidad a largo plazo.

La clave está en la coordinación entre los diferentes agentes involucrados. Por ejemplo, promotores, operadores, administraciones públicas y compañías energéticas tienen que trabajar en conjunto. Esto ayudará a reducir incertidumbres, optimizar plazos y asegurar que los desarrollos sean sostenibles.

España tiene una oportunidad clara de consolidarse como un centro neurálgico para data centers en Europa. Su éxito, sin embargo, dependerá de cómo se enfrenten los retos energéticos, regulatorios y técnicos actuales. Además, es vital fortalecer la resiliencia de las infraestructuras que sostienen este ecosistema digital ●

La solución modular para un futuro energético eficiente

MODULYS XM

SAI modular, flexible y redundante de **HASTA 2 MW**



MTR mínimo



Hot swap por el usuario



Alta disponibilidad y gran flexibilidad



Capacidad de paralelo hasta 2 MW

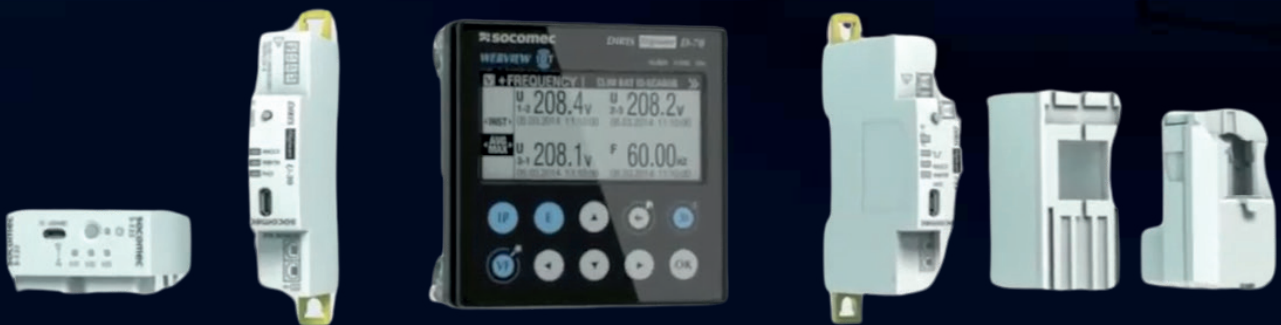


Ideal para infraestructuras críticas



DIRIS DIGIWARE

El sistema de medición y supervisión más completo para garantizar el rendimiento energético



Sistema de supervisión de la energía eléctrica, de gran fiabilidad y precisión, esencial para mantener la eficiencia, la disponibilidad y la seguridad de las instalaciones



Disponibilidad y cumplimiento ambiental en data centers: una tensión crítica en la AAI

Los grupos electrógenos son cruciales en la arquitectura de continuidad de cualquier data center. Sin embargo, en instalaciones de gran escala, demostrar esa disponibilidad mediante pruebas y mantenimiento deja de ser solo una cuestión técnica: puede condicionar directamente la Autorización Ambiental Integrada (AAI), situando la disponibilidad operativa y el cumplimiento ambiental en una tensión cada vez más relevante.

HIMOINSA

El mantenimiento empieza a condicionar la autorización

En proyectos de gran escala, el régimen de pruebas de los grupos electrógenos deja de ser un asunto interno para convertirse en una variable clave dentro del expediente ambiental. La razón de ello es estructural. Los motores de emergencia apenas operan en condiciones reales, pero acumulan horas debido a las pruebas periódicas. Y son precisamente esas horas las que computan dentro de los límites establecidos por la AAI.

A esto se suma un factor crítico: la simultaneidad. Si el plan de mantenimiento contempla el arranque de múltiples equipos al mismo tiempo, los modelos de dispersión atmosférica empleados por la Administración pueden proyectar concentraciones elevadas de contaminantes a nivel de inmisión. El resultado es inmediato: riesgo de no obtención de la autorización. En este contexto, el mantenimiento deja de ser una garantía de disponibilidad para convertirse en un elemento determinante en la viabilidad del proyecto.

La falsa seguridad del mantenimiento tradicional

Los arranques frecuentes, de corta duración y sin carga significativa no solo consumen horas del limitado margen operativo anual, sino que generan condiciones de combustión ineficientes. El resultado es un aumento de emisiones, mayor presencia de partículas y fenómenos como el wet stacking (combustión incompleta por operación a baja carga), que afectan tanto al comportamiento ambiental como a la integridad del equipo.

Desde la perspectiva de la AAI, este enfoque penaliza en dos frentes: incrementa el cómputo de horas y empeora el perfil de emisiones en los modelos de dispersión. Así, se sostiene que



aumentar la frecuencia de pruebas no siempre mejora la disponibilidad, y puede comprometerla desde el punto de vista regulatorio.

La AAI ya no mira solo la chimenea

El cambio de enfoque en la evaluación ambiental se fija en la emisión en origen, así como el impacto en el entorno. La clave está en la inmisión. El evaluador no analiza únicamente el rendimiento individual de un equipo, sino el comportamiento conjunto de la instalación. Esto es, cuántos motores operan simultáneamente, en qué condiciones, en qué franjas horarias y bajo qué variables meteorológicas.

Los modelos de dispersión atmosférica utilizados por la Administración permiten anticipar la dispersión de contaminantes y su impacto a nivel de calle, donde realmente se mide el cumplimiento. En este escenario, variables como la temperatura de los gases de escape, la altura de las chimeneas o la secuencia de arranque adquieren un peso decisivo. A ello se suma la limitación estricta de horas anuales, que obliga a optimizar cada ciclo de funcionamiento.

Más potencia instalada, más presión regulatoria

El contexto refuerza esta tendencia. El crecimiento del sector está impulsando data centers con mayor densidad de potencia instalada, frecuentemente ubicados en entornos próximos a núcleos urbanos. Este desarrollo convive con normativas cada vez

más exigentes en materia de calidad del aire y control de emisiones.

La combinación de ambos factores eleva el nivel de exigencia. Decisiones operativas como la planificación de pruebas, la simultaneidad de arranques o la distribución de horas de funcionamiento adquieren una dimensión estratégica.

Redefinir la disponibilidad

Este escenario obliga a replantear el concepto de disponibilidad. Ya no puede asociarse exclusivamente a la frecuencia de pruebas, ni evaluarse únicamente desde la fiabilidad mecánica del equipo. Ambos deben integrarse desde el diseño y, especialmente, en el modelo de operación y mantenimiento. Esto implica revisar criterios establecidos: cómo se planifican las pruebas, en qué condiciones de carga se ejecutan, cómo se distribuyen en el tiempo o cómo se adaptan a variables externas.

Desde la experiencia de Himoinsa en entornos de misión crítica, el reto es alinear ingeniería, operación y regulación bajo un mismo enfoque.

Un equilibrio que el sector todavía está definiendo

Compatibilizar disponibilidad y cumplimiento ambiental no responde a una solución única. Exige un cambio de enfoque en la forma de diseñar y operar los sistemas de respaldo. El riesgo es triple: técnico, económico y regulatorio. En un entorno donde la AAI define las condiciones de operación desde el inicio, cada decisión técnica tiene una traducción directa en la autorización del proyecto. El sector se encuentra en un punto de inflexión. Y en una infraestructura donde la fiabilidad es innegociable, encontrar ese equilibrio se perfila como uno de los desafíos clave en la evolución de los data centers ●



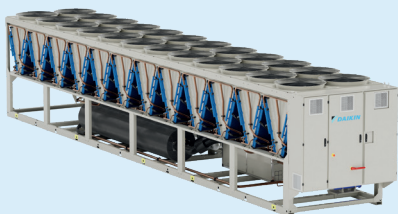
Soluciones de climatización para **Data Center**

✓ Servicio global de **refrigeración**

CRAH, Fan Wall y CDU



Enfriadoras y Dry-Coolers



✓ Sistema integral **Daikin**

- Soluciones de **control**
- Servicio **postventa propio**

✓ Casos de éxito **en todo el mundo**



NORUEGA



EMIRATOS ÁRABES



BRASIL Y CHILE





Joaquín Rodríguez Antibón

Iberia Data Center Market Sales Director, Carrier

“El cliente ya no pide solo capacidad de frío, sino eficiencia, escalabilidad y resiliencia operativa”

Joaquín Rodríguez Antibón analiza la evolución de la refrigeración en centros de datos, donde el aumento de cargas de alta densidad —impulsadas por IA y computación avanzada— está redefiniendo el diseño térmico. El sector avanza hacia arquitecturas híbridas y soluciones líquidas, con mayor peso de la digitalización, la optimización energética y la disponibilidad de potencia como factores clave en la toma de decisiones.

¿Qué cambios concretos está viendo Carrier en los requisitos de refrigeración de los nuevos proyectos?

Estamos viendo tres cambios claros: más densidad por rack, mayor exigencia de control térmico preciso y una transición desde soluciones solo aire hacia arquitecturas híbridas y, en determinados casos, refrigeración líquida directa. Además, el cliente ya no pide solo capacidad de frío, sino eficiencia, escalabilidad y resiliencia operativa desde el diseño inicial.

¿El mercado español está preparado para pasar de esquemas tradicionales de aire a arquitecturas híbridas o de refrigeración líquida directa?

Está preparado, pero de forma desigual. Los nuevos desarrollos, especialmente los vinculados a colocation e IA, ya contemplan estas arquitecturas; en cambio, parte del parque instalado todavía está en una fase más prudente. El cambio no va a ser inmediato ni homogéneo, pero sí claramente progresivo.

¿En qué tipo de aplicaciones ve una adopción más rápida de estas nuevas fórmulas?

La adopción más rápida la veremos en cargas de alta densidad: IA, HPC (computación de

alto rendimiento), minería de criptomonedas con computación intensiva en volumen de cálculo repetitivo (hashing) y entornos cloud de nueva generación. Ahí la limitación ya no es solo energética, sino térmica, y las soluciones avanzadas de refrigeración dejan de ser una opción para convertirse en una necesidad.

En un contexto de presión sobre la red eléctrica, ¿qué peso están ganando variables como PUE, consumo de agua, capacidad de respaldo y flexibilidad operativa en la decisión tecnológica de los operadores?

Hoy son variables centrales. El operador busca maximizar cada megavatio disponible, reducir consumos auxiliares, limitar el uso de agua cuando el entorno lo exige y mantener capacidad de respaldo real. La decisión tecnológica ya no se toma por un único KPI, sino por el equilibrio entre eficiencia, resiliencia y flexibilidad operativa.

España quiere atraer más inversión en centros de datos, ¿cuál es hoy el principal límite?

El principal límite es la disponibilidad de potencia eléctrica en plazo y con suficiente previsibilidad. A eso se suman la velocidad administrativa, la planificación de red y, en

algunos casos, la disponibilidad de suelo adecuado. La demanda existe; el reto es convertir esa demanda en capacidad desplegable.

Carrier insiste en que la eficiencia ya no puede comprometer la resiliencia. ¿Cómo se equilibra en un data center la reducción del consumo energético con la necesidad de garantizar uptime y redundancia real?

Se equilibra diseñando eficiencia dentro de una arquitectura robusta, no a costa de ella. Es decir, con redundancia bien planteada, equipos modulares, control avanzado y estrategias de operación que permitan optimizar consumo sin perder continuidad de servicio. En un data center, la eficiencia útil es la que convive con el uptime.

¿Qué papel van a jugar la supervisión digital, el DCIM y el mantenimiento predictivo en la próxima generación de centros de datos, especialmente en instalaciones con operación crítica 24/7?

Van a ser fundamentales. Ya no basta con tener equipos eficientes; hay que operarlos con visibilidad en tiempo real, anticipación y capacidad de decisión. La supervisión digital, el DCIM y el mantenimiento predictivo permitirán detectar desviaciones antes de

que impacten, optimizar la operación y reducir riesgo en entornos 24/7.

En la práctica, ¿qué está pidiendo hoy más el cliente: más eficiencia, más capacidad para cargas de IA, menos consumo de agua o más visibilidad operativa sobre el activo?

Hoy el cliente pide todo eso a la vez, pero la prioridad suele depender del tipo de proyecto. En nuevos desarrollos para IA, pesa más la capacidad térmica y la escalabilidad; en otros casos, la eficiencia, el agua y la visibilidad operativa ganan más protagonismo. La tendencia es clara: el cliente quiere rendimiento con control.

¿Hasta qué punto la optimización térmica se está convirtiendo en una forma indirecta de “ganar megavatios” sin ampliar infraestructura?

Hasta un punto muy relevante. Mejorar la gestión térmica reduce consumos auxiliares, libera capacidad eléctrica y permite

soportar más carga IT sobre la misma infraestructura. En muchos casos, optimizar la refrigeración es una de las formas más rápidas y rentables de aumentar capacidad efectiva.

Si pensamos en retrofit, ¿qué errores se repiten más cuando un operador intenta adaptar un centro de datos convencional a cargas de computación mucho más intensivas?

El error más común es pensar que basta con añadir más equipos de frío. En realidad, hay que revisar el conjunto: distribución de aire, arquitectura térmica, hidráulica, control, potencia disponible y operación. Otro error frecuente es no planificar la escalabilidad y hacer intervenciones parciales que luego limitan la evolución del site.

¿Cómo está afectando la evolución regulatoria —eficiencia energética, huella de carbono, refrigerantes, uso del agua— al diseño de las soluciones de Carrier para

centros de datos en Europa?

Está influyendo de forma directa, ya que Carrier está siempre en la vanguardia con sus nuevos desarrollos y está siempre alineado con las regulaciones. Hoy el diseño debe responder no solo a requisitos técnicos, sino también a exigencias crecientes en eficiencia, sostenibilidad, trazabilidad y cumplimiento normativo. Eso impulsa soluciones con menor impacto ambiental, mejor control operativo y una visión más integral del ciclo de vida del activo.

Mirando a los próximos tres años, ¿qué novedades veremos en España?

Veremos una mayor segmentación del mercado: proyectos preparados para IA, más soluciones híbridas, más digitalización de la operación y una presión creciente por construir con eficiencia y rapidez sin comprometer resiliencia. También veremos más retrofit inteligente, porque no todo el crecimiento vendrá de DCs nuevos; parte vendrá de exprimir mejor los existentes ●



ACT

IMPULSANDO CENTROS DE DATOS EN ESPAÑA. DE FORMA EFICIENTE.

Soluciones energéticas y de descarbonización prácticas, escalables y alineadas con las exigencias del sector.

Reduzca las emisiones Alcance 1 sin comprometer la fiabilidad operativa.
Escanee el código QR y descubra cómo.



ACT ON IT.





Almacenamiento a gran escala para la estabilidad del sistema eléctrico: visión técnica y retos de integración

La rápida expansión de la generación renovable en España ha incrementado la necesidad de recursos capaces de proporcionar estabilidad dinámica, flexibilidad operativa y capacidad de almacenamiento a gran escala. Tanto los sistemas BESS como las centrales de bombeo reversible desempeñan un papel esencial, donde la ingeniería eléctrica y el diseño de máquinas, convertidores y controles avanzados resultan determinantes.

JAVIER DE LA MORENA CANCELA
RESPONSABLE DE GRANDES CUENTAS
Y MARKETING
WEG IBERIA INDUSTRIAL

La integración masiva de energías renovables no gestionables está transformando de forma profunda el comportamiento del sistema eléctrico español. La elevada penetración fotovoltaica diurna, combinada con la creciente participación de parques eólicos, ha generado nuevas exigencias para la red: rampas de potencia cada vez más pronunciadas, episodios de tensión elevada en horas de baja demanda y una reducción significativa de la inercia efectiva del sistema debido a la retirada progresiva de unidades síncronas tradicionales. Este es-

cenario obliga a disponer de infraestructuras capaces de aportar flexibilidad, estabilidad transitoria y capacidad de almacenamiento energético en distintas escalas temporales.

En este proceso, las grandes plantas de baterías (BESS) y las centrales de bombeo reversible se han convertido en dos pilares complementarios. Ambas tecnologías responden a necesidades diferentes, aunque convergen en un requisito común: la necesidad de soluciones eléctricas avanzadas que garanticen un funcionamiento seguro, estable y eficiente frente a una red cada vez más exigente.

Los sistemas de almacenamiento basados en baterías han evolucionado notablemente

en la última década. Sus capacidades ya no se limitan únicamente a almacenar energía durante cortos periodos; hoy destacan por su rapidez de respuesta y su capacidad para intervenir en la regulación de frecuencia en cuestión de milisegundos. Esto es posible gracias a la electrónica de potencia avanzada, que permite la conversión inmediata de consignas de potencia activa y reactiva en una respuesta eléctrica controlada y estable. Los convertidores utilizados en plantas BESS de gran escala incorporan topologías multinivel, algoritmos de modulación de alta precisión y sistemas de control redundantes que les permiten operar incluso en redes débiles, manteniendo niveles de distorsión

armónica muy reducidos y garantizando una excelente calidad de suministro.

Por otro lado, el sistema de gestión integral de la planta es igualmente determinante. Cada BESS está compuesto por miles de celdas que deben mantenerse dentro de rangos muy estrictos de tensión, corriente y temperatura. El BMS (Battery Management System) supervisa constantemente estos parámetros, pero es el EMS (Energy Management System) el que coordina los flujos globales de energía, optimiza los ciclos de carga y descarga y gestiona la interacción con el operador del sistema. El EMS determina cuándo debe priorizarse una respuesta rápida para contener una desviación de frecuencia, cuándo es necesario almacenar energía excedentaria o cuándo conviene liberar potencia para apoyar la operación del sistema en momentos de demanda elevada. La coordinación entre BMS, convertidores y EMS determina la fiabilidad general del sistema.

Además de la regulación de frecuencia, los grandes BESS desempeñan un rol clave en la gestión de tensión. En muchas zonas de España, especialmente en regiones con alta densidad fotovoltaica, se producen elevaciones de tensión durante horas centrales del día. La capacidad del BESS para suministrar o absorber potencia reactiva permite modular la tensión en nivel de subestación y reducir el estrés sobre líneas y transformadores. En momentos de fallos en la red, los BESS deben también mantener la conexión, soportar huecos de tensión y responder con inyecciones ordenadas de corriente, cumpliendo así los requisitos de “fault ride-through” establecidos por los códigos de red. Esta capacidad de permanecer operativos en condiciones de elevada exigencia distingue a las soluciones de nueva generación que incorporan funciones de control avanzadas para garantizar estabilidad transitoria.

Mientras que las baterías ofrecen velocidad y precisión, el almacenamiento mediante bombeo reversible aporta algo que ninguna otra tecnología ofrece con la misma escala: capacidad energética masiva y verdadera inercia física. Las centrales de bombeo permiten desplazar grandes cantidades de energía durante horas o incluso días, lo que resulta esencial en un sistema donde se producen excedentes renovables recurrentes y previsibles. Pero más allá de su función energética, los grupos síncronos utilizados en estas instalaciones aportan estabilidad



al sistema eléctrico en forma de inercia rotacional real. Esta inercia contribuye a limitar la tasa de cambio de frecuencia y proporciona amortiguamiento natural frente a perturbaciones. En momentos de contingencia, el comportamiento inercial de las máquinas hidráulicas facilita el restablecimiento de la estabilidad angular, algo que la electrónica de potencia solo puede emular parcialmente mediante algoritmos de inercia sintética.

El papel de las máquinas eléctricas en las plantas de bombeo no es menor. Tanto los generadores como los motores deben operar bajo altos requisitos mecánicos y eléctricos, soportando variaciones frecuentes de carga y cambios rápidos en el modo de operación entre bombeo y generación. La robustez y precisión en el diseño de estas máquinas determina su eficiencia global y su durabilidad. Además, la capacidad de los excitadores y sistemas de control asociados a los generadores síncronos permite una regulación fina de la potencia reactiva, contribuyendo de forma muy efectiva al control de tensión en redes extensas o en zonas donde la renovable variable introduce oscilaciones perceptibles.

A medida que el sistema eléctrico español evoluciona hacia una mayor electrificación y una mayor dependencia de recursos renovables, se hace evidente que ninguna tecnología de almacenamiento puede por sí sola garantizar la estabilidad requerida. Los BESS aportan rapidez, control y flexibilidad, mientras que el bombeo reversible aporta capacidad energética y soporte inercial. La complementariedad entre ambos permite cubrir todas las necesidades temporales de la red, desde milisegundos hasta ciclos dia-

rios completos. Mientras los BESS gestionan rampas rápidas, compensan fluctuaciones renovables y aportan respuesta dinámica, las centrales de bombeo absorben excedentes prolongados, almacenan energía a gran escala y aportan estabilidad estructural.

En este contexto, las soluciones eléctricas avanzadas —incluyendo convertidores de gran potencia, sistemas de control predictivo, máquinas rotativas de alta eficiencia y algoritmos coordinados de gestión energética— se convierten en elementos críticos para garantizar la transición hacia un sistema más renovable sin comprometer la seguridad de suministro. La ingeniería del almacenamiento ya no se limita a seleccionar una tecnología, sino a integrar múltiples disciplinas: electrónica de potencia, control, sistemas embebidos, máquinas eléctricas, análisis de red y planificación operativa.

El avance hacia un sistema 100% renovable requiere tanto capacidad energética como estabilidad dinámica. El almacenamiento a gran escala, en sus dos vertientes principales —baterías y bombeo reversible— constituye una respuesta sólida y necesaria a los retos actuales. Su integración adecuada, acompañada de soluciones eléctricas robustas y un control avanzado de planta, será clave para garantizar que el sistema eléctrico español continúe operando con altos niveles de fiabilidad, a pesar de la creciente complejidad introducida por la transición energética.

Complementariedad entre grandes BESS y centrales de bombeo

En el sistema español —y especialmente en regiones con alta penetración fotovoltaica— se observa una tendencia clara:

- Los BESS proporcionan velocidad, regulación fina y servicios de estabilidad.
- Las centrales de bombeo aportan capacidad energética y reserva a largo plazo.

Ambos recursos son necesarios y complementarios (ver tabla, abajo).

Esta combinación permite avanzar hacia un sistema eléctrico más fiable, renovable y eficiente ●

| Necesidad del sistema | BESS utility-scale | Bombeo reversible |
|-------------------------|------------------------------|-----------------------------|
| Respuesta en ms | ✓ Excelente | — No diseñado para ello |
| Inercia física | — Necesita inercia sintética | ✓ Sí |
| Capacidad energética | — Limitada por baterías | ✓ Muy alta |
| Regulación de tensión | ✓ Muy buena | ✓ Muy buena |
| Gestión de congestiones | ✓ | ✓ Excelente a escala diaria |

Almacenamiento energético en entornos comerciales, industriales y de gran escala: parámetros técnicos, arquitectura de sistema y criterios de integración

El almacenamiento electroquímico estacionario ha evolucionado desde soluciones de respaldo puntual hasta convertirse en infraestructura crítica del sistema eléctrico. Su integración eficaz en entornos comerciales e industriales y su implementación a gran escala requieren diseñar no solo la capacidad energética, sino la arquitectura completa: conversión de potencia, gestión de calidad de red y sistema de control inteligente.

IEQSY

La penetración creciente de generación renovable intermitente en la red eléctrica española —con objetivos de 20 GW de almacenamiento para 2030 y 30 GW para 2050 según el PNIEC— ha redefinido los requisitos técnicos de los sistemas de almacenamiento estacionario. En el ámbito comercial e industrial (C&I), el almacenamiento ya no puede evaluarse únicamente por su capacidad nominal en kWh: los parámetros determinantes son la densidad de ciclos, la estabilidad térmica de la química empleada, la eficiencia de conversión del PCS (Power Conversion System) y la capacidad del BMS (Sistemas de gestión de edificios, traducido del inglés) para gestionar el estado de degradación celda a celda.

La tecnología LiFePO_4 (LFP) se ha consolidado como referencia para aplicaciones estacionarias C&I gracias a su estabilidad electroquímica inherente. A diferencia de las químicas NMC o NCA, la celda LFP no libera oxígeno reactivo ante elevaciones térmicas, lo que elimina el riesgo de thermal runaway en cascada. Sus parámetros operativos permiten superar los 8.000 ciclos a capacidades de descarga del 80 % (DoD), con retención de capacidad superior al 80 % al final de vida útil. La refrigeración líquida —con diferencias térmicas entre celdas inferiores a 3 °C— es el factor que garantiza la homogeneidad del envejecimiento y, por tanto, la fiabilidad del SoH (State of Health) proyectado.

Sin embargo, el principal error de diseño en instalaciones C&I no es la elección de la química, sino la omisión de la capa de ca-



lidad eléctrica. Un sistema BESS opera en corriente continua; su interfaz con la red alterna introduce perturbaciones si el PCS no incorpora filtrado activo. Pero más allá de la conversión, la red industrial presenta fenómenos que el almacenamiento por sí solo no puede corregir: distorsión armónica de orden 3, 5, 7 y 11 generada por variadores de frecuencia, huecos de tensión de duración subcíclica (inferiores a 20 ms), corrientes de secuencia cero en redes con cargas no lineales, y desequilibrios de fase que inducen par oscilante en motores síncronos y asíncronos.

La corrección de estos fenómenos requiere un acondicionador de potencia activo —tecnología UPQC (Unified Power Quality Conditioner) o equivalente— capaz de actuar en tiempos inferiores a un ciclo de red. La integración en serie-paralelo permite tanto la inyección de tensión compensadora (serie) como la absorción de corrientes armónicas y reactivas (paralelo), con tiempos de respuesta inferiores a 500 μs . Esta capa de protección activa es complementaria al BESS, no redundante con él: gestiona eventos de

alta frecuencia temporal que superan la dinámica de respuesta del PCS convencional.

En proyectos de gran escala (utility scale), la complejidad se traslada a la participación en mercados de ajuste. El acceso a servicios de regulación de frecuencia primaria (FCR) y secundaria (aFRR) exige tiempos de activación plena inferiores a 30 segundos y 5 minutos respectivamente, según los códigos de red de ENTSO-E. Los sistemas BESS utility con PCS de topología

DAB (Dual Active Bridge) y semiconductores de carburo de silicio (SiC) permiten alcanzar eficiencias de conversión del 97,5 % y gradientes de potencia (ramp rate) superiores a 100 % Pn/minuto, lo que los hace aptos para prestar FCR sin penalización por degradación adicional de ciclos.

La gestión inteligente mediante EMS (Energy Management System) con capacidad de análisis predictivo —incorporando modelos de degradación P2D (Pseudo-Two Dimensional) y gemelos digitales sincronizados en tiempo real— permite optimizar simultáneamente el arbitraje en el mercado OMIE, el peak shaving y la participación en mercados de balance, maximizando el retorno sobre el activo (ROA) a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

La certificación del ahorro bajo protocolo IPMVP (International Performance Measurement and Verification Protocol) y el cumplimiento de las normas IEC 62619, IEC 61000-4-30 Clase A y EN 50160 constituyen los requisitos mínimos para la integración normativa de estos sistemas en el marco regulatorio español y europeo vigente ●

JUN
23-25
2026

MESSE MÜNCHEN, ALEMANIA

La feria de la industria solar líder en el mundo

- **Connecting Solar Business:** mercados internacionales, nuevos modelos de negocio, tecnologías innovadoras y tendencias
- **Experimente las innovaciones en primera persona:** desde células y módulos solares hasta inversores, sistemas de montaje y plantas híbridas fotovoltaicas
- **Participar en el crecimiento:** seguir el paso y beneficiarse del dinámico mercado fotovoltaico
- **Punto de encuentro del sector:** más de 100.000 expertos en energía y alrededor de 2.800 expositores en cuatro ferias paralelas



ESCANEAR
TODO INFO

Almacenamiento: al rescate de la integración renovable

El almacenamiento de energía eléctrica está en un punto muy incipiente en el mercado español, con un grandísimo potencial tanto en baterías como bombeos para seguir integrando las renovables que ya empezábamos a tener que desperdiciar.

JAVIER REVUELTA E IGNACIO COBO
SENIOR PRINCIPALS
AFRY MANAGEMENT CONSULTING

Contexto de mercado y precios

Tras la anterior década de estancamiento, España ha corrido mucho en la instalación de generación solar y eólica en los últimos 5 años, pasando de 5 GW a 50 GW fotovoltaicos (incluyendo 9 GW de autoconsumo) y de 25 GW a 32 GW eólicos. Las motivaciones para este ritmo frenético han sido varias, pero cabe destacar el efecto acelerador de la crisis del gas pre-invasión de Ucrania, combinada con unos años 2022 y 2023 muy secos que dieron la percepción efímera y equivocada de que se mantendrían precios solares altos 'se conectase lo que se conectase'. La larga inercia de decisiones de inversión tomadas en ese periodo llega hasta hoy, con una instalación récord en 2025, y aún con mucho 'pipeline' en Ready-to-Build a la espera de decisiones de construcción complicadas.

Sin embargo, el almacenamiento para integrar toda esta energía renovable no ha despegado con la fuerza esperada por diversos

motivos, como una tramitación más compleja y larga de lo que muchos esperaban, así como unos fundamentales económicos no tan claros para los inversores.

El resultado del desacompasamiento entre la instalación de energías renovables, y el incremento de demanda y despliegue de baterías y de bombeos, nos ha llevado a una galopante 'canibalización solar'. Esta canibalización ha venido creciendo desde 2020, con apuntamientos solares galopantemente a la baja por la creciente frecuencia de precios próximos a 0€/MWh. Y es que cuando el mix de capacidad alcanza a 'saturar' el consumo eléctrico con energías renovables de coste variable casi nulo, el precio cae a plomo hasta valores próximos a 0 o incluso negativos (¡10% de las horas de 2025!).

También se han incrementado los 'curtailments', por mercado y técnicos, evidenciando la necesidad de almacenar cuanto más y cuanto antes.

Los precios bajos en horas solares, combinados con precios elevados justo antes y justo después de la puesta de sol, han ido

incrementando el 'spread' de precios en Mercado Diario (MD), lo cual incrementa el caso de negocio del almacenamiento. No obstante, la modelización operativa de los ingresos de baterías o bombeos para todos los días del año combinada con la modelización financiera de estos nuevos activos, no era suficientemente clara como para animar a los inversores a invertir a riesgo.

El año del despegue de las baterías

Pero lo anterior está empezando a cambiar: la frecuencia de precios bajos ya es patente para todos, lo cual aflora en los modelos operativos para los próximos años. Adicionalmente, los Capex de las baterías han seguido bajando a la par que se incrementan sus vidas técnicas, mejorando por partida doble el denominado 'LCOS' (necesidad de ingreso bruto de cada megavatio hora descargado durante la vida del proyecto para alcanzar una rentabilidad razonable). Así, la combinación de previsión de ingresos elevada, con LCOS decrecientes, hace que los números ya han empezado a salir. A pesar

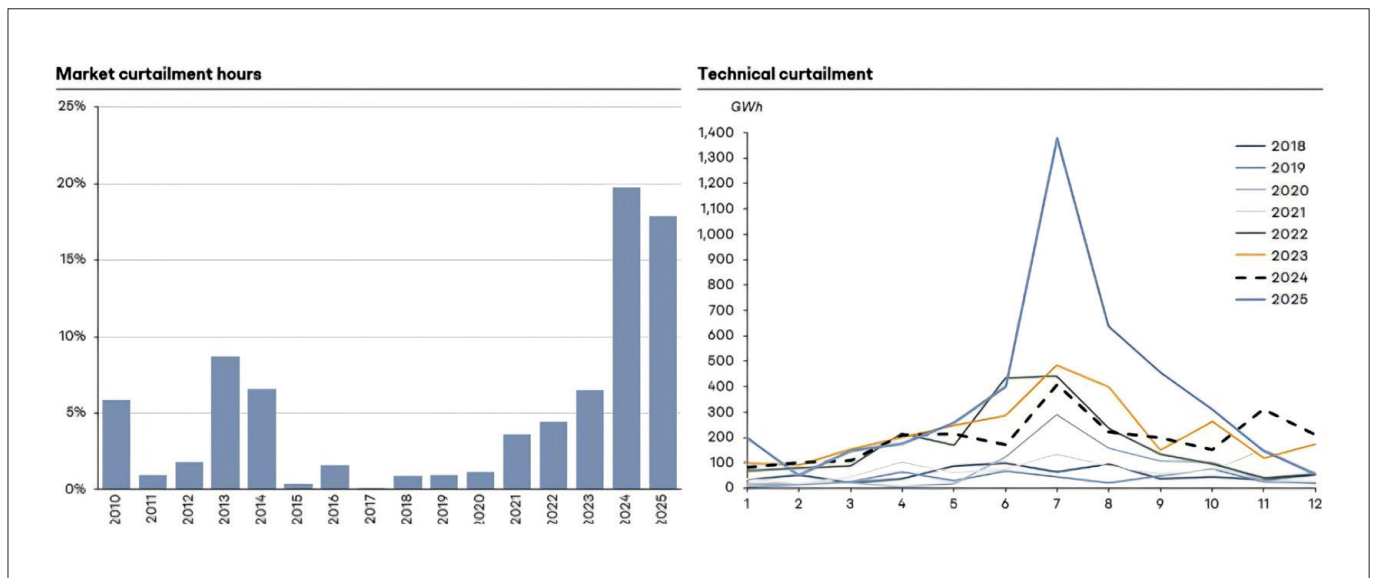


Figura 1 – Curtailments renovables históricos.

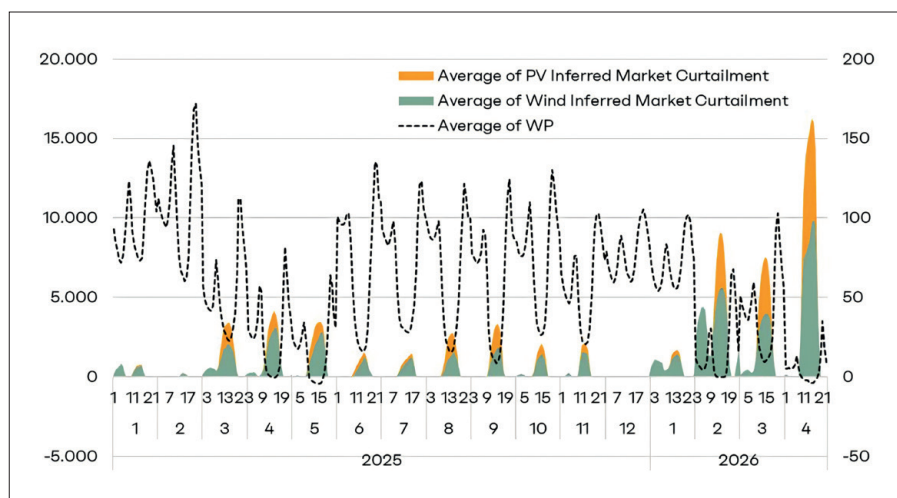


Figura 2 – Precios medios de mercado.

Nota: Datos de ESIOS hasta 12/04/2026 y análisis de AFRY. WP corresponde al precio spot del Mercado Diario. Inferred Market Curtailment corresponde a la estimación de AFRY de recurso renovable ofertado y no casado en Mercado Diario.

de la incertidumbre de ingresos totales, y la dificultad de financiación bancaria, se puede decir que en 2026 los números ya posibilitan tomar decisiones de inversión incluso en modalidad 'full merchant' sin garantía de ingresos de ninguna contraparte; lógicamente todo depende de las proyecciones de ingresos de cada cual y la rentabilidad objetivo.

¿Entonces, se van a instalar todos los proyectos de baterías y bombeos en desarrollo? Evidentemente no, y aún quedan trabas que solventar; tanto técnicas y administrativas para llegar al RtB real, como financieras para convencer al capital de lanzarse a construir los proyectos que sí hayan llegado al ansiado estado de RtB. Pero están madurando los 'tolling', 'Day-Ahead Swap', o PPA híbridos para baterías, que posibilitarán más deuda a costa de sacrificar ingresos.

Y es que en España cuando nos ponemos con algo, nos ponemos todos, y a toda máquina. El pipeline de proyectos de baterías es enorme, con más de 20GW en distintas fases de tramitación, de los que unos 10GW ya tienen concedido el acceso a la red. Y si en abril de 2026 contamos con una instalación de unos 100MW, el sector espera cerrar el año con cerca de 500 a 700 MW, en el que sería el año del despegue de las baterías a escala; y más de 1GW adicional en el año 2027.

En cuanto a los bombeos hidráulicos reversibles, España dispone de más de 6GW de bombeos puros (en ciclo cerrado) y mixtos (conectando embalses con aportación natural). Y existe un elevado pipeline de pro-

yectos potenciales, con algunos proyectos mixtos en construcción, y numerosos proyectos mixtos y puros cerca de poder tomar decisión de inversión.

¿Por qué se invierte en almacenamiento, y bajo qué modalidad de negocio?

Existen actualmente varias posibilidades de inversión para los almacenamientos en baterías: 1) 'stand-alone', 2) híbridas con activos existentes, 3) híbridas con activos futuros. A su vez, la hibridación puede ser antes de los inversores, y cargando únicamente de la planta solar para desplazar las horas de recurso hacia horas más caras; o bien con posibilidad de carga de la red, lo cual aporta algo mayor Capex pero también sustancial mayor ingreso por poder aprovechar horas nocturnas baratas con descarga en el pico de precios de la mañana.

Lógicamente todas las modalidades de inversión se basan en un retorno económico y una TIR objetivo. Pero hay diferentes casuísticas y tesis de inversión, especialmente con las hibridaciones.

Muchos inversores se centran ahora en 'salvar' proyectos solares operativos malogrados, o posibilitar construcción de solares en RtB. Y es que una hibridación, especialmente con conexión de demanda, presenta típicamente una correlación negativa con los ingresos solares que aporta valor al conjunto: en años de ingreso solar bajo, la batería generará más ingreso y puede mejorar una financiación existente. También es un claro caso de hibridación un proyecto solar con elevado 'curtailment' técnico, que la

batería puede aprovechar generando más ingreso que una stand-alone.

Aunque cabe matizar que, contrariamente a un sentimiento popular de que 'la hibridación permite vender energía solar en las horas punta', una batería no debe entenderse como tal; dicho ingreso de venta debería conceptualmente asignarse al margen que generará la batería, detrayendo el coste de carga de la planta solar valorado con un precio de transferencia a la planta solar igual al precio de mercado de la hora correspondiente. En otras palabras, el dinero generado por la batería debe atribuirse a la propia batería para analizar su rentabilidad específica; otra cuestión es que un activo hibridado (¡o un operador de estas tecnologías en emplazamientos diferentes!) es más resiliente a los posibles futuros que quien no está diversificado.

¿Cuántas baterías y bombeos se instalarán? ¿Necesitan subvención?

Esta es la pregunta del millón. Porque no es tanto si vendrán o no, que la respuesta es inequívocamente que sí, sino cuántas podrán instalarse hasta su propia canibalización. Y es que según nuestros análisis, los ingresos por arbitraje en Mercado Diario permanecerán sólidos durante muchos años, pero los procedentes de Servicios de Ajuste, hoy muy relevantes y necesarios para alcanzar la TIR objetivo, es previsible que se canibalicen antes de 2030.

Entre tanto, el Mercado de Capacidad previsto para finales de 2026 ayudará a financiar los proyectos maduros, tanto baterías como bombeos, ya sea desplazando ciclos combinados como solventando los riesgos futuros de cobertura identificados en el ERAA 2025 europeo para los sistemas ibéricos de aquí a 2035.

Y esperamos upsides potenciales del verdadero mercado de control de tensión local, así como de posibles pagos por necesidades de flexibilidad adicional según la metodología propuesta por ACER.

El almacenamiento también podrá contribuir a algunas de las recomendaciones 'anti-apagón', si bien sus potenciales servicios de control de red estarían aún por monetizar.

Así pues, manos a la obra, que los primeros en conectar almacenamientos previsiblemente los rentabilizarán; y quien llegue tarde... en unos años hablamos tras re-evaluar los LCOS y el caso de inversión ●

Comunidades energéticas: una pieza estructural del nuevo modelo energético

El desarrollo del autoconsumo fotovoltaico en España ha abierto una nueva fase para el sector: la de los modelos compartidos, gestionables y territorialmente conectados. Las comunidades energéticas ya no deben leerse como una figura emergente, sino como una infraestructura organizativa y tecnológica que transformará la transición energética desde lo local.

CLARA SANTAMARÍA

CLUSTER MANAGER
SOLARTYS, SECARTYS GROUP

El autoconsumo fotovoltaico ha dejado de ser, desde hace tiempo, un fenómeno estrictamente individual. Tras una primera etapa centrada en el despliegue de instalaciones sobre cubiertas residenciales, terciarias e industriales, el mercado ha entrado en una fase de mayor complejidad técnica y mayor ambición sistémica. El crecimiento del autoconsumo colectivo y de las comunidades energéticas responde precisamente a esa evolución: ya no se trata solo de producir electricidad renovable cerca del punto de consumo, sino de estructurar modelos de generación, reparto, gestión y aprovechamiento energético más eficientes, flexibles y participativos. Supone pasar de una lógica puramente instalativa a una lógica de sistema.

En ese nuevo marco, conviene separar dos conceptos que con frecuencia se presentan como equivalentes, aunque no lo sean. El autoconsumo colectivo es una modalidad regulatoria y operativa que permite que va-

rios consumidores compartan la energía generada por una misma instalación. La comunidad energética, en cambio, es una estructura más amplia: una entidad jurídica participada de forma abierta y voluntaria por ciudadanía, pymes y administraciones, orientada a generar beneficios medioambientales, económicos y sociales en su entorno, y no únicamente a reducir una factura eléctrica. En la práctica, muchas comunidades energéticas se apoyan en esquemas de autoconsumo colectivo, pero su alcance va mucho más allá. Esa diferencia es importante, porque condiciona la forma de diseñar, financiar, gobernar y operar los proyectos.

Desde una perspectiva técnica, una comunidad energética es una combinación de activos, reglas y capacidades. Puede integrar generación fotovoltaica, almacenamiento, monitorización, medidores inteligentes, plataformas de gestión energética, movilidad eléctrica, soluciones de eficiencia en edificios e incluso mecanismos de intercambio o compartición de excedentes. El 'Mapa estratégico para la creación de comunidades energéticas en España', editado por SO-

LARTYS en 2025, lo plantea con claridad al describir comunidades que pueden generar energía renovable local, almacenarla, gestionar de forma inteligente los flujos energéticos mediante plataformas digitales, rehabilitar energéticamente edificios y desplegar infraestructuras ligadas a movilidad sostenible. En otras palabras, estamos hablando de una infraestructura energética distribuida que exige integrar tecnología, regulación, modelo económico y organización social.

Esa visión integral explica por qué muchas iniciativas encuentran sus principales dificultades no en la tecnología en sí, sino en la fase de estructuración. El error más habitual es empezar por la cubierta disponible o por la potencia a instalar, cuando el punto de partida real debería ser otro: definir objetivos, delimitar el alcance, identificar a los actores implicados y evaluar la viabilidad del modelo. Antes de instalar, es necesario determinar qué problema quiere resolverse, a qué perfiles se quiere dar servicio, qué recursos energéticos y económicos existen y qué grado de complejidad puede asumir el proyecto.

Por eso, el estudio de viabilidad es una pieza central y no un trámite preliminar. Debe abordar, al menos, cuatro dimensiones: la técnica, la económica, la legal-administrativa y la de gobernanza. Esto implica analizar desde el recurso energético disponible, la demanda o la conexión, hasta la inversión y financiación, la forma jurídica, el reparto de costes y beneficios y el modelo de participación y toma de decisiones. En una comunidad energética, esta última capa es especialmente relevante, porque condiciona su estabilidad, su aceptación local y su capacidad de sostenerse en el tiempo.

En España, el avance regulatorio ha sido determinante. El Real Decreto 244/2019 introdujo un marco más claro para el autoconsumo colectivo; desarrollos posteriores permitieron coeficientes de reparto horario



y ampliaron posibilidades de conexión; y el Real Decreto-ley 20/2022 elevó de 500 metros a 2 kilómetros la distancia máxima entre generación y consumo en determinados supuestos. A ello se suma ahora el Real Decreto-ley 7/2026, del 20 de marzo de 2026, que amplía esa distancia máxima hasta 5 kilómetros en el autoconsumo colectivo, habilita la compatibilidad entre distintas modalidades de autoconsumo y refuerza el impulso a las comunidades energéticas y a su gestión compartida. Este cambio amplía de forma notable el radio de viabilidad de muchos proyectos y abre nuevas posibilidades para barrios, municipios y polígonos industriales.

Sin embargo, el desarrollo real del sector sigue enfrentando retos. Persisten barreras administrativas, tiempos de tramitación heterogéneos, limitada estandarización de ciertos procesos y una financiación todavía poco adaptada a la naturaleza híbrida de estos proyectos, situados a medio camino entre la infraestructura energética, la iniciativa local y la innovación organizativa. A esto se añaden retos operativos concretos: gestión de coeficientes de reparto, interlocución entre múltiples agentes, necesidad de monitorización continua y capacidad de adaptar el sistema cuando cambian los patrones de consumo o se incorporan nuevos miembros. El cuello de botella ya no está en demostrar que el modelo es posible; está en profesionalizar su despliegue y su operación.

Ese último punto merece especial atención. Una comunidad energética no termina con la puesta en marcha de la instalación. Empieza realmente ahí. La fase de operación exige gestión técnica y operativa, gestión económica y administrativa, gobernanza y participación, y comunicación continua con los miembros. Esta dimensión es decisiva porque, sin una operación mínimamente profesionalizada, incluso una instalación bien dimensionada puede perder rendimiento, generar problemas internos o no aprovechar sus capacidades de flexibilidad, ahorro o crecimiento. El futuro del sector pasa, por tanto, por incorporar capas más avanzadas de inteligencia operativa: digitalización, seguimiento de datos, mantenimiento predictivo, adaptación dinámica y mayor capacidad de gestión de la demanda.

Es precisamente en ese terreno donde el papel de los ecosistemas empresariales y tecnológicos cobra especial valor. Desde Secartys Group, a través de SOLARTYS, tra-



bajamos este ámbito desde una perspectiva que combina representación sectorial, innovación colaborativa, conexión entre capacidades empresariales y acompañamiento técnico. No se trata únicamente de difundir el modelo, sino de ayudar a traducirlo en proyectos viables y técnicamente sólidos. Esa función se apoya en un conocimiento acumulado de los socios que conecta cadena de valor solar, almacenamiento, digitalización, operación energética, calidad de red, financiación y tramitación.

En esa línea, los proyectos de I+D+i impulsados por SOLARTYS y sus miembros en los últimos años ofrecen una base relevante para entender hacia dónde evoluciona el sector. Proyectos colaborativos como ECENOVA-Ecosistema de Comunidades Energéticas Innovadoras, LEADING-Evolución tecnológica de comunidades energéticas, CEUIS-Comunidades Energéticas Urbano Industriales o BLOCKBATCE, co-financiados por convocatorias públicas de ayudas del CDTI y del Ministerio de Industria a través del Programa de Agrupaciones Empresariales Innovadoras del cual forma parte Solar-tys, abordan, desde distintas perspectivas, retos clave para el desarrollo de las comunidades energéticas: su aplicación en entornos industriales y urbanos, la integración de tecnologías como el almacenamiento o la movilidad eléctrica, la gestión inteligente de la energía, la interoperabilidad y la adaptación al marco regulatorio. En conjunto, reflejan una evolución del modelo hacia comunidades energéticas más digitaliza-

das, conectadas y orientadas a una gestión avanzada de la energía.

Junto a esta actividad de innovación, resulta igualmente relevante el trabajo de acompañamiento y divulgación que se desarrolla desde la Oficina de Transición Energética de SOLARTYS, impulsada con el apoyo del ICAEN. Su valor está en centrarse en las necesidades concretas de empresas, entidades y territorio: desde información y capacitación, la identificación de oportunidades en renovables y eficiencia hasta la orientación técnica inicial para estructurar proyectos y conectar esas necesidades con conocimiento especializado y capacidades empresariales.

Desde una óptica sectorial, la conclusión es clara. Las comunidades energéticas no representan una derivada coyuntural del autoconsumo fotovoltaico, sino una de sus evoluciones más relevantes. Permiten ampliar el alcance de la generación distribuida, mejorar la resiliencia local, activar inversión en el territorio, abrir nuevas oportunidades para el tejido industrial y crear una base más flexible para gestionar producción, consumo y ahorro energético.

El reto de los próximos años ya no será demostrar el potencial del modelo, sino elevar su madurez. De ello dependerá que las comunidades energéticas se consoliden como una herramienta clave de la transición energética, con capacidad para reducir emisiones, generar impacto económico local, reforzar la participación de los actores del territorio y construir un sistema energético más resiliente, inclusivo y sostenible ●

Autoconsumo fotovoltaico: el escudo energético ante un mundo inestable

La creciente inestabilidad geopolítica, especialmente en Oriente Medio, vuelve a tensionar los mercados energéticos globales. En este contexto, el autoconsumo fotovoltaico emerge como una solución clave para reducir la vulnerabilidad energética, estabilizar costes y avanzar hacia una mayor soberanía energética en Europa.

GOODWE IBERIA

Energía y geopolítica: una relación cada vez más evidente

La historia reciente ha dejado una lección clara: la energía no es solo una cuestión técnica o económica, sino profundamente geopolítica. La escalada bélica en Oriente Medio vuelve a poner en primer plano una realidad incómoda: la dependencia de combustibles fósiles importados expone a Europa a una volatilidad estructural en precios y suministro.

El petróleo y el gas siguen estando condicionados por factores externos difíciles de controlar: conflictos, decisiones estratégicas de países productores, tensiones en rutas comerciales o sanciones internacionales. Cada uno de estos elementos introduce incertidumbre en los mercados, que se traduce en subidas de precios, picos de volatilidad o incluso riesgos de desabastecimiento.

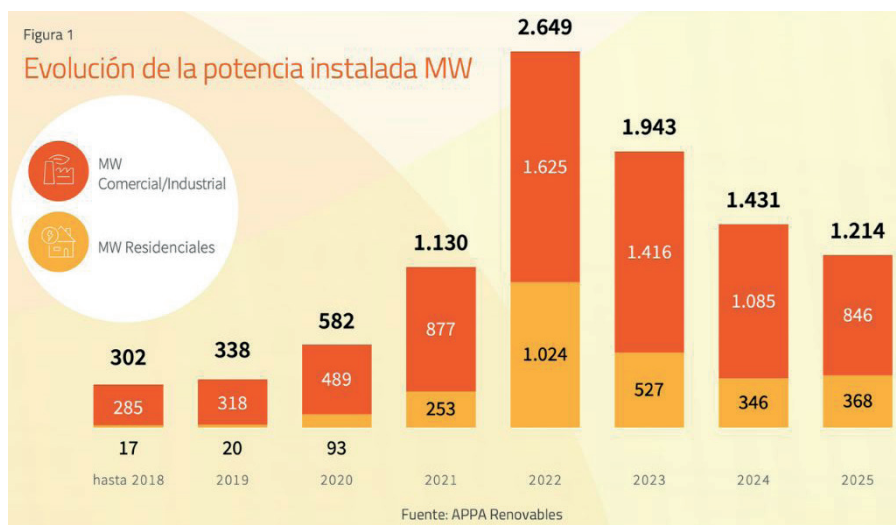
Frente a este escenario, la transición energética ya no es solo una cuestión climática, sino una estrategia de resiliencia.

Autoconsumo: de alternativa a necesidad estructural

El autoconsumo fotovoltaico ha evolucionado en los últimos años desde una solución complementaria hacia un pilar central del sistema energético. Su principal valor no reside únicamente en la generación renovable, sino en su capacidad para descentralizar la producción y acercarla al punto de consumo.

Este cambio tiene implicaciones profundas:

- Reduce la dependencia de mercados energéticos internacionales
- Disminuye la exposición a la volatilidad de precios
- Aumenta la capacidad de control del usuario sobre su consumo energético
- Refuerza la resiliencia ante interrupciones del suministro



Sin embargo, en España, el potencial del autoconsumo sigue estando lejos de su desarrollo pleno. Según datos recientes de APPA Renovables, el sector encadena tres años consecutivos de contracción en nuevas instalaciones, a pesar de haberse consolidado como una pieza relevante del sistema energético.

Esto revela una paradoja clara: existe tecnología, existe necesidad... pero aún falta un marco estable que permita escalar el modelo.

Un escudo frente a la volatilidad de precios. Uno de los efectos más visibles de las tensiones geopolíticas es la volatilidad en los precios de la electricidad. Aunque el mercado eléctrico europeo ha avanzado en su integración, sigue estando influenciado por el coste marginal de tecnologías fósiles, especialmente el gas.

El autoconsumo actúa como un mecanismo de cobertura natural frente a esta volatilidad. Al generar parte de la energía consumida, hogares y empresas reducen su exposición al mercado mayorista.

Además, la incorporación de almacenamiento energético permite ir un paso más allá:

- Optimizar el uso de la energía generada
- Reducir la dependencia de la red en horas pico

- Aprovechar mejor las diferencias de precios

En la práctica, esto se traduce en una mayor estabilidad en los costes energéticos, algo especialmente relevante en contextos de alta incertidumbre.

Soberanía energética: del discurso a la práctica

Europa lleva años hablando de soberanía energética, pero los acontecimientos recientes han acelerado la necesidad de materializar este concepto. La soberanía no implica autosuficiencia total, sino la capacidad de reducir dependencias críticas y gestionar de forma más autónoma los recursos energéticos.

El autoconsumo, especialmente cuando se combina con almacenamiento y gestión inteligente, es una de las herramientas más efectivas para avanzar en esta dirección. España cuenta ya con más de 6 GW de autoconsumo instalado, pero sigue muy lejos de su potencial real, especialmente en cubiertas industriales y sector terciario

- A nivel individual, permite a hogares y empresas producir y gestionar su propia energía.

- A nivel colectivo, abre la puerta al desarrollo de comunidades energéticas, donde la generación y el consumo se coordinan de forma local.

Este modelo descentralizado no solo mejora la resiliencia, sino que también optimiza el uso de infraestructuras existentes y reduce pérdidas en la red.

En España, este modelo aún tiene un recorrido enorme. A pesar del crecimiento de los últimos años, el autoconsumo representa solo una fracción del potencial técnico disponible, especialmente en cubiertas industriales, sector terciario y entornos urbanos densos.

El impulso regulatorio: claves del RDL 7/2026

El marco regulatorio también está evolucionando para adaptarse a este nuevo paradigma. El Real Decreto-ley 7/2026 introduce medidas orientadas a reforzar la flexibilidad del sistema eléctrico y acelerar la integración de energías renovables.

Entre los elementos más relevantes destacan:

- Mayor impulso al almacenamiento energético como elemento clave del sistema
- Medidas para facilitar la gestión de la demanda y la flexibilidad
- Avances en la integración de generación distribuida
- Simplificación de ciertos procesos administrativos

El análisis del RDL 7/2026 apunta a que estas medidas buscan corregir algunas de las ineficiencias detectadas tras la crisis energética de 2022, especialmente en lo relativo a la falta de señales claras para inversión en flexibilidad y almacenamiento.

Aun así, el sector sigue reclamando estabilidad regulatoria y fiscal. Según APPA, uno de los factores que explican la contracción reciente del autoconsumo es precisamente la incertidumbre normativa y la ausencia de incentivos consistentes a largo plazo.

Tecnología y digitalización: el nuevo eje del autoconsumo

El desarrollo del autoconsumo no se entiende sin la evolución tecnológica. Los sistemas actuales van mucho más allá de la simple generación fotovoltaica.

Hoy hablamos de soluciones integradas que combinan:

- Generación solar
- Almacenamiento en baterías
- Sistemas de gestión energética

- Monitorización en tiempo real
- Integración con dispositivos y cargas

Esta convergencia permite optimizar el uso de la energía, anticipar consumos y adaptarse a señales del mercado.

En este sentido, la digitalización se convierte en un elemento clave para maximizar el valor del autoconsumo.

Soluciones adaptadas a cada segmento

El despliegue del autoconsumo no es homogéneo. Las necesidades varían significativamente entre hogares, comunidades energéticas y empresas.

En el ámbito residencial, la tendencia se dirige hacia soluciones integradas tipo All-in-One, que simplifican la instalación y mejoran la experiencia del usuario. Sistemas como la serie ESA, presentados recientemente en Europa, permiten combinar generación, almacenamiento y gestión energética en un único equipo, con funcionamiento ultrasilencioso (hasta 30 dB), certificación específica y una arquitectura diseñada para el entorno doméstico.

En comunidades energéticas, la clave está en la coordinación y la gestión compartida de recursos. Aquí, la capacidad de integrar múltiples dispositivos y gestionar flujos de energía de forma inteligente resulta esencial.

En el sector comercial e industrial, el foco se sitúa en la optimización de costes y la seguridad de suministro. Soluciones como los inversores híbridos trifásicos de gran potencia, capaces de gestionar almacenamiento, ofrecer respaldo y adaptarse a distintos escenarios operativos, permiten implementar estrategias como peak shaving o gestión de demanda.

Almacenamiento: la pieza que cambia las reglas del juego

Si el autoconsumo es el primer paso hacia la independencia energética, el almacenamiento es el elemento que realmente transforma el sistema.

Las baterías permiten desacoplar la generación del consumo, lo que introduce flexibilidad y control. Esto es especialmente relevante en un contexto donde la generación renovable es variable por naturaleza.

Además, el almacenamiento aporta funcionalidades clave:

- Respaldo ante fallos de red
- Optimización del autoconsumo
- Participación en servicios energéticos
- Reducción de picos de demanda

En definitiva, convierte al usuario en un actor activo dentro del sistema energético.

Una segunda oportunidad para el sector

La crisis energética de 2022 supuso un punto de inflexión para el sector. Aceleró la adopción de soluciones renovables, pero también evidenció limitaciones en el sistema: cuellos de botella regulatorios, falta de almacenamiento y dependencia de tecnologías convencionales.

Hoy, el contexto vuelve a ofrecer una oportunidad. La combinación de tensión geopolítica, avance tecnológico y evolución regulatoria crea un escenario propicio para consolidar el autoconsumo como eje del sistema energético.

A diferencia de 2022, el sector cuenta ahora con soluciones más maduras, eficientes y adaptadas a las necesidades reales de los usuarios.

Y, sobre todo, con una conciencia mucho más clara del riesgo de no actuar.

De la vulnerabilidad a la resiliencia

El cambio de paradigma es claro. Pasamos de un sistema centralizado, dependiente y vulnerable, a un modelo distribuido, flexible y resiliente.

El autoconsumo fotovoltaico, apoyado en almacenamiento y gestión inteligente, no elimina todos los riesgos, pero sí reduce significativamente su impacto.

En este contexto, las soluciones tecnológicas actuales permiten abordar buena parte de los desafíos energéticos: volatilidad de precios, dependencia energética, integración de renovables y estabilidad del sistema.

La clave está en su despliegue a escala.

Conclusión

La energía ha dejado de ser un suministro invisible para convertirse en un elemento estratégico. La inestabilidad global no hace más que reforzar esta realidad.

El autoconsumo fotovoltaico representa una respuesta concreta y viable a este nuevo escenario. No solo reduce costes o emisiones, sino que aporta algo aún más valioso: control.

España, pese a los avances, sigue teniendo "todo por hacer" en autoconsumo. El potencial técnico, especialmente en cubiertas urbanas e industriales, está aún lejos de aprovecharse plenamente.

En un mundo incierto, generar, almacenar y gestionar tu propia energía deja de ser una opción para convertirse en una ventaja competitiva.

Y, en muchos casos, en una necesidad ●

El almacenamiento como eje de la gestión energética

El autoconsumo fotovoltaico ya ha demostrado su madurez técnica y económica. La siguiente etapa no pasa solo por generar más energía, sino por gestionarla mejor. En ese contexto, soluciones como las de Sigenergy sitúan el almacenamiento, el EMS y la inteligencia artificial en el centro de una nueva forma de entender el autoconsumo y su evolución hacia modelos más flexibles y coordinados.

JULIAN DOGLIANI

RESPONSABLE DE DESARROLLO DE NEGOCIO.
SIGENERGY, ZONA SUR
PLUG & PLAY ENERGY

Durante los últimos años, el autoconsumo fotovoltaico ha crecido con fuerza en España. Primero, el mercado tuvo que demostrar que era viable. Después, la prioridad fue instalar, producir y aprovechar el buen momento regulatorio y económico. Pero ahora el sector empieza a entrar en una fase más madura, en la que ya no basta con poner generación sobre cubierta: cada vez importa más cómo se gestiona esa energía dentro de la instalación.

Ahí es donde el almacenamiento empieza a ocupar un papel mucho más relevante. No solo porque permite desplazar energía en el tiempo y aumentar la tasa de autoconsumo, sino porque aporta algo que hasta hace poco no siempre estaba presente en muchas instalaciones: capacidad real de gestión.

Una instalación fotovoltaica sin batería depende de la coincidencia instantánea entre producción y demanda. Si en ese momento hay excedente, solo queda verterlo, limitar generación o perder parte de su valor potencial. Cuando entra en juego el almacenamiento, la instalación deja de comportarse como un

sistema estático y empieza a operar con más flexibilidad. Puede guardar energía, decidir cuándo utilizarla y responder mejor a consumos que no coinciden con la curva solar.

Pero el punto importante no está solo en la batería como reserva energética. Está en todo lo que ocurre alrededor: cómo se mide, cómo se decide cuándo cargar o descargar, cómo se priorizan cargas, cómo se limita el vertido, cómo se actúa ante una caída de red o cómo se integra la recarga del vehículo eléctrico. Es decir, el valor ya no está únicamente en los kWh instalados, sino en la inteligencia del sistema.

Y es precisamente ahí donde Sigenergy plantea una propuesta especialmente interesante. Más que abordar el almacenamiento como un equipo aislado, lo integra dentro de una arquitectura más amplia en la que batería, inversor, EMS, monitorización, backup y, según el caso, recarga de vehículo eléctrico, forman parte del mismo ecosistema. Esa forma de plantear la solución encaja bien con la dirección que está tomando el mercado: menos sistemas fragmentados y más plataformas energéticas capaces de coordinar varios activos bajo una misma lógica de operación.

Desde un punto de vista técnico, esto cambia bastante la conversación. En almacenamiento, gestionar bien es casi tan importante como almacenar. No se trata solo de guardar excedente solar para usarlo más tarde, sino de operar la instalación de una forma más precisa, más flexible y más alineada con el uso real de la energía. Cuando generación, batería, medición, control y respaldo están pensados para trabajar juntos, la estrategia energética gana coherencia.

En el caso de Sigenergy, ese enfoque se apoya en una capa de gestión energética donde el EMS tiene un papel central. La



compañía no presenta su propuesta únicamente como hardware, sino como un sistema gobernado por software, monitorización y automatización. Ahí entra también la inteligencia artificial, que en Sigenergy no aparece como un concepto decorativo, sino como parte de la lógica de operación del sistema.

Esto es importante porque el mercado empieza a pedir justamente eso: instalaciones que no solo reaccionen, sino que también sean capaces de anticiparse. Si un sistema puede analizar hábitos de consumo, previsión de generación fotovoltaica, condiciones meteorológicas y, cuando corresponde, señales tarifarias, entonces deja de limitarse a responder a lo que está ocurriendo en ese instante y empieza a tomar decisiones más inteligentes sobre cuándo cargar, cuándo descargar y cómo optimizar el uso de la energía disponible.

Esa capa de decisión puede ser especialmente valiosa en instalaciones donde el objetivo ya no es únicamente maximizar el autoconsumo. En muchos casos también entran en juego el backup, la coordinación con la recarga del vehículo eléctrico, la limitación de vertido, la gestión de cargas críticas o la reducción de importación de red en determinadas franjas. Cuanto más compleja es la instalación, más valor aporta una solución que combine almacenamiento con EMS e inteligencia operativa.

Por eso, hablar de Sigenergy únicamente como fabricante de baterías sería quedarse corto. Su planteamiento está más cerca del de un gestor inteligente de energía que del de un proveedor de almacenamiento en el sentido más tradicional. Y esa diferencia puede ser especialmente relevante a medida que el sector evoluciona hacia instalaciones más híbridas, más dinámicas y con más activos eléctricos conectados entre sí.

Esta idea conecta muy bien con el desarrollo del autoconsumo avanzado y, sobre todo, con las comunidades energéticas. Porque en esos entornos el reto ya no es solo producir energía renovable, sino coordinar mejor cómo se utiliza. Cuando hay varios perfiles de consumo, distintos horarios, cargas diversas y generación concentrada en ciertas franjas del día, la capacidad de decisión gana mucho peso.

En una comunidad energética pueden convivir viviendas, comercios, servicios comunes, climatización o infraestructura de recarga. Compartir energía es importante,



El punto importante no está solo en la batería como reserva energética. Es decir, el valor ya no está únicamente en los kWh instalados, sino en la inteligencia del sistema

pero no suficiente. Lo que empieza a marcar la diferencia es la posibilidad de gestionarla con una lógica más inteligente: absorber excedentes, desplazarlos a otras horas, priorizar determinados usos o reducir comportamientos poco eficientes del conjunto.

Aquí el papel del EMS y de la inteligencia artificial puede ser especialmente interesante. No porque la IA vaya a resolver por sí sola toda la complejidad regulatoria y operativa de una comunidad energética, sino porque puede ayudar a optimizar su funcionamiento diario. Si el sistema es capaz de aprender patrones de consumo, cruzarlos con previsiones de generación y adaptar la estrategia energética, se abre la puerta a una gestión mucho más fina que la de un esquema puramente reactivo.

Además, una plataforma de este tipo tiene sentido no solo por cómo gestiona la batería, sino por cómo puede coordinar otros activos del sistema. A medida que la fotovoltaica convive cada vez más con recarga de vehículo eléctrico, backup, cargas críticas o incluso equipos de terceros, la capacidad de gobernar ese ecosistema se vuelve decisiva. Y ahí es

donde una arquitectura integrada gana mucho valor frente a soluciones más dispersas.

También en autoconsumo individual esta lógica empieza a pesar más. En residencial, por ejemplo, el usuario ya no busca solo guardar energía solar para la noche. Empieza a valorar una solución que le permita gestionar mejor la vivienda, simplificar la operación del sistema, disponer de respaldo y preparar la instalación para nuevos usos eléctricos. En ese contexto, la propuesta de Sigenergy encaja bien porque combina almacenamiento, control y digitalización dentro de una misma visión de sistema.

En comercial e industrial, el razonamiento es parecido, aunque con otra escala y otra exigencia operativa. Muchas instalaciones C&I no necesitan solo más generación, sino más capacidad de adaptación entre generación y consumo. Ahí entran en juego la calidad de la medición, la estrategia de control, la flexibilidad de operación y la capacidad de responder ante escenarios cambiantes. Por eso resulta cada vez más relevante que el almacenamiento no llegue solo, sino acompañado de una capa de gestión robusta.

En definitiva, el almacenamiento va a ser (y ya está siendo) una de las piezas que definen la siguiente etapa del autoconsumo. Pero, cada vez más, no bastará con instalar almacenamiento. Hará falta contar con soluciones capaces de coordinar producción, consumo, control y flexibilidad con un mayor grado de inteligencia. Y ahí es donde propuestas como la de Sigenergy ganan interés: no solo por el almacenamiento en sí, sino por su visión del sistema energético como un conjunto gobernado por EMS, monitorización avanzada e inteligencia artificial ●

Autoconsumo fotovoltaico y comunidades energéticas: el nuevo modelo energético descentralizado

La evolución hacia el autoconsumo compartido y el almacenamiento impulsa un modelo energético descentralizado, con soluciones modulares, gestión digital y nuevos esquemas de participación en el sistema eléctrico.

SUNGROW

La combinación de altos precios de la energía, objetivos climáticos ambiciosos y avances tecnológicos ha impulsado un punto de inflexión en el sistema energético español: pasar de un modelo centralizado a uno descentralizado, renovable y digital.

En este contexto, el autoconsumo fotovoltaico y las comunidades energéticas no son una tendencia: son el nuevo estándar. Un estándar que permite a hogares, empresas e instituciones generar su propia electricidad y reducir su dependencia de la red eléctrica tradicional.

Además de este, existen otros beneficios para quienes apuestan por el autoconsumo fotovoltaico, como el ahorro económico en su factura energética, la reducción de emisiones, y la mejora de la competitividad empresarial.

Sin embargo, el autoconsumo fotovoltaico está evolucionando hacia un modelo compartido. Las comunidades energéticas facilitan y aceleran la democratización del acceso a la energía solar, ofreciendo una solución compartida entre varios usuarios.

Este modelo reduce la inversión individual inicial, por lo que facilita la toma de decisiones del usuario final. Además, permite a aquellos usuarios sin cubierta propia, como pueden ser los vecinos de un bloque de pisos, tener acceso a esta energía, que además se aprovecha de manera más eficiente.

Sin embargo, existen también algunos frenos en el sector, ya sean de tipo tecnológico, normativo u operativo, que provocan la desaceleración del ritmo de instalación de este tipo de soluciones.

Desde la perspectiva de Sungrow, fabricante líder de inversores y sistemas de almacenamiento energético, existen tres pilares clave en los que se basa el futuro de esta modalidad de instalaciones.



Hoy en día, las instalaciones se han convertido en sistemas energéticos complejos que requieren de monitorización en tiempo real, optimización de flujos energéticos e integración con la red y con el mercado.

Aquí juegan un papel central plataformas como iSolarCloud, desarrollada por Sungrow, y que permite una gestión completa e inteligente de la energía en el hogar.

Por otro lado, y tal y como vienen demostrando las tendencias en el sector energético a todas las escalas, la integración del almacenamiento ya no es una opción para solo unos pocos. Este se ha convertido en un elemento decisivo también para el autoconsumo, la verdadera clave para maximizar su valor.

En resumen, aumenta el autoconsumo real, ya que permite almacenar la energía para aquellos momentos en los que el usuario final realmente la necesita y la oferta es limitada. Además, por ese mismo motivo, reduce su dependencia de la red eléctrica y permite participar en mercados energéticos.

Como tercer factor clave, debemos destacar la escalabilidad para comunidades energéticas, ya que requieren de soluciones modulares, flexibles y fáciles de implementar.

Para estos escenarios, la clave es dar con soluciones formadas por inversores híbridos, soluciones de almacenamiento escalables y sistemas de gestión energética que permitan desarrollar proyectos desde pequeñas comunidades energéticas hasta entornos industriales complejos.

Sungrow, con su foco en la innovación y el desarrollo, ha sabido llegar a todas estas escenarios y casuísticas. Sus diversas y actualizadas soluciones, compuestas por inversores principalmente híbridos, tanto monofásicos como trifásicos, baterías modulares y escalables, y todo tipo de accesorios de monitorización y control, permiten que el fabricante cubra las necesidades de todo tipo de usuarios que van desde el pequeño residencial hasta lo que conocemos como C&I.

En definitiva, el autoconsumo y las comunidades energéticas están redefiniendo el sector energético en España. La tecnología, la regulación y la necesidad económica están alineadas como nunca antes. En este contexto, empresas como Sungrow tienen un papel clave: no solo suministrar tecnología, sino habilitar un nuevo modelo energético, más inteligente, distribuido y sostenible ●

PROTECCIÓN SOSTENIBLE
DE LA ELECTRÓNICA

STEGO

MADE TO MEASURE

SENSOR DE CORRIENTE INTELIGENTE ESS 076 TRIFÁSICO

El nuevo Sensor de Corriente Inteligente **ESS 076** mide corrientes trifásicas sin contacto y proporciona datos precisos para el monitoreo de energía y potencia.



STEGO-GROUP.COM

FULL BACKUP INTEGRADO

SUNGROW
Clean power for all

BATERÍA SBS050 + INVERSOR SHRS



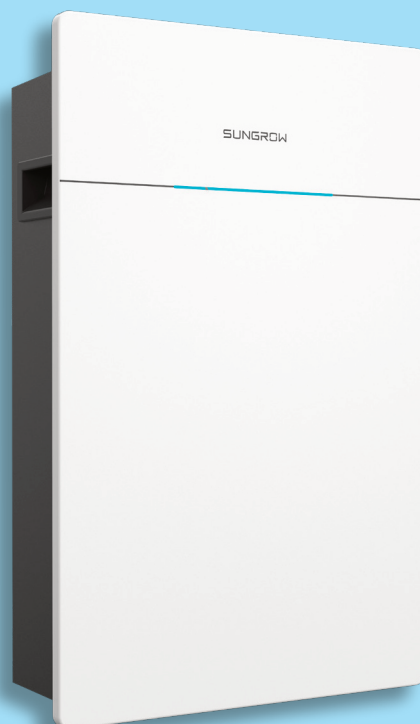
PLUG & PLAY



5 KWH
DE CAPACIDAD



PARALELIZACIÓN
SIN ACCESORIOS



Autoconsumo y comunidades energéticas: claves de un modelo en expansión

El autoconsumo fotovoltaico y las comunidades energéticas están redefiniendo la generación distribuida en España. Más allá del marco teórico, su despliegue práctico plantea retos técnicos, organizativos y regulatorios, donde figuras como el gestor del autoconsumo y nuevas condiciones normativas están facilitando modelos más flexibles y escalables.

MIGUEL ÁNGEL NIETO
TECHNICAL SALES SPECIALIST
BET SOLAR

El autoconsumo fotovoltaico se ha consolidado como una solución técnica madura dentro del sistema eléctrico, especialmente en redes de baja tensión. Su aplicación práctica abarca desde instalaciones individuales en entornos residenciales hasta configuraciones colectivas más complejas en ámbitos urbanos, industriales y rurales. En todos los casos, el objetivo principal es optimizar la generación local de energía y reducir la dependencia de la red.

En escenarios reales, uno de los casos más extendidos es el de comunidades de propietarios que comparten una instalación fotovoltaica en cubierta. En este tipo de configuraciones, la energía generada se reparte entre los distintos usuarios mediante coeficientes de distribución previamente definidos. Sin embargo, la diversidad de perfiles de consumo hace que el ajuste de estos coeficientes sea un elemento clave para maximizar el autoconsumo instantáneo.

En entornos industriales o terciarios, el autoconsumo compartido adquiere una dimensión adicional. Es habitual encontrar polígonos donde varias empresas se agrupan en torno a una instalación común ubicada en una nave o parcela con mejores condiciones técnicas. En estos casos se permite mejorar significativamente el aprovechamiento de la energía generada.

Las comunidades energéticas amplían este concepto al incorporar una capa organizativa. En la práctica, esto se traduce en proyectos donde participan ayuntamientos, pequeñas empresas y ciudadanos, compartiendo no solo la energía, sino también la toma de decisiones. Un ejemplo habitual se encuentra en entornos rurales, donde una



reales. La incorporación de baterías, tanto a nivel individual como colectivo, permite gestionar los excedentes de generación y aumentar el grado de autoconsumo. En instalaciones compartidas, el almacenamiento centralizado puede ofrecer ventajas económicas y operativas, aunque introduce nuevos retos en la gestión y reparto de la energía almacenada.

En paralelo, la evolución del marco regulatorio está contribuyendo a facilitar el despliegue de estos modelos.

La ampliación del radio de autoconsumo compartido hasta los 5 kilómetros introduce una mayor flexibilidad en la ubicación de las instalaciones y en la incorporación de nuevos participantes. Asimismo, la aparición de la figura del gestor del autoconsumo responde a la creciente complejidad operativa de estas instalaciones.

Desde el punto de vista técnico, uno de los principales retos en estos modelos es la gestión de la energía en tiempo real. La generación fotovoltaica presenta una alta variabilidad, condicionada por factores meteorológicos, mientras que la demanda depende de patrones de consumo que suelen repetirse en el tiempo. Para abordar esta complejidad, se implementan sistemas de monitorización avanzada y plataformas de gestión energética capaces de integrar datos de producción y consumo, permitiendo ajustes dinámicos en la distribución de la energía.

En este contexto, los coeficientes de reparto dinámicos comienzan a ganar relevancia frente a los modelos estáticos tradicionales. Su aplicación permite adaptar la asignación de energía en función de la demanda real de cada participante, lo que resulta especialmente útil en comunidades energéticas con múltiples usuarios y perfiles diversos. No obstante, su implementación requiere infraestructuras de medida más avanzadas y una mayor coordinación entre agentes.

El almacenamiento energético también juega un papel creciente en aplicaciones

reales. La incorporación de baterías, tanto a nivel individual como colectivo, permite gestionar los excedentes de generación y aumentar el grado de autoconsumo. En instalaciones compartidas, el almacenamiento centralizado puede ofrecer ventajas económicas y operativas, aunque introduce nuevos retos en la gestión y reparto de la energía almacenada.

En paralelo, la evolución del marco regulatorio está contribuyendo a facilitar el despliegue de estos modelos. La ampliación del radio de autoconsumo compartido hasta los 5 kilómetros introduce una mayor flexibilidad en la ubicación de las instalaciones y en la incorporación de nuevos participantes. Asimismo, la aparición de la figura del gestor del autoconsumo responde a la creciente complejidad operativa de estas instalaciones.

Desde la perspectiva de red, el crecimiento del autoconsumo y de las comunidades energéticas implica una mayor necesidad de adaptación de las infraestructuras existentes. La bidireccionalidad de los flujos energéticos, la integración de generación distribuida y la posible congestión en determinados puntos de la red requieren soluciones basadas en digitalización, automatización y gestión activa de la demanda.

En definitiva, el autoconsumo fotovoltaico y las comunidades energéticas están evolucionando desde modelos conceptuales hacia aplicaciones prácticas cada vez más complejas y extendidas. Su éxito dependerá no solo de la tecnología disponible, sino también de la capacidad para integrar soluciones de gestión, almacenamiento y coordinación entre agentes. En este proceso, tanto la evolución normativa como la incorporación de nuevas figuras operativas serán elementos clave para garantizar su viabilidad y escalabilidad ●



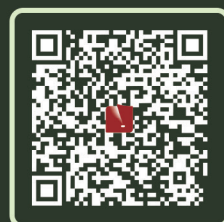
IMPULSA TUS INSTALACIONES CON LA INNOVACIÓN DE SIGENERGY

SOLUCIONES CON TECNOLOGÍA INTELIGENTE
EFICIENTES, SEGURAS Y PREPARADAS PARA EL FUTURO



Soluciones Residenciales y C&I

DESCUBRE LA
GAMA SIGENERGY



Digitalizar las comunidades para ganar eficiencia y transparencia

La digitalización permite optimizar el autoconsumo colectivo mediante análisis de datos, automatización operativa y monitorización continua, mejorando la eficiencia económica y la transparencia en comunidades energéticas.

QUIM PUIGDESENS Y ROSER SALVAT

GERENTE DE PRODUCTO FOTOVOLTAICO
I DIRECTORA DE PROYECTOS EUROPEOS,
MARKETING Y COMUNICACIÓN
OECOOP

La transición energética no solo consiste en instalar placas, sino también en mejorar la gestión de la energía. Para que una comunidad energética sea realmente eficiente y transparente, necesita una base tecnológica sólida.

La cooperativa de segundo grado S+ sin ánimo de lucro que agrupa a más de 50 comunidades energéticas en Cataluña, OECOOP, apuesta por la digitalización porque facilita que el autoconsumo colectivo sea sencillo para las personas, transparente en sus cuentas e impecable en su ejecución técnica. De hecho, la tecnología digital marca la diferencia entre un proyecto estático y una comunidad dinámica. Veámoslo en dos fases:

1- Del proyecto a la realidad: fase de captación y puesta en marcha

Esta primera fase es crítica porque nos lleva a sentar las bases de una comunidad. Una herramienta digital puede transformar un proceso que quizá sea lento y opaco en una experiencia más fluida y basada en certezas. Beneficios de la gestión digital en esta fase:

- Captación de socias basada en datos reales: La herramienta facilita la realización de estudios de viabilidad personalizados, basados en perfiles de consumo real, a las socias, propiciando confianza para su paso hacia el autoconsumo.
- Simplificación de trámites: La puesta en marcha de una instalación implica gestionar una gran cantidad de contratos y permisos. Digitalizar esta parte permite centralizar la documentación y utilizar la firma remota, agilizando la comunicación con las distribuidoras y evitando errores manuales en los acuerdos de reparto.
- Diseño de coeficientes de reparto: Mediante algoritmos, la herramienta calcu-



la la combinación ideal de socios y sus coeficientes de reparto. Esto asegura que la instalación esté dimensionada y configurada para maximizar el ahorro colectivo desde el primer minuto.

2- Vida y rendimiento: fase de operación y mantenimiento

Cuando la instalación ya está funcionando, el objetivo es que no deje de ser rentable. La operación digital permite que la comunidad se gestione de manera automatizada, garantizando que el beneficio económico se mantenga durante toda la vida útil de la planta.

Beneficios de la gestión digital en el día a día:

- Mantenimiento predictivo: En lugar de revisiones manuales esporádicas, la herramienta monitoriza la producción 24/7. Si se detecta una anomalía o una bajada de rendimiento, el sistema envía una alerta inmediata para actuar antes

de que el ahorro de la comunidad se vea afectado.

- Empoderamiento del usuario: Desde una aplicación, cada participante puede visualizar su consumo y su parte de producción en tiempo real. Este dato digital es la mejor herramienta pedagógica para adaptar el consumo a las horas de sol.
- Gestión de la facturación de cuotas: La herramienta digital se encarga de automatizar y centralizar la facturación de las cuotas de los socios consumidores. Esto garantiza un proceso de cobro claro, periódico y sin errores administrativos, facilitando la sostenibilidad económica de la cooperativa sin cargas manuales para los gestores.
- Seguimiento financiero de la comunidad: La herramienta permite revisar informes muy útiles para analizar posibles cambios de perfil de los usuarios consumidores y para la toma de decisiones sobre su participación en el autoconsumo ●

SALTOKI
E-solar

NUEVO CATÁLOGO DE CUADROS DE FOTOVOLTAICA



- ✓ Cuadros para grandes plantas
- ✓ Cuadros para autoconsumo
- ✓ Cuadros para aisladas
- ✓ Cuadros para bombeos solares

CUADROS ELÉCTRICOS MONTADOS, CABLEADOS Y ROTULADOS



Instalación
más ágil y rápida



Calidad
y fiabilidad



Seguridad



Personalizados



Acércate a tu centro Saltoki más cercano
y consulta con nuestros comerciales

Obtén el cuadro necesario
para cualquier tipo
de instalación



El binomio del autoconsumo y las comunidades energéticas en la nueva era industrial

La transición energética exige que la industria pase de ser un consumidor pasivo a un "prosumidor" activo. El autoconsumo fotovoltaico, articulado mediante comunidades energéticas y respaldado por sistemas de almacenamiento, optimiza la eficiencia del sistema. Además, los recientes avances normativos abren un horizonte geográfico y técnico sin precedentes para la colaboración empresarial.

FOX ESS

Históricamente, el sistema eléctrico se ha diseñado bajo un modelo radial: grandes centros de generación enviando energía a través de cientos de kilómetros de líneas de transporte y distribución hasta el punto de consumo. Sin embargo, como hemos experimentado en los últimos años, apagón incluido, existe una dependencia crítica de una infraestructura rígidamente centralizada donde el sistema se encuentra saturado y congestionado en gran medida.

La irrupción del autoconsumo fotovoltaico ha roto este esquema. Ya no buscamos traer la energía desde la red, sino generarla exactamente donde se consume. Pero el verdadero salto cualitativo, el que transforma el modelo a nivel macroeconómico, no ocurre en la instalación individual aislada, sino en la integración de estos activos en lo que hoy denominamos comunidades energéticas.

El autoconsumo fotovoltaico ha alcanzado una madurez tecnológica que lo hace imbatible, la mejora en la eficiencia de los módulos fotovoltaicos, aumentando la capacidad de generación por metro cuadrado ha optimizado radicalmente el aprovechamiento de cubiertas industriales y residenciales. Los inversores híbridos que aportan la posibilidad de añadir almacenamiento, los sistemas de monitorización mejorados y las mejoras de la eficiencia nos permiten gestionar la demanda energética de cada instalación.

No obstante, el límite del autoconsumo individual suele ser el espacio físico o la variabilidad de la carga. Aquí es donde las comunidades energéticas entran en juego como la solución sistémica.

El modelo de comunidades energéticas facilita el autoconsumo compartido, superando las limitaciones individuales mediante la agregación de distintos perfiles de consumo. En este contexto, el reciente Real Decreto del

La transición energética ya no es un concepto abstracto; es un despliegue de infraestructura inteligente donde cada tejado y cada batería suman

20 de marzo se convierte en un catalizador clave. Aunque la tecnología sigue siendo el pilar de la transición energética, esta actualización normativa introduce cambios decisivos: amplía el radio del autoconsumo compartido hasta los 5 kilómetros y flexibiliza el límite de potencia hasta los 100 kW. Con ello, desaparecen las antiguas restricciones geográficas. Ahora es posible diseñar verdaderos ecosistemas energéticos que integren polígonos industriales completos con áreas periurbanas o incluso áreas urbanas puramente.

A medida que las comunidades crecen en extensión, la intermitencia solar se vuelve un reto para la estabilidad de la red interna. El almacenamiento industrial (BESS) deja de ser un accesorio para convertirse en el „pulmón“ del sistema. Para gestionar esto con precisión empresas como Fox ESS cuentan con equipos avanzados como los inversores H3 Plus.

Estos equipos permiten integrar hasta el doble de potencia fotovoltaica pico respecto a su salida AC. Esto significa que, aunque estemos limitados por normativa a una inyección de 100 kW, podemos capturar mucha más energía del sol para almacenarla en sus tres puertos de baterías, alcanzando hasta 720 kWh de almacenamiento por inversor.

Las ventajas técnicas de añadir un equipo con almacenamiento y no únicamente producción son:

- Peak shaving: cubrir picos de demanda industrial sin exceder la potencia contratada ni el límite de inyección.
- Arbitraje temporal: almacenar el gran excedente generado por el sobredimensionamiento de paneles para usarlo cuando el precio de red es más alto.
- Resiliencia: actuar como estabilizador de tensión y frecuencia, protegiendo procesos críticos de micro cortes.

Para el tejido productivo, el binomio autoconsumo-comunidad energética es una herramienta pura de competitividad. En un escenario de alta volatilidad en los mercados mayoristas, el coste de la energía autogenerada y compartida es previsible a largo plazo. Las comunidades energéticas cada vez son más importantes para alcanzar zonas demográficas donde la red tiene una limitación o donde el autoconsumo individual no es posible. En términos empresariales la mejora es aún mayor, participar en una comunidad energética mejora significativamente la calificación de una empresa en los criterios de sostenibilidad y responsabilidad (conocidos como ESG).

El futuro de la energía es ineludiblemente distribuido, digital y colaborativo. El autoconsumo fotovoltaico aporta el motor de generación, mientras que las comunidades energéticas proporcionan la arquitectura operativa necesaria para escalar este modelo. Con la entrada en vigor de normativas más ambiciosas y la madurez de los sistemas de almacenamiento industrial, hemos superado las principales barreras técnicas y regulatorias. La transición energética ya no es un concepto abstracto; es un despliegue de infraestructura inteligente donde cada tejado y cada batería suman. La oportunidad está sobre la mesa, y la tecnología está lista para convertir nuestros tejados en los auténticos motores energéticos del siglo XXI ●

El autoconsumo colectivo, la nueva herramienta de ahorro energético para las empresas

El autoconsumo colectivo se está consolidando en España como una de las fórmulas más eficaces para que las empresas reduzcan su factura eléctrica, ganen competitividad y avancen en sus objetivos de descarbonización.

JAVIER CLEMENTE
DIRECTOR DE MARKETING Y PRODUCTO
GREENVOLT NEXT ESPAÑA

Qué es el autoconsumo colectivo? El autoconsumo colectivo es un modelo en el que varios consumidores utilizan la energía generada por una o varias instalaciones cercanas, repartiéndose dicha energía según coeficientes previamente acordados, de modo que cada empresa recibe una parte proporcional de la producción.

En la práctica, este modelo permite que industrias ubicadas, por ejemplo, en un mismo polígono aprovechen la energía de una misma planta de generación. Todo comienza con la energía generada por el productor, a través de una instalación sobredimensionada para producir más allá de las necesidades propias de consumo. La energía que el productor no necesita se reparte entre los demás miembros del colectivo. El reparto puede realizarse a través de red interior o mediante la red de distribución, siempre que se cumplan las condiciones regulatorias de proximidad (en España actualmente es de 2 kilómetros para instalaciones fotovoltaicas sobre cubierta y 500 metros en caso de instalaciones sobre suelo no industrial).

Para entender mejor el autoconsumo colectivo, es importante comparar las distintas situaciones en las que se puede encontrar un consumidor, así como las modalidades de autoconsumo a las que se puede adherir:

- Consumidor sin instalación solar: consume energía de la red eléctrica y paga la energía que consume al precio negociado con su comercializadora.
- Consumidor con una instalación de autoconsumo en modalidad individual: cuenta con una instalación fotovoltaica ajustada a su consumo, complementando con energía de la red cuando es necesario, y gestionando los excedentes mediante su venta o compensación en factura según el precio de mercado.



Planta fotovoltaica para Autoconsumo Colectivo en un colegio, Greenvolt.

- Consumidor con una instalación de autoconsumo en modalidad colectiva: cuenta con una instalación fotovoltaica sobredimensionada que le permite autoconsumir, vender excedentes y usar la red cuando lo necesita; al gestionar esos excedentes dentro de un colectivo, puede maximizar sus ahorros al venderlos a mejor precio que en el mercado en horas solares.

Diferentes formas de incorporarse a una instalación de autoconsumo colectivo

- Productor: una empresa puede actuar como productor cediendo su cubierta para instalar paneles solares y aportar energía al colectivo; además, puede consumir esa energía o, si no la necesita, rentabilizar el espacio mediante alquiler a largo plazo.
- Consumidor: una empresa puede adherirse como consumidor, accediendo a energía renovable generada por una instalación compartida sin necesidad de

realizar ninguna inversión. Esta modalidad permite beneficiarse de ahorros en la factura eléctrica desde el primer momento, con una gestión simplificada.

Los beneficios para las industrias son muy relevantes

- Ahorro económico directo al sustituir parte de la energía comprada a mercado por electricidad renovable de proximidad y, además, en el caso de los productores, podrán obtener ingresos adicionales gracias a los excedentes
- Mayor estabilidad de costes, especialmente valiosa en entornos de volatilidad del precio eléctrico.
- Mejora de la huella de carbono y del posicionamiento ESG de la empresa, un aspecto cada vez más importante en cadenas de suministro, licitaciones y acceso a financiación.
- Aumentar el valor de los espacios disponibles, compartir infraestructuras y optimizar consumos a escala de polígono o clúster industrial.

El autoconsumo colectivo ofrece beneficios similares al autoconsumo solar individual, pero con la ventaja de permitir que empresas sin capacidad para instalar energía solar accedan a sus beneficios, mientras que aquellas que sí pueden hacerlo multiplican sus beneficios y comparten los costes iniciales. Además, a medio plazo no solo supone un ahorro, sino que se convierte en una herramienta avanzada de gestión energética.

En este contexto el Grupo Greenvolt es una empresa europea de autoconsumo colectivo, con proyectos en Italia, Polonia, Rumanía y Portugal, donde gestiona más de 110 comunidades energéticas, con una capacidad instalada total de aproximadamente 45 MWp, además de otros 60 MWp en fase de desarrollo. Ahora, esa experiencia y know how se está estableciendo en España para impulsar esta solución entre empresas e industrias contribuyendo en la transición energética ●

En busca de hidrógeno limpio en microbios del Ártico

El hidrógeno es un vector energético clave, pero su producción sigue siendo intensiva en carbono y energía. Este artículo analiza el potencial metabólico de comunidades microbianas procedentes de filtraciones frías en aguas del Ártico para generar hidrógeno de forma limpia y eficiente. El proyecto que investiga esta innovadora forma de obtener hidrógeno renovable se desarrolla en la Universidad de Oulu (Finlandia).

DR. JUAN GALARZA
DEPARTAMENTO DE ECOLOGÍA Y GENÉTICA
UNIVERSIDAD DE OULU (FINLANDIA)

El hidrógeno aparece cada vez con más frecuencia en las conversaciones sobre el futuro de la energía limpia. Cuando se utiliza como combustible, produce agua en lugar de dióxido de carbono. Puede almacenar energía, impulsar vehículos y ayudar a alimentar procesos industriales difíciles de electrificar. Muchos gobiernos e industrias lo consideran una pieza indispensable en la transición lejos de los combustibles fósiles.

El problema es que la mayor parte del hidrógeno que se produce hoy no es especialmente limpio. El método dominante, a partir de metano con vapor, depende del gas natural y libera grandes cantidades de dióxido de carbono. Incluso métodos más recientes, como la electrólisis del agua, requieren mucha electricidad, además de agua, que no siempre proviene de fuentes renovables.

Por esta razón, científicos de todo el mundo buscan formas alternativas y complementarias de producir hidrógeno con un menor impacto ambiental. Una de las vías

más prometedoras proviene de un lugar inesperado: la vida microscópica.

Muchos microorganismos producen hidrógeno de forma natural como parte de su metabolismo. Ciertas bacterias y arqueas generan hidrógeno cuando descomponen compuestos orgánicos en ambientes sin oxígeno. Este proceso existe desde hace miles de millones de años, mucho antes de que los humanos comenzaran a pensar en el hidrógeno como fuente de energía.

Ahora los investigadores plantean una pregunta interesante. ¿Podemos aprender de estos microbios y adaptar su maquinaria biológica para producir hidrógeno de forma controlada y eficiente?

Nuestro proyecto de investigación explora esta idea en uno de los entornos más remotos y extremos del planeta: los "cold seeps", o filtraciones frías, del Alto Ártico.

Vida en las filtraciones frías

Las filtraciones frías son lugares del fondo marino donde gases y fluidos escapan lentamente desde los sedimentos subterráneos. Estos fluidos suelen contener metano, hidrocarburos y otros compuestos que los micro-

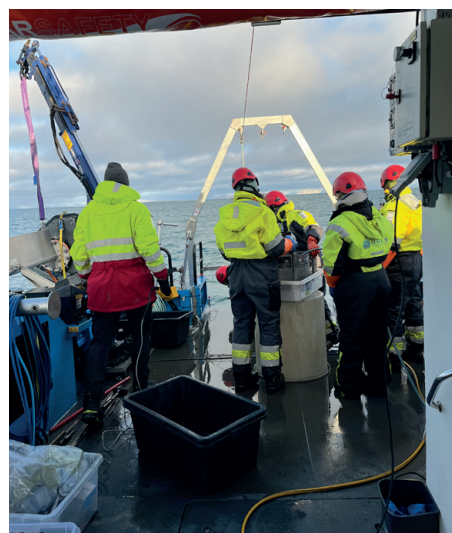
bios pueden usar como fuente de energía. El entorno es oscuro, frío y a menudo pobre en oxígeno, pero aun así alberga comunidades microbianas muy activas.

Alrededor del archipiélago de Svalbard, en el océano Ártico, se han descubierto varios sistemas de filtraciones frías a lo largo de la plataforma y el talud continental. A pesar de que la temperatura del agua está cerca del punto de congelación, los microbios prosperan allí.

Estos microorganismos se han adaptado a condiciones que serían difíciles para la mayoría de las formas de vida. Sus enzimas funcionan de manera eficiente a bajas temperaturas y sus sistemas metabólicos les permiten sobrevivir en ambientes con poca energía disponible. Algunos de estos microbios son capaces de producir hidrógeno como parte de sus redes metabólicas. Estas características los vuelven interesantes no solo para la ecología, sino también para la biotecnología.

En busca de productores de hidrógeno

Nuestro proyecto comienza en el océano Ártico. Durante expediciones científicas al-



Izquierda: preparación de librerías genómicas en la Universidad de Oulu. Derecha: equipo de investigación trabajando en el archipiélago de Svalbard (océano Ártico).

rededor de Svalbard, hemos recolectado muestras de sedimento del fondo marino utilizando equipos especializados desplegados desde buques de investigación. Los dispositivos de muestreo recuperan columnas de sedimento que conservan la estructura del hábitat microbiano. Cada capa puede contener comunidades diferentes según factores como la química del sedimento, la temperatura y la disponibilidad de gases.

De regreso a bordo del barco, las muestras se preservan cuidadosamente y se preparan para su transporte. Muchos microbios de estas filtraciones son sensibles al oxígeno o a los cambios de temperatura, por lo que el manejo debe hacerse rápidamente y bajo condiciones controladas. Cuando termina la expedición, las muestras viajan hacia el sur, hasta Finlandia, donde comienza la siguiente etapa de la investigación.

Leyendo el plano genético

En el laboratorio, se extrae material genético directamente de los sedimentos. En lugar de aislar un organismo a la vez, se secuencian el ADN de toda la comunidad microbiana al mismo tiempo. Esta técnica se conoce como metagenómica. La secuenciación metagenómica permite reconstruir los genomas de organismos que nunca han sido cultivados en el laboratorio. A partir de estos, podemos identificar genes implicados en diferentes rutas metabólicas, incluidas aquellas relacionadas con la producción de hidrógeno.

Un segundo método, llamado metatranscriptómica, analiza las moléculas de ARN que los microbios producen cuando sus genes están activos. El ARN revela qué procesos metabólicos están ocurriendo realmente en el ambiente en el momento del muestreo. Juntos, estos métodos permiten observar tanto el potencial como la actividad de las comunidades microbianas en los sedimentos de las filtraciones frías.

Este trabajo genera enormes cantidades de datos de secuenciación. Las herramientas de bioinformática ayudan a ensamblar genomas, identificar enzimas y predecir redes metabólicas. Los investigadores buscan en particular genes relacionados con el metabolismo del hidrógeno, como las enzimas llamadas hidrogenasas, que catalizan la formación de hidrógeno. Las versiones adaptadas al frío de estas enzimas son especialmente interesantes, ya que podrían



Núcleos de sedimento marino tomado como muestra para desarrollar la investigación.

funcionar de manera eficiente a temperaturas en las que muchas enzimas industriales pierden sus cualidades.

Del descubrimiento a la aplicación

Encontrar microbios productores de hidrógeno es solo el primer paso. El siguiente desafío es comprender cómo funcionan estos organismos y si sus sistemas biológicos pueden utilizarse en aplicaciones prácticas.

En el laboratorio se intenta cultivar algunos de estos microbios en el laboratorio bajo condiciones que imitan el ambiente de las filtraciones frías. Si se logra cultivarlos, los científicos pueden estudiar su metabolismo directamente y medir la producción de hidrógeno en condiciones controladas. Sin embargo, muchos microbios ambientales son difíciles de cultivar. Aquí es donde entran la biología molecular y la bioingeniería. Los genes identificados en microbios del Ártico pueden transferirse a organismos más fáciles de cultivar, como ciertas bacterias de laboratorio. Estos organismos actúan como plataformas biológicas donde los investigadores pueden probar si las nuevas enzimas funcionan fuera de su entorno original. Si el proceso funciona, estos microbios modificados podrían producir hidrógeno en condiciones más fáciles de manejar en entornos industriales.

El objetivo final no es reemplazar completamente los métodos actuales de producción de hidrógeno, sino ampliar las opciones disponibles. Los sistemas biológicos pueden ofrecer ventajas como el funcionamiento a bajas temperaturas, el uso de residuos orgá-

nicos como materia prima o la integración en procesos de tratamiento de desechos.

Aprendiendo de la naturaleza

En este proyecto se combina la exploración científica con biología molecular moderna. Las expediciones al Ártico nos permiten acceder a ecosistemas únicos, donde la evolución ha moldeado la vida microbiana de formas sorprendentes. Las tecnologías de secuenciación permiten leer la información genética oculta en esos ambientes. La bioinformática y los experimentos de laboratorio transforman ese conocimiento en comprensión práctica.

La naturaleza lleva miles de millones de años experimentando con soluciones bioquímicas. Los microbios han desarrollado enzimas capaces de realizar reacciones complejas con gran eficiencia. Estamos apenas comenzando a comprender la diversidad de estos sistemas biológicos. Las filtraciones frías del océano Ártico podrían contener pistas sobre nuevas formas de producir hidrógeno de manera más limpia y sostenible.

Por ahora, el trabajo continúa en laboratorios y buques de investigación, donde núcleos de sedimento, secuencias de ADN y cultivos microbianos van revelando poco a poco las capacidades de los habitantes más pequeños de nuestro planeta.

Este proyecto forma parte de una nueva iniciativa de investigación financiada por el programa H₂FUTURE de la Universidad de Oulu, en Finlandia, un programa que promueve el desarrollo de nuevas tecnologías relacionadas con el hidrógeno. El proyecto está a cargo del Dr. Juan Galarza, ecólogo molecular ●



Electrificando el calor industrial a menor coste que el gas natural

Los proyectos de Leonhard Kurz y Tesa con Energynest muestran que la descarbonización del calor de proceso ya puede implantarse con lógica industrial, sin comprometer la continuidad operativa.

ALBERTO CRESPO INIESTA
DIRECTOR DE DESARROLLO DE PROYECTOS
ENERGYNEST

La electrificación del calor de proceso está dejando de ser una promesa tecnológica para convertirse en una decisión industrial concreta. En sectores intensivos en energía como el químico, esa transición solo avanza cuando concurren tres factores: viabilidad económica, seguridad de suministro y flexibilidad operativa. Los proyectos que Energynest desarrolla junto a Leonhard Kurz y Tesa ilustran precisamente ese cambio de paradigma: soluciones power-to-heat con almacenamiento térmico diseñadas para reducir consumo de gas, capturar valor de la electricidad renovable y mantener un suministro de calor estable y gestionable en entornos productivos exigentes.

Proyecto de Leonhard Kurz

- Sistema power-to-heat con calentador eléctrico de 3 MWe con 12 MWh de almacenamiento térmico, para suministrar aceite térmico a la red existente.
- Suministrará más de 3 GWh/año de calor y cubrirá más del 70% de la demanda térmica de una línea de producción.

- Reducirá el consumo de gas en más de 3,5 GWh/año y evitará más de 700 toneladas de CO₂.

Proyecto de Tesa

- Sistema power-to-heat con calentador eléctrico de 10 MWe con 40 MWh de almacenamiento térmico para suministrar vapor de proceso a la red existente.
- El proyecto de Tesa prevé cubrir alrededor de dos tercios de la demanda anual de vapor de la planta y reducir unas 4.600 toneladas de CO₂ al año.

Descarbonizar con lógica de negocio

El interés de estos proyectos no reside únicamente en su contribución climática, sino en que convierten la descarbonización en una decisión de negocio. En el caso de Leonhard Kurz, la solución se integra en la infraestructura existente de aceite térmico de la planta de Sulzbach-Rosenberg (Alemania) y está prevista para entrar en operación a mediados de 2026. El sistema permitirá aprovechar excedentes de energía solar del campo fotovoltaico del propio emplazamiento y aportar calor estable y bajo demanda a una línea de producción sin exigir

una transformación radical de la instalación térmica existente.

Ese enfoque resulta especialmente relevante para la industria química: electrificar no significa sustituir de golpe toda la arquitectura energética, sino incorporar capacidad flexible y descarbonizada con un nivel de riesgo asumible. En este proyecto, más del 40% de la demanda de calor de la línea atendida se cubrirá con calor almacenado, lo que aporta margen de maniobra frente a la variabilidad del recurso renovable. Al mismo tiempo, el sistema mantiene la lógica de continuidad de producción que exige la planta industrial.

Rentabilidad: reducir exposición al gas y capturar valor de la flexibilidad

La electrificación industrial sólo avanza cuando el caso económico está bien armado. En el proyecto de Leonhard Kurz, el retorno esperado se sitúa por debajo de los diez años. En este proyecto, la electricidad se suministra directamente a partir de paneles fotovoltaicos instalados in situ, lo que se traduce en unos costes energéticos muy bajos. De manera general, se pueden generar ingresos mediante la participación en el

mercado de capacidad (aFRR) y a través de arbitraje en los mercados diario e intradiario. En conjunto, estas fuentes de valor permiten que la electrificación siga siendo competitiva en costes frente al gas.

En el caso de Tesa, el proyecto se articula como una solución económicamente viable, escalable y transferible, y el sistema permitirá ajustar la compra de electricidad en las horas de precios más bajos, adaptándose a las condiciones meteorológicas. El almacenamiento térmico hace posible utilizar electricidad renovable excedentaria de bajo coste y desplazar su uso térmico en el tiempo, algo especialmente valioso en un entorno de precios energéticos volátiles. Además, el sistema de control asistido por IA integrará power-to-heat, fotovoltaica, eólica y otras medidas de eficiencia en un sistema energético global.

Fiabilidad operativa: electrificar sin poner en riesgo la producción

En industria, la verdadera prueba de una tecnología no es su promesa de descarbonización, sino su capacidad para convivir con un proceso que necesita calor continuo, predecible y seguro. En el proyecto de Leonhard Kurz, uno de los riesgos identificados era precisamente la necesidad de suministro térmico ininterrumpido 24/7. La solución planteada minimiza esa incertidumbre mediante integración en una instalación altamente automatizada y con requisitos de mantenimiento reducidos, basados esencialmente en inspecciones rutinarias.

La arquitectura híbrida también juega a favor de la fiabilidad. La electrificación se introduce como una capa adicional de flexibilidad y reducción de emisiones, no como una ruptura operativa. Eso permite mantener seguridad de suministro y avanzar en la transición energética sin exponer la producción a riesgos innecesarios. En este punto, almacenamiento térmico y gestión inteligente de la energía dejan de ser un 'extra' tecnológico y pasan a ser una herramienta de continuidad operativa.

Confianza tecnológica y mitigación del riesgo

La aceptación industrial de una tecnología depende de la evidencia. En ese sentido, Energynest refuerza su propuesta con una trayectoria en el mercado desde 2011 y con sistemas en operación, proyectos en ejecu-



ción y nuevas implantaciones en desarrollo, como es el caso de los tres proyectos power-to-heat en España adjudicatarios de subvención por parte de la Primera convocatoria de ayudas para proyectos innovadores de almacenamiento energético cofinanciada con Fondos FEDER 21-27. Su tecnología ThermalBattery de almacenamiento térmico se basa en hormigón de altas prestaciones que trabaja hasta 400 °C, con una integración modular en plantas industriales existentes.

En el caso de Leonhard Kurz, esta confianza tecnológica se traduce en una implantación con garantías de rendimiento, integración en un entorno técnico conocido y apoyo en referencias comerciales previas. Ese es un punto crucial para la industria química: el riesgo tecnológico no se elimina, pero sí se reduce cuando la solución se apoya en experiencia acumulada, diseño modular y casos reales que demuestran que la electrificación puede ser rentable y operativamente robusta.

Como resume Ralph Hopfensitz, vicepresidente Ejecutivo Senior de Tecnología Global en Leonhard Kurz, asegura que “el cambio hacia calor industrial electrificado y basado en energías renovables es un punto de inflexión para la industria manufacturera. Al aprovechar la tecnología de almacenamiento térmico avanzada de Energynest, garantizamos un suministro de calor estable y bajo demanda que reduce nuestra dependencia de los combustibles fósiles y mejora la eficiencia energética. Es una innovación clave que fortalece nuestra estrategia energética a largo plazo y acelera nuestra transición hacia una producción neutra en CO₂”.

Tesa: gran escala para el calor de proceso electrificado

Otro ejemplo especialmente relevante es el proyecto que Tesa desarrolla con Energynest en su planta de Hamburgo, la mayor instalación productiva de la red global de Tesa. El proyecto se encuentra actualmente en fase de implementación, con el inicio de obras previsto para otoño de 2026 y la puesta en marcha esperada en verano de 2027. El proyecto consiste en un sistema power-to-heat de 10 MWe con una unidad de almacenamiento térmico de 40 MWh.

La instalación permitirá convertir electricidad renovable en vapor de alta temperatura y suministrarlo cuando sea necesario, cubriendo alrededor de dos tercios de la demanda anual de vapor del emplazamiento de forma climáticamente neutra, flexible y compatible con la red. El proyecto reducirá las emisiones del centro en aproximadamente 4.600 toneladas de CO₂ al año, equivalentes a cerca del 20% de las emisiones del emplazamiento tomando como referencia 2018. Dada su modularidad y replicabilidad el concepto es transferible a otras industrias intensivas en energía.

La propia directiva de Tesa subraya la relevancia estratégica del proyecto. En palabras de Dr. Ingrid Sebal, Chief Technology Officer de tesa SE: “Este proyecto demuestra que la producción industrial climáticamente neutra ya es factible hoy en día, tanto desde el punto de vista tecnológico como económico y de escalabilidad. Con la electrificación de nuestra generación de vapor y la integración de un sistema de almacenamiento térmico a gran escala, estamos añadiendo otro elemento clave a nuestra transformación energética y sentando las bases para una producción casi climáticamente neutra en Hamburgo”.

Los casos de Leonhard Kurz y Tesa apuntan a una conclusión clara: la electrificación del calor industrial no se evalúa solo en términos de CO₂ evitado, sino como una palanca para mejorar competitividad, reforzar seguridad de suministro y añadir flexibilidad operativa. En definitiva, integrar sistemas power-to-heat con almacenamiento térmico en la infraestructura industrial existente permite transformar electricidad en calor gestionable, optimizar el coste energético mediante compras inteligentes de electricidad y venta de flexibilidad, reducir la dependencia del gas natural y rebajar de forma estructural la factura energética ●

Integración de la medida eléctrica en el control de procesos petroquímicos

Aplicación de la supervisión eléctrica en sistemas de bombeo en refinerías: experiencia en instalaciones de Repsol

SANTIAGO DE LA PEÑA
TÉCNICO COMERCIAL
SACI

En la industria petroquímica, donde los procesos son continuos y altamente exigentes, la fiabilidad operativa depende en gran medida del control preciso de variables críticas. En este contexto, la supervisión eléctrica en baja tensión se está consolidando como una herramienta clave no solo para la gestión energética, sino también para el control de proceso. Este artículo analiza la integración de la medida eléctrica en sistemas de automatización industrial a partir de un proyecto desarrollado en varias refinerías de Repsol en España.

El papel de la supervisión eléctrica en industrias de refino

En instalaciones de refino, los sistemas eléctricos forman parte directa de la operación del proceso. Equipos como bombas, motores o sistemas auxiliares están estrechamente ligados a variables de proceso como caudal, presión o temperatura. En este entorno, la medida de parámetros eléctricos, especialmente la intensidad y la potencia, permite obtener una visión indirecta pero

muy representativa del estado operativo de los equipos.

A diferencia de otros entornos industriales, en refinería los procesos son continuos, las paradas tienen un alto impacto económico y la detección temprana de desviaciones es crítica. Por ello, la integración de la supervisión eléctrica en los sistemas de control permite mejorar tanto la operatividad como la fiabilidad de la instalación.

En este contexto, Repsol ha implementado una solución de monitorización eléctrica en varias de sus refinerías en España en colaboración con SACI, un fabricante español especializado en el ámbito del control y la medición eléctrica.

La solución se basa en la instalación de analizadores de red trifásicos en cuadros eléctricos asociados a sistemas de bombeo, integrados con los sistemas de control existentes (PLCs) y plataformas de supervisión (SCADA). Actualmente, el despliegue supera las 200 unidades instaladas, operando de forma continua en un entorno industrial exigente.

El objetivo principal del proyecto no ha sido únicamente la monitorización energética, sino la mejora del control operativo de

los equipos, utilizando la información eléctrica como variable de proceso.

De la medida eléctrica al control de proceso

Uno de los aspectos clave del proyecto es la utilización de la intensidad consumida por los motores como variable principal de control. En este tipo de aplicaciones, la corriente eléctrica presenta una correlación directa con el estado de carga del equipo, permitiendo identificar condiciones de sobrecarga y detectar cualquier funcionamiento anómalo además de evaluar el comportamiento dinámico del sistema.

Para integrar esta variable en los sistemas de automatización, las magnitudes eléctricas medidas por los analizadores se transforman en señales analógicas estándar mediante módulos de salida. Estas señales, típicamente en rango 4–20 mA, son utilizadas por los PLCs como una variable continua de proceso, permitiendo actuar sobre parámetros como caudal, presión o régimen de funcionamiento de las bombas.

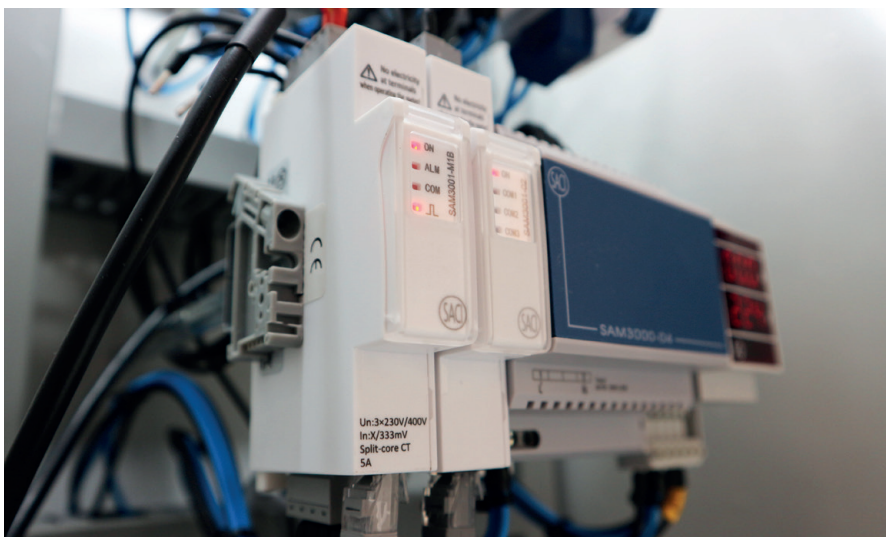
Además, la posibilidad de configurar el escalado de estas señales permite adaptar la medición al rango real de operación del sistema, mejorando la precisión del control. La precisión de la señal (del orden del 0,5% del fondo de escala) y su tiempo de respuesta (≈ 1 segundo) permiten su uso en aplicaciones de control en tiempo real dentro del entorno industrial.

Integración en arquitectura de automatización

La solución implementada combina dos niveles de integración:

1. Nivel de control (PLC)

Las señales analógicas procedentes de los analizadores se integran directamente en los PLCs, formando parte de la lógica de control del proceso. Esto permite utilizar variables



eléctricas como input en estrategias de regulación y control.

2. Nivel de supervisión (SCADA)

De forma paralela, los equipos se comunican mediante Ethernet y protocolo Modbus TCP, permitiendo la integración en sistemas SCADA y facilitando la monitorización global de la instalación, el acceso remoto y análisis de históricos de los datos. El sistema opera en arquitectura cliente-servidor dentro de la red industrial, asegurando una comunicación robusta y compatible con infraestructuras existentes.

Aplicación en sistemas de bombeo en refinería

En refinería, los sistemas de bombeo desempeñan un papel fundamental en el transporte de fluidos dentro del proceso.

La utilización de la corriente eléctrica como variable de control permite:

- Ajustar el funcionamiento de las bombas en función de la carga real



- Detectar desviaciones sin necesidad de instrumentación adicional
- Anticipar incidencias operativas

Este enfoque resulta especialmente relevante en entornos petroquímicos, donde las condiciones de operación pueden variar de forma continua, la estabilidad del proceso es crítica y la redundancia y la fiabilidad son prioritarias.

Resultados y ventajas operativas

La integración de la supervisión eléctrica en el control de proceso ha permitido:

- Mejorar la visibilidad del estado de los equipos
- Optimizar la operación de sistemas de bombeo
- Detectar anomalías de forma temprana
- Integrar la información eléctrica en la lógica de control

Además, el despliegue en múltiples refinerías demuestra la escalabilidad y robustez de la solución en entornos industriales complejos ●

Kemira

Innovación química al servicio de una producción de biogás más eficiente y rentable

EFICACIA DEMOSTRADA EN
MÁS DE 100 INSTALACIONES
DE TODA EUROPA.



Contacto

Sílvia Salvador
silvia.salvador@kemira.com



Descubre nuestro
programa de biogás

Descarbonización mediante carbono renovable: la transición hacia procesos más sostenibles en la producción de surfactantes

La descarbonización del sector químico exige repensar la selección de energía y el origen del carbono utilizado en las moléculas esenciales de múltiples cadenas de valor. La transición hacia energía y materias primas renovables, aplicada a la producción de compuestos como el alquilbenceno lineal, representa una ruta efectiva para reducir emisiones en toda la cadena del detergente.



ALFREDO LÓPEZ
DIRECTOR DE SOSTENIBILIDAD
MOEVE CHEMICALS

La industria química afronta una transformación estructural impulsada por la necesidad urgente de reducir emisiones en toda la cadena de valor. Los surfactantes —compuestos tensoactivos capaces de reducir la tensión superficial entre fases líquidas y sólidas— son esenciales en detergentes, limpieza industrial, y cuidado personal. Su demanda global continúa creciendo, y con ella la necesidad de soluciones con menor huella climática.

Dentro de esta familia, el surfactante aniónico más utilizado es el sulfonato de alquilbenceno lineal (LAS por sus siglas en inglés), cuya eficacia, biodegradabilidad y coste competitivo lo han consolidado como estándar global. El componente clave para sintetizar LAS es el alquilbenceno lineal (LAB),

una molécula aromática lineal producida tradicionalmente a partir de materias primas fósiles. Dado que el LAB representa una proporción significativa de la huella del LAS, intervenir aguas arriba es imprescindible para reducir el impacto en el detergente final.

Moeve Chemicals, principal productor mundial de LAB, ha asumido una responsabilidad estratégica: liderar la transición hacia alternativas con menor huella de carbono basadas en materias primas renovables y energía sostenible.

El desarrollo de procesos sostenibles, incluyendo usos de carbono renovable, no es un simple ajuste: implica repensar por completo el suministro, la ingeniería, la trazabilidad y los modelos de verificación asociados a estas nuevas materias primas y a la energía. La iniciativa de Moeve Chemicals en esta dirección —materializada en la plataforma de productos conocida como Next-

Lab— ilustra claramente el potencial técnico de esta transición, así como los retos para su escalabilidad industrial.

Aunque la energía sostenible sigue siendo más limitada y costosa, Moeve Chemicals ha consolidado el uso de electricidad renovable en sus plantas y dispone de acceso a biometano y certificaciones para reducir emisiones GEI.

El papel del carbono renovable

El LAS continúa siendo el surfactante aniónico de referencia por su eficiencia, biodegradabilidad y rendimiento comprobado en detergentes. Su huella de carbono depende en gran medida de la naturaleza del LAB utilizado en su síntesis. Dado que la química del LAB tradicional se apoya en fracciones petroquímicas de origen fósil, la reducción del impacto asociado al surfactante final exige intervenir en etapas previas a la sulfonación.

La introducción de materias primas renovables, provenientes de aceites vegetales sostenibles, reintroduce carbono de origen biogénico en una molécula históricamente fósil. Desde un punto de vista químico, la transición permite reducir emisiones sin alterar la estructura funcional del compuesto.

En el caso de NextLab R, el objetivo es reproducir la misma arquitectura molecular del LAB convencional —misma distribución de homólogos, misma longitud de cadena, misma reactividad— de modo que el LAS resultante sea totalmente compatible con las formulaciones existentes. Esta compatibilidad es clave para acelerar la adopción industrial.

Viabilidad tecnológica: rutas renovables para la producción de LAB

Si bien existen rutas teóricas procedentes de procesos completamente bio-basados,

la realidad económica y tecnológica actual favorece modelos híbridos apoyados en el balance de masas.

Éstos permiten integrar fracciones renovables dentro de procesos petroquímicos ya existentes, manteniendo la eficiencia industrial y la consistencia del producto, a la vez que se asigna —bajo esquemas auditados— una proporción del carbono renovable al LAB final.

Las tecnologías actuales de alquilación, como las plataformas de catalizadores sólidos, permiten incorporar progresivamente flujos bio-basados sin sacrificar la selectividad hacia cadenas lineales ni la calidad del producto final. El principal reto reside en garantizar un suministro constante de materias primas renovables que cumplan criterios estrictos de sostenibilidad y trazabilidad.

A la molécula de LAS se le exige degradabilidad al final de la cadena de valor (uso de detergente) lo cual supone emisiones GEI. Esta circunstancia hace preferente el uso de materias primas de origen biológico (que pueden tener créditos o emisiones negativas) frente a las circulares cuya contabilidad de carbono no está siempre armonizada.

Barreras económicas: el diferencial de coste como freno principal

El desafío más evidente para la adopción masiva de materias primas renovables es el coste diferencial. Los aceites vegetales sostenibles, los lípidos residuales y otros insumos bio-basados tienen un precio superior al de las materias primas fósiles equivalentes. Este diferencial se debe, en parte, a:

Limitaciones de disponibilidad global.

Competencia con otros sectores, especialmente el de biocombustibles.

Requisitos de certificación exigentes

Mayor complejidad logística

A pesar de ello, el interés del mercado por soluciones de menor huella de carbono es cada vez más evidente. Grandes multinacionales del sector han fijado objetivos de reducción que solo pueden cumplirse mediante el uso de materias primas renovables en los surfactantes que emplean. Esto está impulsando una demanda creciente, aunque todavía limitada por el coste del producto final.

Trazabilidad y certificación

Un aspecto crítico en la transición hacia materias primas renovables es la trazabilidad.

No basta con utilizar una materia prima de origen biológico; es necesario demostrar, mediante esquemas certificados y verificables, que esta materia prima realmente contribuye a una reducción neta de emisiones a lo largo de su ciclo de vida.

Por ello es necesario adoptar, tal y como realizamos en Moeve Chemicals, un enfoque basado en estándares reconocidos internacionalmente, empleando sistemas de certificación que garantizan:

- Trazabilidad completa desde el origen de la materia prima hasta su transformación.
- Asignación proporcional de carbono renovable mediante esquemas de mass-balance, cada vez más preferidos por clientes y reguladores respecto a modelos de libre asignación.
- Auditorías externas independientes, que revisan no solo los volúmenes, sino también las metodologías utilizadas.
- Disponibilidad de LCAs (Life Cycle Assessments) y datos específicos de huella de carbono por producto.

La transición hacia esquemas de asignación proporcional permite un reparto más transparente y coherente del carbono renovable en los distintos productos de la cadena, fortaleciendo la confianza tanto del cliente como del regulador.

Mass balance como modelo de integración industrial

El mass balance es hoy la herramienta más eficiente para introducir carbono renovable en cadenas petroquímicas existentes sin necesidad de construir plantas completamente nuevas o segregadas. Este modelo facilita:

- La compatibilidad con infraestructuras industriales ya desplegadas.
- El uso de reactores, catalizadores y redes logísticas existentes.
- Una transición gradual desde materias primas fósiles a bio-basadas.
- Una reducción significativa de barreras de inversión inicial.

Desde el punto de vista del producto final, este modelo asegura que el LAS producido a partir del LAB renovable tiene las mismas propiedades fisicoquímicas y el mismo rendimiento que su equivalente fósil. Las pruebas comparativas indican que no existen diferencias en términos de detergencia, estabilidad o comportamiento en aplicaciones domésticas e industriales.

Limitaciones actuales y retos futuros

Aunque el avance en materias primas renovables es significativo, aún persisten barreras estructurales que dificultan su despliegue a gran escala:

- Disponibilidad limitada de materias primas certificadas. Solo una fracción de los aceites vegetales y lípidos residuales existentes cumplen los criterios de sostenibilidad exigidos por el sector químico.
- Competencia con biocombustibles, que absorben gran parte del supply global.
- Desajustes geográficos, con grandes volúmenes de materia prima disponibles en regiones donde la infraestructura para su certificación y procesamiento es limitada.
- Riesgos de volatilidad de precios, que obligan a los productores a desplegar estrategias de diversificación de materias primas.

A largo plazo, se espera que el desarrollo de nuevas biorrefinerías integradas permita reproducir la simbiosis industrial que, durante décadas, ha caracterizado la relación entre refinerías y plantas de LAB. Esta convergencia facilitará un suministro más estable, precios más competitivos y una mayor variedad de materias primas renovables disponibles para uso químico.

Conclusión: una vía crítica para la descarbonización del sector

El avance hacia procesos sostenibles, con energía y materias primas renovables en la producción de LAB constituye una de las palancas más relevantes para la descarbonización de la cadena del detergente. La reducción de emisiones en el surfactante más utilizado del mundo tiene un impacto directo y significativo sobre los compromisos climáticos de fabricantes, distribuidores y marcas de gran consumo.

Tecnologías pioneras como NextLab demuestran que es posible reducir la dependencia del carbono fósil manteniendo la eficiencia, la compatibilidad y el rendimiento del producto final. Aunque persisten barreras económicas y logísticas, la evolución de la disponibilidad de materias primas, el fortalecimiento de los esquemas de certificación y la maduración de las cadenas de suministro renovables permitirán una penetración creciente de estas soluciones en los próximos años ●

Descarbonización en la industria química: retos, inercias y una hoja de ruta posible

La primera caracterización energética del sector químico en Euskadi identifica el peso del calor industrial, la dependencia del gas natural y las oportunidades en eficiencia, electrificación y recuperación térmica como ejes de la transición energética

SENER

La industria química es uno de los pilares energéticos e industriales de Europa y, al mismo tiempo, un sector especialmente complejo de descarbonizar debido a la diversidad de procesos y a su dependencia del gas natural. No obstante, existen oportunidades claras para acelerar su transición hacia un modelo más eficiente y bajo en carbono.

En el contexto del Net-Zero Basque Industrial Super Cluster (NZBSIC), iniciativa liderada por el Departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad del Gobierno Vasco a través de SPRI (Agencia Vasca de Desarrollo Empresarial), se ha desarrollado en colaboración con AVEQ-Kimika (Asociación vasca de Empresas Químicas) una primera caracterización energética del sector químico en Euskadi.

El NZBSIC tiene como objetivo acelerar el camino hacia las emisiones netas cero en el País Vasco, impulsando la descarbonización del suministro energético, la eficiencia energética industrial y el escalado de nuevas tecnologías y servicios innovadores.

Las conclusiones de este estudio sirven como diagnóstico del sector y como base para la definición de posibles hojas de ruta de descarbonización.

La descarbonización del sector químico: una transición técnica, gradual y posible

La industria química agrupa actividades muy heterogéneas —desde procesos electroquímicos hasta hornos de alta temperatura o la fabricación de plásticos, pinturas y barnices—, lo que se traduce en perfiles energéticos diversos. Sin embargo, un diagnóstico agregado permite identificar patrones comunes que marcan la agenda de descarbonización.

El consumo energético del sector se estructura mayoritariamente en torno a demandas



térmicas, que representan en torno al 60 % del consumo total, impulsadas principalmente por el uso de gas natural en hornos, calderas de vapor y secaderos. La generación de calor a temperaturas superiores a 400 °C —habitual en hornos de fusión, algunos hornos de destilación y RTO (oxidador térmico regenerativo)— constituye una de las principales barreras para la electrificación directa.

En paralelo, alrededor del 60 % de las emisiones del sector son de alcance 1, asociadas casi íntegramente a la combustión de gas natural en equipos térmicos fijos. Existen también emisiones de proceso, ligadas a determinadas reacciones químicas, cuyo carácter difícilmente evitable apunta a la futura necesidad de soluciones de captura, uso o almacenamiento de CO₂ (CCUS).

La demanda de vapor resulta especialmente relevante en procesos de calentamiento de productos y cubas, pudiendo concentrar cerca de un tercio del consumo de gas natural, lo que la convierte en un foco prioritario para medidas de eficiencia y electrificación.

En el ámbito eléctrico, el consumo está dominado por procesos electroquímicos —como la electrólisis o la electrodeposición—, altamente electrointensivos y cuya eficiencia depende de la tecnología empleada. Muchos de estos procesos generan hidrógeno como subproducto, con potencial de valorización. A ello se suman los accionamientos mecánicos, los sistemas de frío y los compresores de aire.

Una transición que combina eficiencia, electrificación y recuperación de calor

El análisis de las medidas implantadas en los últimos años muestra que la descarbonización avanza inicialmente a través de la eficiencia energética. Destacan la sustitución de calderas por equipos más eficientes, la renovación de motores, bombas y compresores, y la implantación de variadores de frecuencia.

La recuperación de calor residual constituye otra palanca relevante. Ya existen ejemplos de aprovechamiento del calor de hornos para generación de vapor, de reacciones exotérmicas para cogeneración o del calor de compresores y condensados. Aun así, más de la mitad del sector identifica margen adicional no explotado.

La electrificación comienza a ganar presencia, especialmente en la generación de vapor de menor temperatura. En paralelo, emergen oportunidades como el aprovechamiento del hidrógeno residual y el interés por bombas de calor industriales, aunque su implantación sigue siendo incipiente. El autoconsumo eléctrico avanza de forma moderada, condicionado por restricciones técnicas y aseguradoras, si bien el despliegue fotovoltaico podría acelerar su adopción.

El reto final: integrar soluciones de proceso y nuevas tecnologías

La descarbonización del sector químico requiere ir más allá de la eficiencia convencional. La electrificación de la generación de vapor mediante soluciones con almacenamiento térmico, integradas con generación renovable, ejemplifica el tipo de enfoques necesarios.

El sector químico afronta una transición profunda: técnicamente exigente y económicamente gradual, pero con un alto potencial de viabilidad. Su diversidad plantea retos, pero también oportunidades al permitir combinar soluciones hacia un modelo energético más eficiente y descarbonizado ●

Biomasa y Certificados de Ahorro Energético: la estrategia de ENGIE para una descarbonización industrial rentable y segura

La integración de biomasa certificada y Certificados de Ahorro Energético permite a la industria reducir costes, asegurar suministro térmico y avanzar en descarbonización con menor riesgo regulatorio.

ENGIE

La industria española se encuentra en un momento clave en el que la transición hacia modelos energéticos más sostenibles ya no es solo una aspiración ambiental, sino una necesidad estratégica. La volatilidad de los precios, la presión regulatoria y la exigencia de disponer de fuentes de energía más estables han llevado a muchas empresas a replantear su forma de producir y consumir energía. En este escenario, la combinación de biomasa y eficiencia energética se ha consolidado como una oportunidad real para avanzar hacia un modelo más competitivo, fiable y alineado con los compromisos climáticos. ENGIE acompaña a la industria en este proceso con un enfoque integral que permite abordar la descarbonización de manera eficaz, rentable y con garantías.

La biomasa, una de las energías renovables más consolidadas para uso térmico, ha demostrado ser una alternativa firme para sectores que requieren un suministro constante de calor o vapor. Su principal ventaja radica en la estabilidad que aporta frente a los combustibles fósiles, reduciendo la exposición a fluctuaciones de mercado y permitiendo una planificación energética más predecible. No obstante, su implantación requiere una gestión completa del proceso, desde el origen del recurso hasta su entrega, garantizando sostenibilidad, trazabilidad y suministro a largo plazo.

ENGIE ha desarrollado un modelo que cubre todas estas etapas. La compañía gestiona la certificación SURE para las plantas de sus clientes, asegurando el cumplimiento de los requisitos europeos en materia de sostenibilidad. Asimismo, dispone de una cadena de suministro integrada que incluye estudios de disponibilidad local, control de calidad, almacenamiento intermedio y soluciones logísticas adaptadas. Este enfoque permite responder a las necesidades específicas de cada industria y asegurar un flujo continuo



de biomasa, incluso en contextos de alta demanda o complejidad operativa.

A este modelo se suma una apuesta por el desarrollo del tejido local. ENGIE mantiene relaciones estables con proveedores del territorio, favoreciendo su crecimiento mediante acuerdos a largo plazo que aportan estabilidad y facilitan nuevas inversiones. Esta colaboración contribuye a dinamizar la economía local y refuerza la seguridad de suministro para las industrias.

Los resultados de este enfoque ya son visibles en sectores como el papelero y el químico, donde distintas compañías han transformado su modelo energético mediante instalaciones de biomasa certificada. Estas soluciones han permitido reducir significativamente el uso de combustibles fósiles y las emisiones asociadas, al tiempo que mejoran la estabilidad de los procesos productivos. Los proyectos se desarrollan bajo esquemas de colaboración a largo plazo que incluyen operación especializada y acompañamiento técnico.

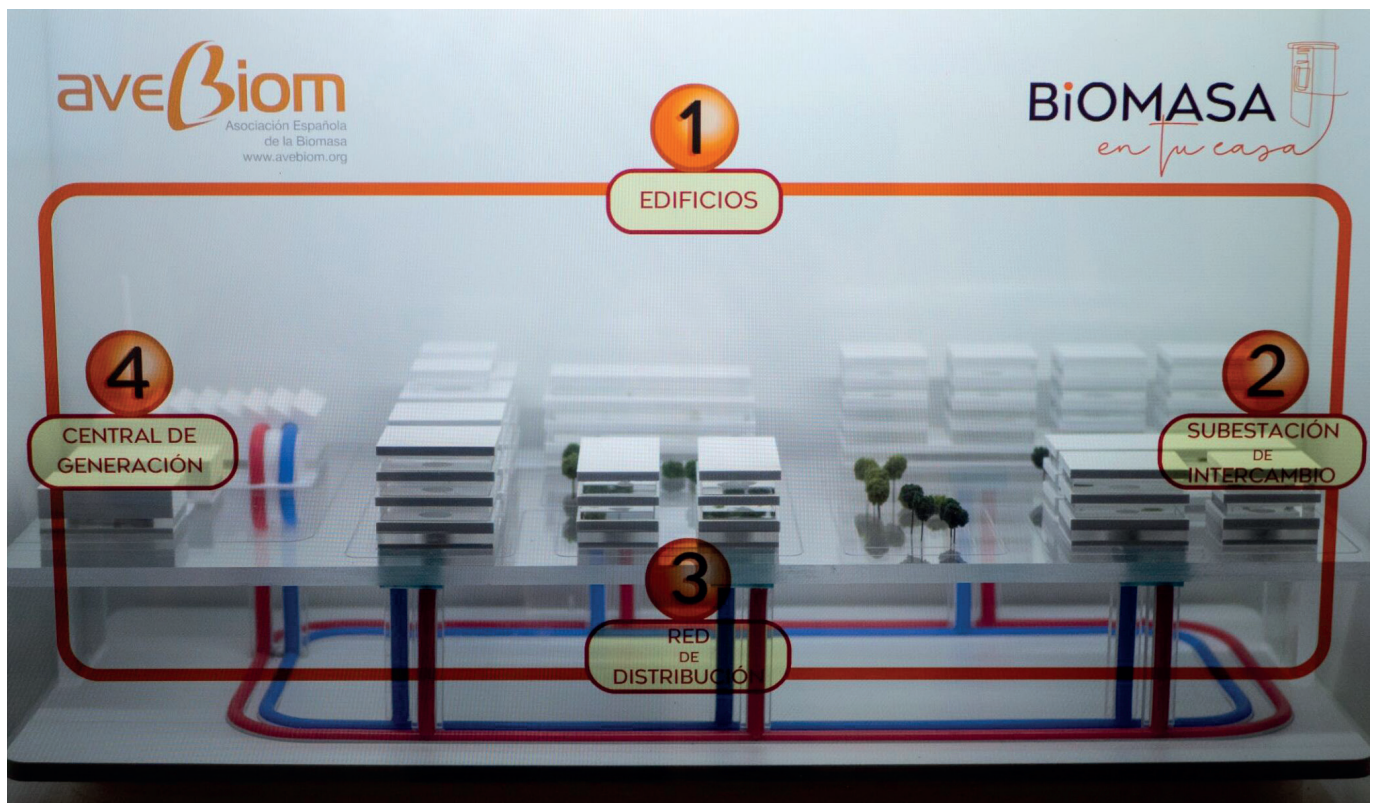
El potencial de la biomasa se amplía cuando se combina con los Certificados de Ahorro Energético (CAE). Estos instrumentos acreditan el ahorro obtenido mediante actuaciones de eficiencia, como la optimización de procesos o la modernización de sistemas térmicos. Además, permiten generar un ingreso adicional al monetizar dichos

ahorros, mejorando la rentabilidad de las inversiones.

La gestión de los CAE requiere conocimiento técnico y una tramitación rigurosa, ya que deben ser verificados oficialmente. ENGIE aporta un valor diferencial al actuar tanto como Sujeto Obligado como Sujeto Delegado, lo que le permite ofrecer un servicio integral: desde la identificación del potencial de ahorro hasta la solicitud, emisión y monetización de los certificados, trasladando el beneficio económico a sus clientes.

Cuando biomasa y CAE se integran en una misma estrategia, la descarbonización industrial deja de percibirse como un coste para convertirse en una oportunidad que genera ahorros, estabilidad y valor añadido. ENGIE acompaña a sus clientes con una visión global que combina ingeniería, sostenibilidad, financiación y gestión energética. Su papel va más allá del suministro tecnológico, actuando como socio estratégico en todo el ciclo del proyecto.

En un contexto en el que la industria demanda soluciones viables y sostenibles, este enfoque demuestra que es posible avanzar hacia un modelo energético más limpio sin comprometer la competitividad. La descarbonización, con la estrategia adecuada, puede convertirse en una ventaja tangible para las empresas ●



La biomasa, una energía cada vez más estratégica en un mundo inestable

La biomasa amplía su papel en redes de calor, industria y edificación con datos de penetración, costes competitivos y capacidad gestionable en el mix energético.

JAVIER DÍAZ
PRESIDENTE
ASOCIACIÓN ESPAÑOLA DE VALORIZACIÓN
ENERGÉTICA DE LA BIOMASA (AVEBIOM)

Las tensiones geopolíticas de los últimos años son un recordatorio de que contar con fuentes de energía renovable locales es una verdadera necesidad estratégica. Los ciudadanos nos hemos familiarizado con términos como geopolítica, seguridad de suministro o tensión en los mercados energéticos porque sus efectos se reflejan casi en tiempo real en la gasolinera, en la factura del hogar y en los costes que soportan nuestras empresas e industrias.

El encarecimiento de los combustibles fósiles y la volatilidad de sus precios vuelven a poner de manifiesto nuestra vulnerabilidad. Las energías renovables locales, y entre ellas la biomasa en sus usos térmicos y eléctricos, muestran con especial claridad el valor que pueden aportar a España.

La transición energética española no puede limitarse al despliegue de nueva potencia renovable eléctrica. También necesita soluciones capaces de generar calor de forma continua, con costes previsibles y a partir de recursos locales, tanto para la industria como para viviendas y edificios, sustituyendo con rapidez a los combustibles fósiles.

Entre esas soluciones destaca la biomasa. En España aporta ya en torno al 5% del consumo total de calor y alrededor del 65% del calor renovable, mientras que en generación eléctrica su contribución ronda el 1,5%. Su papel está lejos de ser marginal, especialmente en los usos térmicos, donde está demostrando que es una vía eficaz para descarbonizar el calor industrial y las calefacciones colectivas, al tiempo que refuerza la seguridad de suministro y genera actividad económica ligada al territorio.

La comparación con la situación en otros países europeos ayuda a situar mejor nuestros números. En España, las redes de calor con biomasa cerraron 2024 con 584 instalaciones, 549 MW de potencia y una demanda térmica cercana a 878 GWh al año. Dan servicio a más de 42.000 viviendas en bloque, 1.448 unifamiliares y más de 4.200 edificios, evitando unas 248.000 toneladas de CO₂ cada año. Pero seguimos lejos de la dimensión alcanzada en Europa, donde existen ya unas 19.000 redes de calor y frío que abastecen a 80 millones de ciudadanos y donde estas infraestructuras tienen un grado de desarrollo muy superior al español.

Aun así, con la red de calor de Valladolid demostramos que en España también hay proyectos de referencia. Bioenergy Europe la ha destacado entre sus "District Heating Champions" por su escala, al dar servicio a más de 10.200 viviendas y 67 edificios públi-

cos, y por su capacidad para sustituir más de 400 calderas fósiles.

Que España siga por detrás de otros países europeos no responde a una limitación técnica de la biomasa, sino a obstáculos bien conocidos por el sector: un conocimiento todavía limitado de estas infraestructuras por parte de muchos usuarios, la falta de un marco legal específico que aporte seguridad jurídica, incentivos fiscales insuficientes y un respaldo institucional aún escaso para acelerar su despliegue.

Sin embargo, la experiencia acumulada en España demuestra que la tecnología funciona y ofrece resultados sólidos. Cerca del 80% de nuestras redes de calor y frío utilizan biomasa como fuente de energía y más de la mitad se ubican en municipios de menos de 5.000 habitantes. En esos entornos, las microrredes están demostrando que es posible reducir costes frente al gasóleo, movilizar recursos forestales locales y reforzar la economía rural. La biomasa no solo aporta calor renovable; también genera actividad y empleo en territorios donde la transición energética puede convertirse en una verdadera palanca de desarrollo.

En calefacción doméstica ocurre algo parecido. La biomasa cuenta ya con una base afianzada, aunque todavía claramente por debajo de su potencial. Solo referido a pellet, se estima que en España hay alrededor de 650.000 equipos de calefacción instalados (entre estufas y calderas) y que el consumo doméstico ronda las 850.000 toneladas anuales de este biocombustible sólido, cada vez más conocido.

Precisamente para acercar esta realidad al consumidor final, hemos puesto en marcha Biomasa en tu Casa, exposición itinerante que recorrerá 250 municipios hasta 2030 para acercar esta solución a los hogares y ayudar a que más ciudadanos conozcan de forma directa sus ventajas reales.

Tras la corrección de producción de años anteriores, marcados por dos inviernos suaves y por el exceso de stock acumulado desde la crisis energética de 2022, el sector ha recuperado pulso en 2025 y la producción nacional vuelve a situarse en torno a las 700.000 toneladas, más cerca del nivel habitual de consumo. En condiciones normales, España produce prácticamente lo que consume y mantiene flujos comerciales equilibrados con países próximos, especialmente Francia y Portugal.

Además, el país dispone de una estructura productiva amplia y descentralizada, con más de 60 fábricas de pellet y decenas de centros productores de astilla y hueso de aceituna. Esa red industrial reduce costes logísticos, aporta resiliencia frente a perturbaciones externas y se apoya en certificaciones como ENplus®, BIOmasud® y SURE, que garantizan calidad, trazabilidad y sostenibilidad.

En precio, los biocombustibles sólidos siguen mostrando una ventaja competitiva clara. La astilla, el hueso de aceituna y el pellet mantienen costes más estables e inferiores a los del gas natural, el gasóleo o la electricidad para calefacción (incluso bombas de calor). Esa estabilidad tiene una importancia creciente en hogares, edificios públicos e industrias que necesitan previsibilidad para invertir y operar en un entorno todavía expuesto a sobresaltos internacionales.

La biomasa eléctrica merece también una atención más atenta. Su peso en el mix no compite en volumen con la eólica o la fotovoltaica, pero aporta algo especialmente valioso en un sistema con cada vez más generación variable: gestionabilidad. En cogeneración industrial, además, la biomasa presenta una lógica especialmente eficiente porque prioriza el aprovechamiento térmico y deja la electricidad como un subproducto útil para autoconsumo o venta. Su aportación como generación síncrona, capaz de reforzar la estabilidad del sistema, resulta cada vez más relevante.

Ese papel podría reforzarse si el marco regulatorio acompaña. AVEBIOM ha planteado mejoras concretas en la regulación de la cogeneración de alta eficiencia para facilitar la modernización de instalaciones, ajustar mejor la retribución asociada al calor útil y evitar rigideces que penalizan proyectos renovables con biomasa agrícola, forestal e industrial.

A esto se suma el avance del biometano, que amplía el alcance de la bioenergía en sectores donde la electrificación no siempre es la respuesta más eficiente. España cuenta ya con 24 plantas en operación y alrededor de 270 proyectos en construcción o tramitación. La inyección a red se ha duplicado en el último año y el sector se encuentra en una fase de crecimiento real, no solo de expectativa. Buena parte de ese impulso podrá verse también en septiembre, durante el 6º Salón

del Gas Renovable y el 19º Congreso Internacional de Bioenergía, que organizamos en Feria de Valladolid.

Por otra parte, el marco normativo europeo y nacional está incorporando cambios que afectarán de forma directa a la actividad del sector. RED III ha reforzado en la UE los requisitos de sostenibilidad, trazabilidad y eficiencia aplicables a la bioenergía, lo que da aún más importancia a esquemas como SURE para acreditar su cumplimiento. En este sentido, el reconocimiento oficial del bajo riesgo de los montes españoles en la producción de biomasa forestal simplifica auditorías, reduce cargas administrativas y facilita el acceso a materia prima local.

A ello se suma el Reglamento europeo contra la deforestación (EUDR), cuyo calendario de aplicación arrancará a finales de 2026 y exigirá una mayor trazabilidad y control documental en cadenas como la de la madera y los pellets.

Desde 2027, además, la entrada en funcionamiento del ETS2 para edificios, transporte por carretera y pequeños sectores industriales tenderá a penalizar más el uso térmico de combustibles fósiles, mejorando la competitividad de las soluciones renovables. A medio plazo, la bioenergía podría dar incluso un paso más, no solo sustituyendo emisiones fósiles, sino aportando remociones certificables de carbono en el marco europeo recientemente aprobado para tecnologías como BECCS y el biochar.

En España, por su parte, el Real Decreto-ley 7/2026 abre la puerta a objetivos anuales de penetración de biometano fuera del transporte y a un sello de excelencia social, territorial y ambiental para ordenar mejor su despliegue.

En definitiva, como venimos defendiendo y demostrando desde hace años, España tiene recurso, industria, conocimiento técnico y experiencia para dar a la biomasa un papel más ambicioso en calor renovable, electricidad gestionable y gases renovables. Lo que hace falta es un marco estable y una política energética que entienda que la transición no consiste en apostar todo a una sola vía, sino en integrar con inteligencia las tecnologías que ya están disponibles.

Después de años de tensiones geopolíticas y sobresaltos energéticos, España haría bien en aprovechar mejor sus recursos bioenergéticos; no es solo una apuesta renovable, sino una decisión estratégica ●



La biomasa en Cataluña: vector estratégico para la transición energética y la gestión forestal sostenible

La biomasa se consolida en Cataluña como una solución energética renovable con capacidad para apoyar la descarbonización de la industria, para integrar la gestión forestal y el desarrollo económico rural. Su crecimiento reciente, la sitúan como un elemento estratégico en la transición hacia un modelo energético más sostenible y resiliente.

CLUSTER DE BIOENERGÍA DE CATALUÑA

En el actual contexto de transición energética, caracterizado por la necesidad urgente de reducir emisiones de gases de efecto invernadero, disminuir la dependencia de combustibles fósiles y optimizar el uso de los recursos naturales, la bioenergía adquiere un papel cada vez más relevante. Dentro de este ámbito, la biomasa emerge como una de las soluciones más versátiles y estratégicas, especialmente en territorios con una elevada disponibilidad de recursos forestales, como es el caso de Cataluña.

Desde una perspectiva territorial, la bioenergía se consolida como una herramienta fundamental para la dinamización del medio rural

La biomasa no solo representa una fuente de energía renovable, sino que también constituye un nexo entre la gestión del territorio, la actividad económica y la sostenibilidad. Su desarrollo permite abordar de manera simultánea retos energéticos, forestales y socioeconómicos, posicionándola como un vector imprescindible en las políticas de transición energética.

Cataluña: un territorio forestal con retos estructurales

Cataluña presenta una elevada superficie forestal, que cubre aproximadamente el 64,7%

del territorio, con más del 40% correspondiente a bosque arbolado.

La estructuración de la propiedad forestal en Cataluña, con aproximadamente el 75% en manos privadas, con fincas de poca superficie, han contribuido, entre otros factores, al abandono de las masas forestales. Actualmente, la tasa de aprovechamiento del crecimiento anual de los bosques se sitúa en torno al 28%, resultando de este modo una gran acumulación de biomasa en todo el territorio.

En los últimos años, el crecimiento del consumo de biomasa de forma local, ha hecho que aproximadamente el 60% de la producción de los bosques catalanes se destine a usos energéticos, lo que pone de manifiesto su gran valor estratégico, además de reflejar los grandes beneficios ambientales y de prevención de incendios que esto representa para el país y para la propiedad.

Bioeconomía forestal y crecimiento de infraestructuras

La bioeconomía forestal se plantea como un enfoque estratégico para transformar los recursos forestales en productos de valor añadido, promoviendo al mismo tiempo la sostenibilidad ambiental y el desarrollo económico. En este contexto, la biomasa adquiere un papel central como recurso energético.

El desarrollo de la cadena de valor de la biomasa, desde la gestión forestal sostenible hasta su uso energético, permite integrar múltiples actores y fomentar un modelo más resiliente y competitivo. Además, su papel en la prevención de incendios, mediante la gestión activa de los bosques, refuerza su valor ambiental y social.

El crecimiento del sector de la biomasa en Cataluña es ya una realidad consolidada. El consumo ha aumentado en torno a un 10% en el último año, impulsado principalmente por la astilla industrial.

Uno de los desarrollos más relevantes es la expansión de redes de calor con biomasa. En 2024 se pusieron en marcha 33 nuevas redes de calor en Cataluña, lo que la sitúa como una de las regiones líderes en este tipo de infraestructuras a nivel estatal. Estas instalaciones permiten suministrar energía térmica a edificios y distritos completos, mejorando la eficiencia energética y reduciendo emisiones. Se estima que con-

tribuyen a evitar cerca de 248.000 toneladas de CO₂ anuales, reforzando su papel en las estrategias de descarbonización.

El crecimiento se está concentrando, especialmente, en el sector industrial; como lo demuestran ejemplos de empresas como Alier o Nestlé, grandes consumidoras de energía térmica. La papelera Alier ha puesto en marcha una caldera de biomasa de 36 MW térmicos —capaz de generar unas 50 toneladas de vapor por hora— que consume alrededor de 80.000 toneladas anuales de astilla forestal y permite reducir hasta un 95% sus emisiones de CO₂ y prácticamente eliminar el uso de gas natural. Por su parte, Nestlé ha integrado la biomasa en varias de sus fábricas. En sus instalaciones de Girona, sus dos calderas cubren cerca del 80% de la demanda energética de la planta.

Ambos casos evidencian cómo la biomasa no solo contribuye a la reducción de emisiones, sino que también impulsa el desarrollo de cadenas de suministro locales, consolidándose como una alternativa sólida y madura para la transición energética del sector industrial y empresarial.

Impacto económico y generación de empleo

Más allá de su contribución energética y ambiental, la biomasa tiene un impacto directo en la economía del territorio. Su desarrollo impulsa la creación de empleo estable y actividad económica, contribuyendo a fijar población y a dinamizar economías locales.

Las previsiones apuntan a la creación de hasta 1.000 puestos de trabajo (crecimiento progresivo hasta el año 2027) y al aprovechamiento de más de 730.000 toneladas anuales de biomasa forestal.

Retos y factores clave para la consolidación del sector

A pesar de su potencial, el desarrollo de la biomasa en Cataluña enfrenta distintos retos. Entre los principales destacan la necesidad de reforzar la gestión forestal activa, tanto por parte de las administraciones públicas como de la propiedad privada. Aumentar la inversión pública, facilitar el acceso al recurso mediante, entre otros, la simplificación de los procesos administrativos y hacer más atractivo el sector para la incorporación de nuevos profesionales.

Asimismo, resulta imprescindible reforzar la concienciación social sobre los benefi-

cios de la biomasa y la bioenergía como fuentes energéticas renovables, fiables y sostenibles. Su aceptación no debe entenderse únicamente desde una perspectiva energética, sino también como una herramienta directamente vinculada a la mejora del territorio. Una gestión forestal activa y sostenible, apoyada en la valorización de la biomasa, contribuye de forma decisiva a la reducción del riesgo de incendios, a la conservación de los ecosistemas y a la disminución de las emisiones de gases de efecto invernadero, generando un impacto positivo tanto ambiental como socioeconómico.

En este contexto, la coordinación entre los distintos agentes del sector —empresas, administraciones públicas, centros de investigación y actores territoriales— se convierte en un factor clave para la consolidación y el crecimiento del modelo. Solo a través de la colaboración y la alineación de objetivos será posible desarrollar una cadena de valor sólida, eficiente y sostenible, capaz de maximizar el aprovechamiento del recurso, impulsar la innovación y garantizar el papel estratégico de la biomasa en la transición energética y en el desarrollo equilibrado del territorio.

Beneficios en múltiples ámbitos: energía, territorio y economía

El uso de la bioenergía genera beneficios tangibles en múltiples ámbitos. Desde el punto de vista energético, contribuye a diversificar el mix energético y a reducir la dependencia de combustibles fósiles importados, reforzando la seguridad de suministro y la resiliencia del sistema energético. En el ámbito ambiental, desempeña un papel clave en la mitigación del cambio climático, al tiempo que favorece una gestión más activa y sostenible de los ecosistemas forestales.

Desde una perspectiva territorial, la bioenergía se consolida como una herramienta fundamental para la dinamización del medio rural. Su cadena de valor —que abarca desde la extracción y el aprovechamiento de los recursos forestales, hasta su transformación, logística y uso final— genera actividad económica y empleo local. De este modo, contribuye a fijar población en zonas rurales, a fortalecer el tejido productivo y a combatir los procesos de despoblación, integrando sostenibilidad ambiental y desarrollo socioeconómico ●

Biogás más seguro y eficiente con la utilización de química seleccionada en el digestor

El sulfuro de hidrógeno (H_2S) es uno de los desafíos más críticos en la digestión anaerobia. Se forma de manera natural cuando se degradan compuestos que contienen azufre en un entorno anaerobio e, incluso a concentraciones relativamente bajas, puede tener graves impactos en el rendimiento de la planta de producción de biogás. Los niveles altos de H_2S son tóxicos para los microorganismos metanogénicos, lo que reduce la producción de gas. Para los operadores, el H_2S representa un serio riesgo para la salud y la seguridad debido a su olor y toxicidad en caso de fugas y provoca, además, una rápida corrosión de motores, compresores, tanques de almacenamiento de gas y tuberías.

SÍLVIA SALVADOR TENA
SR SALES REPRESENTATIVE
KEMIRA IBÉRICA

Muchas plantas gestionan el H_2S en etapas posteriores, en el gas bruto, mediante la utilización de biofiltros, carbón activado, depuradores (scrubbers) u otras tecnologías. Si bien esto puede proteger los motores y la calidad del gas, no evita los impactos negativos que causan los niveles elevados de H_2S en etapas anteriores del proceso.

Esperar a tratar el gas en sus últimas fases, puede incidir en la actividad microbiana inhibiendo parte de su acción, por lo que la producción de biogás puede ser inferior a la esperada, aumentando de este modo los costes operativos de la planta. Por tanto, eliminar el H_2S solo después de la digestión significa “tratar los síntomas, pero no la causa”.

Una estrategia más eficaz es controlar el H_2S directamente en el digestor. Este control se puede realizar mediante la dosificación de aditivos a base de hierro en el proceso de fermentación, de este modo, el H_2S precipita como sulfuro de hierro estable antes de entrar en la fase gas. Este control en el digestor aporta varios beneficios:

- Operación más segura: eliminación de picos elevados de H_2S , lo cual provoca una estabilidad en el proceso y evita problemas relacionados con su toxicidad y su olor. Una reducción sostenida del H_2S desde el origen se traduce en menor corrosión y, por tanto, en menos paradas no planificadas, menor consumo de consumibles de depuración y una operación más predecible de motores y sistemas de upgrading.

- Mejor entorno para el desarrollo biológico: los microorganismos metanogénicos prosperan en un entorno más estable y menos tóxico, lo que permite mayores tasas de carga y mayores rendimientos de gas que se traduce en una mejora de los costes operativos.
- Menores costes: la dosificación química en el digestor es significativamente más rentable que los tratamientos posteriores del gas bruto.
- Protección de la planta: al prevenir la corrosión en su origen se prolonga la vida útil de los equipos.
- Mayor disponibilidad de micronutrientes: al reducir los sulfuros en el reactor se incrementa de manera sustancial la biodisponibilidad de los micronutrientes ya que dejan de estar “secuestrados” por los sulfuros mediante la formación de complejos.

En la práctica, la dosificación de sales férricas (con la incorporación de micronutrientes seleccionados) no solo reduce el H_2S en la fase gas, sino que también amortigua variaciones repentinas de carga de azufre, ayudando a mantener la estabilidad del proceso. El hierro reacciona con los sulfuros disueltos formando precipitados poco solubles (FeS/FeS_2), lo que disminuye la fracción de sulfuro disponible para convertirse en H_2S y reduce el riesgo de liberaciones puntuales. Como efecto adicional, la disminución del sulfuro libre puede mejorar la biodisponibilidad de ciertos oligoelementos al minimizarse la formación de complejos como sulfuros metálicos, favoreciendo una actividad enzimática más constante, ya que muchas

plantas también tienen dificultades, precisamente, por la falta de elementos traza esenciales.

Los micronutrientes como el níquel, el cobalto y el selenio son componentes fundamentales de las enzimas que impulsan la vía metanogénica. Cuando faltan estos elementos traza, como ocurre a menudo en sustratos como los residuos domésticos o algunos residuos de la industria alimentaria, la comunidad microbiana se estresa: se acumulan los ácidos grasos volátiles (AGV), baja el pH y disminuye el rendimiento en la producción de metano. La suplementación externa del digestor con el equilibrio adecuado de elementos traza restablece la actividad microbiana, mejora el rendimiento, mejora la estabilidad y permite a los operadores aumentar con seguridad las tasas de carga orgánica (TCO).

Para maximizar estos beneficios, es recomendable implementar un control rutinario que combine mediciones en el digestor y en el biogás: H_2S (en gas y/o en fase líquida), AGV, alcalinidad, pH, amonio y caudal de biogás.

Con esta base, la estrategia de dosificación puede ajustarse a objetivos claros (por ejemplo, mantener el H_2S por debajo de un umbral operativo y evitar incrementos de AGV), evitando tanto la infradosificación, que puede comprometer la actividad microbiana, como la sobredosificación que incrementa costes y puede alterar el balance iónico. Una puesta en marcha gradual, con incrementos escalonados y verificación analítica, suele ofrecer el mejor compromiso entre seguridad, rendimiento y coste total.



Fotografía de las instalaciones iniciales y actuales cedida por Techniska Verken

Caso práctico: Restauración de la estabilidad y la capacidad en Techniska verken, Suecia

La planta de biogás de Techniska verken en Linköping (Suecia) está en funcionamiento desde 1997. En un momento dado, la planta afrontó desafíos operativos persistentes que limitaban el rendimiento y la rentabilidad. A pesar de disponer de una mezcla de sustratos estable, el digestor presentaba una escasa estabilidad del proceso, formación de espuma y niveles elevados de ácidos grasos volátiles (VFA). Los intentos de aumentar la tasa de carga orgánica (TCO) fracasaron, dejando la planta por debajo de su potencial.

Una investigación más detallada reveló tres problemas críticos subyacentes:

- Altos niveles de sulfuro de hidrógeno (H_2S) que inhiben la metanogénesis y crean riesgos de seguridad y corrosión.
- La inhibición por amoníaco afectó negativamente a la actividad microbiana y a la estabilidad del proceso en fases tempranas.
- La falta de elementos traza limitaba la función enzimática, lo que provocaba bajos rendimientos de metano y acumulación de AGV.

Para abordar estos retos, Techniska verken se asoció con Kemira para codesarrollar un Producto de Digestión de Biogás (BDP) adaptado que permitiera solucionar los problemas en etapas tempranas del tratamiento. La solución combinó hierro en forma de cloruro férrico para la precipitación del H_2S y elementos traza cuidadosamente seleccionados para estimular la actividad microbiana, así como una formulación con un bajo pH para reducir la inhibición por amoníaco.

Este enfoque holístico abordó las causas fundamentales de la inestabilidad en lugar de depender únicamente de tratamientos posteriores que no permiten controlar y me-

jorar la actividad microbiana que tiene lugar dentro del digestor.

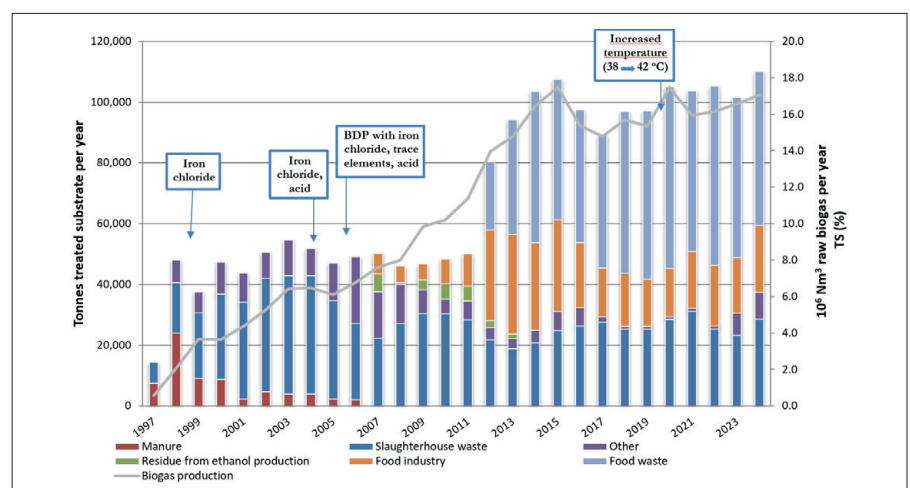
Los resultados obtenidos fueron muy positivos:

- La planta pudo aumentar su TCO en un 30%, incrementando significativamente la capacidad.
- Las concentraciones de VFA disminuyeron y se estabilizaron en niveles bajos, en comparación con los picos frecuentes a niveles desestabilizantes que se observaban antes.
- El rendimiento de metano alcanzó el 65%, reflejando una conversión microbiana más eficiente.
- Las fugas de metano se redujeron, contribuyendo tanto a un mejor desempeño ambiental como a una mayor eficiencia energética.
- En conjunto, el resultado económico mejoró considerablemente gracias a un mayor caudal de tratamiento y a una operación más consistente.

Este caso demuestra la importancia de abordar tanto el H_2S como las deficiencias

de elementos traza dentro del digestor. La dosificación de hierro eliminó la toxicidad inmediata del H_2S , mientras que la suplementación a medida de elementos traza devolvió a los microorganismos metanogénicos su pleno funcionamiento. En conjunto, esto creó las condiciones para un proceso de digestión robusto y productivo. Además, al tratarse de un producto líquido, los beneficios que aporta dicho producto se pudieron observar rápidamente ya que tiene un efecto inmediato una vez dosificado en el digestor.

Para otras plantas de biogás que afronten retos similares, ya estén relacionados con residuos alimentarios o con sustratos ricos en amonio, entre otros, la experiencia de Techniska verken pone de relieve el valor de combinar la química a base de hierro con el apoyo de elementos traza. Al estabilizar el entorno microbiano y evitar que se acumulen compuestos perjudiciales, los operadores pueden aumentar la capacidad, mejorar los rendimientos y operar de forma más segura y fiable ●



La evolución de la producción de biogás, la captación de sustrato y el uso de productos a base de hierro en la planta de biogás de Techniska Verken

Gasificación de biomasa: muchos más beneficios que la caldera de biomasa tradicional

La gasificación de biomasa supera la combustión en caldera al ofrecer mayor eficiencia global, más flexibilidad de combustibles y la producción de múltiples vectores energéticos: calor, vapor, gas combustible, hidrógeno o combustibles sintéticos. Además, permite valorizar el Biochar, integrar captura de carbono y mejorar significativamente la rentabilidad de la inversión. Más que una tecnología térmica, la gasificación constituye una plataforma energética e industrial de alto valor añadido.

JUAN SELVA
DIRECTOR COMERCIAL
WTENERGY ADVANCED SOLUTIONS

La descarbonización industrial es hoy una prioridad estratégica. En este contexto, la biomasa se ha consolidado como vector renovable para generar energía térmica, especialmente en sectores con alta demanda de calor de proceso. Sin embargo, su uso tradicional mediante calderas presenta limitaciones en eficiencia global, flexibilidad de combustibles y valorización de subproductos de alto valor añadido. La combustión directa transforma la biomasa en calor liberando casi todo el carbono en forma de CO₂ y limitando la energía final a calor o vapor.

Frente a ello, la gasificación representa una evolución tecnológica que maximiza el aprovechamiento energético y diversifica los productos obtenidos. El proceso convierte la biomasa en gas de síntesis (Syngas) mediante reacción termoquímica en condiciones controladas y con oxígeno limitado.

La diferencia estratégica es que el Syngas es un vector intermedio altamente versátil. A partir de él pueden generarse calor, vapor, electricidad, gas combustible, hidrógeno y combustibles sintéticos. Esta capacidad permite no solo cubrir necesidades térmicas actuales, sino también facilitar la sustitución de combustibles fósiles, la producción de hidrógeno renovable o el desarrollo de nuevos combustibles.

En términos de eficiencia global, la gasificación ofrece un control más preciso del proceso y una integración energética más avanzada, alcanzando rendimientos superiores a los de una caldera de biomasa convencional.

Otra ventaja clave es la alta flexibilidad en combustibles. Mientras muchas calderas requieren biombras homogéneas y con hume-



dad controlada, los sistemas de gasificación pueden adaptarse a una gama más amplia de residuos biogénicos, subproductos agrícolas o forestales e incluso corrientes industriales, reduciendo riesgos de suministro y ampliando opciones operativas.

Además de energía, la gasificación genera Biochar como subproducto sólido. Este material presenta un alto potencial de valorización económica, ya que puede utilizarse como material filtrante, aditivo en cemento o asfalto frío, enmienda agrícola o mejorador de suelos.

A diferencia de la combustión convencional, donde casi todo el carbono se libera como CO₂, la gasificación permite fijar una fracción significativa en el Biochar. Esto introduce un elemento diferencial: la captura y almacenamiento de carbono integrado en el proceso energético. La retención estable de carbono otorga a la gasificación potencial de emisiones negativas, algo que una caldera tradicional no puede ofrecer.

Desde el punto de vista económico, el Biochar abre nuevas vías de ingresos: venta directa como producto, comercialización de créditos de eliminación de carbono o un modelo híbrido que combina ambos. Este último es actualmente el más atractivo, al integrar mercado físico y mercado voluntario de carbono.

Como ejemplo, en una planta de 10 MW térmicos, el Biochar puede alcanzar valores en torno a 300 €/t como producto. A ello pueden sumarse aproximadamente 300 €/t adicionales en créditos de carbono, considerando una equivalencia media de 1 tonelada de Biochar por cada 2,5 toneladas de CO₂ capturado. El valor total puede situarse en torno a 600 €/t.

A escala anual, este esquema puede generar ingresos cercanos a 2 millones de euros frente a costes operativos aproximados de 600.000 euros. Este diferencial transforma la estructura de rentabilidad respecto a una instalación convencional.

Las calderas de biomasa tradicionales, en contraste, carecen de mecanismos relevantes de valorización de subproductos, no permiten diversificar vectores energéticos ni integrar captura estructural de carbono. Su rentabilidad depende básicamente del coste del combustible y del rendimiento térmico.

La gasificación introduce, en cambio, un modelo energético-industrial avanzado, donde convergen producción de energía en múltiples formatos, valorización económica de subproductos, captura de carbono y nuevos flujos de ingresos. Esto mejora de forma sustancial la rentabilidad final de la inversión y reduce el periodo de retorno.

En definitiva, cuando una industria requiere energía térmica o busca sustituir combustibles fósiles, la gasificación de biomasa se posiciona como una solución tecnológicamente superior y económicamente más robusta. Su combinación de mayor eficiencia global, flexibilidad operativa, producción de múltiples vectores energéticos, captura de carbono y rentabilidad ampliada la convierte en una herramienta estratégica para avanzar hacia modelos industriales descarbonizados y financieramente sostenibles ●

IMAGINE. INNOVATE. INSPIRE.

Global leaders in delivering robust, reliable, & efficient heat & power solutions for a sustainable future.



16+ GW
OF INSTALLED
CAPACITY



80+
COUNTRIES
OF PRESENCE



20+
INDUSTRIES
SERVED



6000+
STEAM TURBINES
INSTALLED



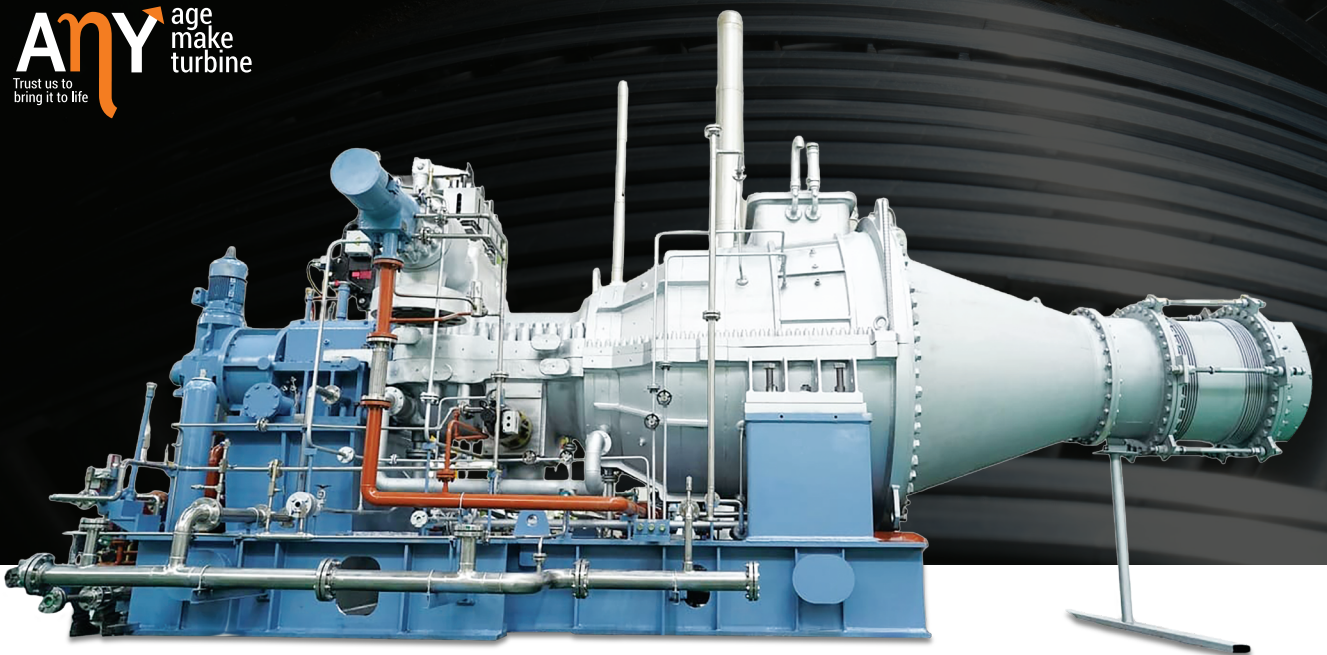
350+
ANNUAL TURBINE
MANUFACTURING
CAPACITY



API TURBINES
TO OIL &
GAS INDUSTRIES

MULTIBRAND REFURBISHMENT SERVICES

Any age
make
turbine
Trust us to
bring it to life



www.triveniturbines.com

Email: mktg@triveniturbines.com

Fiscalidad energética y electrificación: la necesidad de un enfoque integral

El Real Decreto-Ley 7/2026, de 20 de marzo, aprobado por el Gobierno en el marco del Plan Integral de Respuesta a la Crisis en Oriente Medio, introduce medidas para mitigar el impacto del fuerte encarecimiento del petróleo y el gas derivado de la escalada bélica en el Golfo Pérsico.

ARTURO PÉREZ DE LUCIA
DIRECTOR GENERAL
ASOCIACIÓN EMPRESARIAL
PARA EL DESARROLLO E IMPULSO
DE LA MOVILIDAD ELÉCTRICA (AEDIVE)
Y VICEPRESIDENTE DE E-MOBILITY EUROPE

En materia de movilidad, este paquete normativo supone un paso en la buena dirección hacia la electrificación de la economía, pero presenta carencias relevantes en la reducción de la dependencia de los combustibles fósiles importados, especialmente en el terreno fiscal, donde las medidas adoptadas resultan insuficientes o incoherentes con los objetivos estratégicos del país.

Entre las medidas más destacadas, el Ejecutivo ha recuperado la deducción del 15 % en el IRPF para la adquisición de vehículos eléctricos y la instalación de puntos de recarga, vigente hasta diciembre de 2025. Se trata de una señal directa al consumidor que reduce el coste de acceso y que, como ya se observó el pasado año, contribuye a dinamizar las matriculaciones.

En paralelo, se ha actuado sobre la fiscalidad de la electricidad:

- Reducción del IVA al 10 %
- Suspensión del Impuesto sobre el Valor de la Producción de Energía Eléctrica (IVPEE) del 7 %
- Rebaja del Impuesto Especial sobre la Electricidad (IEE) al mínimo permitido por la Unión Europea (0,5 %)

Estas medidas alivian la carga fiscal sobre la electricidad, pero introducen una contradicción relevante.

La paradoja de la recarga pública

El IVA reducido del 10 % se aplica a la electricidad en el ámbito residencial, pero no se extiende a la recarga pública. Esta limitación reduce el impacto de la medida sobre el usuario final y genera una asimetría difícil de justificar.

De hecho, el mismo tipo reducido sí se aplica a los carburantes, afectando a todos los usos vinculados a la movilidad.



Este desequilibrio fiscal puede entrar en conflicto con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), que contempla alcanzar 5,5 millones de vehículos eléctricos en 2030. La menor incentiación de la recarga pública, clave para usuarios sin garaje o en entornos urbanos, introduce señales económicas que podrían ralentizar la adopción del vehículo eléctrico.

Los operadores de puntos de recarga pública (CPO) y profesionales como los del sector del taxi, ya han advertido de esta incoherencia: mientras los conductores de vehículos de combustión se benefician del IVA reducido en surtidores, los usuarios de vehículos eléctricos no reciben el mismo tratamiento en la recarga pública.

En la práctica, esto implica que no se está incentivando plenamente el cambio hacia la electrificación, sino que, en cierta medida, se sigue favoreciendo el uso de combustibles fósiles.

Más allá de lo coyuntural: una estrategia de largo plazo

La transición energética requiere algo más que medidas puntuales. Necesita políticas estables, coherentes y de carácter plurianual que ofrezcan certidumbre tanto a ciudadanos como a empresas.

En este sentido, el debate sobre la fiscalidad energética no debería quedar condicionado por la coyuntura política. La electrificación del transporte es un objetivo estratégico de país y, como tal, exige un marco regulatorio sólido, predecible y alineado con los objetivos de la descarbonización.

En definitiva, avanzar hacia un modelo energético más sostenible exige pasar de respuestas reactivas a una planificación estructural, donde la estabilidad regulatoria y la coherencia fiscal se conviertan en pilares fundamentales del proceso de electrificación ●

Global Mobility Call 2026: Madrid lidera el debate global sobre la movilidad sostenible

El principal congreso internacional del sector reunirá del 9 al 11 de junio a los grandes actores públicos y privados para impulsar la transformación de la movilidad.



La movilidad vive una transformación histórica que está redefiniendo la forma en que personas y mercancías se desplazan en todo el mundo. En este contexto de cambio acelerado, marcado por la transición energética, la digitalización y la irrupción de nuevas tecnologías, Global Mobility Call (GMC) se consolida como el gran punto de encuentro internacional para entender y liderar el futuro del sector. El evento, organizado por IFEMA MADRID, se celebrará del 9 al 11 de junio de 2026, convirtiendo a la capital en el epicentro global de la movilidad sostenible.

Durante tres días, responsables institucionales, operadores de transporte, industria, compañías tecnológicas y expertos internacionales analizarán los principales retos y oportunidades que marcarán la evolución de la movilidad. El objetivo común: avanzar hacia modelos más sostenibles, eficientes, digitales e inclusivos, capaces de responder a las nuevas demandas sociales, económicas y medioambientales.

El congreso se estructura en torno a cuatro ejes temáticos integrados que conectan política pública, innovación tecnológica y desarrollo de negocio. Estos ejes abordarán el papel de la inteligencia artificial y la economía del dato en la transformación de los sistemas de movilidad; el avance hacia un transporte conectado, autónomo y definido por software; el desarrollo de infraestructu-

El encuentro llega en un momento decisivo para el sector, en el que es necesaria una acción coordinada de todos los actores del sistema

ras inteligentes y sistemas energéticos que permitan una movilidad descarbonizada; y los desafíos de gobernanza, industria, talento, ética y seguridad necesarios para garantizar un desarrollo tecnológico responsable.

Tras una edición anterior que reunió a más de 8.000 profesionales de 47 países y más de 500 ponentes, Global Mobility Call refuerza en 2026 su liderazgo como catalizador de la colaboración público-privada. El encuentro llega en un momento decisivo para el sector, en el que la transición hacia nuevas soluciones energéticas, la evolución de los hábitos de desplazamiento y la necesidad de infraestructuras más resilientes exigen una acción coordinada de todos los actores del sistema.

La edición de 2026 destaca además por el refuerzo de su red de alianzas estratégicas. Se incorporan como Global Partners el Consorcio Regional de Transportes de Madrid (CRTM), Metro de Madrid, Grupo Avanza y Ga-

sib, aportando una sólida visión institucional y operativa del transporte de gran capacidad. A ellos se suman Grupo Ruiz y Sistem como Strategic Partners, mientras que Indra Group se incorpora como patrocinador tecnológico, presentando soluciones avanzadas de movilidad inteligente y vehículo conectado. La participación de Faconauto amplía el alcance hacia la distribución y la innovación automovilística, y compañías como Alsa, Arriva, Etra, Moventis y Vectalia se integran como Connected Partners, enriqueciendo el enfoque sobre electrificación, intermodalidad y nuevos modelos de servicio.

Organizado en formato de Congreso y Exposición, GMC 2026 contará con un programa de alto nivel, con líderes institucionales, directivos internacionales, centros tecnológicos, universidades y startups. Sus foros abordarán desde la movilidad urbana y el transporte público hasta la logística inteligente, el vehículo conectado, la gestión de datos y las infraestructuras críticas.

Como gran novedad, Global Mobility Call coincidirá con TECMA, SRR, Foro de las Ciudades de Madrid y SocioCARE (I Expo Congreso Europeo de los cuidados), generando un ecosistema único dedicado a la sostenibilidad urbana y la calidad de vida. Una oportunidad sin precedentes para diseñar, desde una visión integral, las ciudades y sistemas de movilidad del futuro ●



Electrificar no es suficiente: la intermodalidad como eje de la movilidad en Madrid

La intermodalidad emerge como respuesta a las limitaciones de infraestructura, proponiendo un modelo que optimiza recursos, reduce emisiones y mejora la eficiencia del sistema de movilidad urbana.

MIGUEL BARQUILLA

COUNTRY MANAGER PARA ESPAÑA Y PORTUGAL
FREE2MOVE

Madrid avanza en electrificación, pero las cifras evidencian un reto estructural: la infraestructura no crece al mismo ritmo que la demanda. En este contexto, la intermodalidad se convierte en una solución imprescindible para optimizar recursos, reducir emisiones y construir un modelo de movilidad urbana más eficiente, resiliente y sostenible.

La movilidad sostenible en España atraviesa una fase de aceleración, pero también de tensión. Las cifras más recientes del sector

reflejan un progreso significativo en la electrificación, aunque acompañado de limitaciones estructurales que condicionan su despliegue real. En este contexto, ciudades como Madrid representan tanto el desafío como la oportunidad: avanzar hacia un modelo de movilidad más limpio exige ir más allá del vehículo eléctrico y apostar decididamente por la intermodalidad.

España ha superado ya los 55.000 puntos de recarga públicos, tras incorporar más de 2.000 nuevos en el primer trimestre de 2026. A primera vista, se trata de una evolución positiva, coherente con el crecimiento del parque de vehículos electrificados, que ya suma cientos de miles de unidades en circulación.

Sin embargo, una lectura más detallada revela una realidad más compleja: cerca de 17.000 puntos instalados no están operativos, es decir, uno de cada cuatro cargadores disponibles no puede utilizarse.

Este dato es particularmente relevante porque ilustra uno de los principales cuellos de botella de la transición energética en movilidad: la brecha entre despliegue teórico y disponibilidad real. A ello se suma una distribución geográfica desigual, Madrid, Cataluña y Andalucía concentran cerca de la mitad de la red nacional, y una infraestructura que todavía no responde plenamente a las necesidades de uso intensivo en entornos urbanos.

En paralelo, el crecimiento de la movilidad eléctrica continúa. En 2025, los vehículos eléctricos y electrificados alcanzaron cerca de 850.000 unidades en circulación en España, con un aumento cercano al 95%. Este dinamismo confirma que la transición está en marcha, pero también incrementa la presión sobre un sistema que aún no está completamente preparado para absorberla.

Es precisamente en este punto donde la intermodalidad cobra una relevancia estratégica. Porque la electrificación, por sí sola, no resolverá los retos de congestión, eficiencia ni uso del espacio urbano. De hecho, sustituir un parque de vehículos térmicos por uno eléctrico sin modificar los hábitos de movilidad implicaría mantener, o incluso agravar, problemas estructurales como la saturación del tráfico o la ocupación del espacio público.

La intermodalidad propone un cambio de paradigma: no se trata de sustituir un vehículo por otro, sino de redefinir la lógica del desplazamiento. En lugar de depender de un único modo de transporte, el usuario combina diferentes soluciones en función de sus necesidades. Este enfoque permite optimizar cada tramo del trayecto, reduciendo el uso innecesario del coche y, en consecuencia, la demanda de infraestructuras críticas como la recarga.

En una ciudad como Madrid, este modelo tiene un potencial particularmente alto. La capital dispone de una de las redes de transporte público más desarrolladas de Europa, con metro, autobuses y cercanías capaces de absorber grandes volúmenes de desplazamientos. Sin embargo, el verdadero reto se sitúa en la conexión entre estos sistemas y los trayectos de primera y última milla.

Aquí es donde entran en juego soluciones complementarias como el carsharing, la micromovilidad o incluso los servicios bajo demanda. Estas opciones permiten cubrir trayectos específicos sin necesidad de recurrir al vehículo privado en su totalidad, reduciendo tanto las emisiones como la presión sobre la infraestructura urbana.

Además, la intermodalidad introduce un elemento clave en el debate sobre sostenibilidad: la eficiencia sistémica. En lugar de dimensionar la ciudad en función de un uso

intensivo del coche, aunque sea eléctrico, se optimizan los recursos existentes. Esto no solo reduce la huella de carbono, sino que también mejora la resiliencia del sistema ante picos de demanda o limitaciones de infraestructura.

Las cifras lo confirman indirectamente. El hecho de que España haya alcanzado solo un 25,4 sobre 100 en su indicador global de electromovilidad muestra que el desarrollo del ecosistema aún está lejos de su madurez. La electrificación avanza, pero lo hace de



forma desigual y con limitaciones operativas que pueden ralentizar su impacto real si no se acompaña de un cambio estructural en los patrones de movilidad.

Otro aspecto crítico es la gestión del espacio urbano. Madrid, como muchas grandes ciudades, enfrenta una creciente competencia por el uso del espacio público. La reducción del número de vehículos en circulación, más allá de su tipo de motorización, es clave para liberar espacio y mejorar la calidad de vida urbana. En este sentido, los modelos intermodales, apoyados en soluciones compartidas, permiten reducir el número total de vehículos necesarios para satisfacer la demanda.

Desde la perspectiva energética, la intermodalidad también contribuye a una mejor gestión de la red eléctrica. La electrificación masiva del transporte implica una demanda creciente de energía, que debe integrarse en un sistema donde las energías renovables ya representan más del 50% del consumo. Optimizar el uso de los vehículos y reducir su dependencia puede aliviar la presión sobre la infraestructura eléctrica, especialmente en momentos de alta demanda.

No obstante, para que este modelo funcione, es imprescindible avanzar en varios frentes. La integración digital es uno de ellos. Las plataformas de movilidad como servicio (MaaS) permiten planificar, reservar y pagar distintos modos de transporte desde una única aplicación, facilitando la experiencia del usuario y eliminando fricciones. Sin esta capa digital, la intermodalidad corre el riesgo de quedarse en un concepto teórico.

La coordinación entre actores públicos y privados es otro elemento clave. La movilidad sostenible no puede construirse de manera fragmentada. Requiere una visión compartida, donde operadores de transporte, proveedores de servicios de movilidad y administraciones trabajen de forma conjunta para garantizar la coherencia del sistema.

Asimismo, es necesario avanzar en la interoperabilidad y en la simplificación del acceso a los servicios. La existencia de múltiples plataformas, tarifas y condiciones puede dificultar la adopción por parte de los usuarios.

La experiencia debe ser sencilla, intuitiva y transparente para fomentar un cambio real en los hábitos de movilidad.

En última instancia, la intermodalidad no es solo una solución técnica, sino una transformación cultural. Implica pasar de un modelo basado en la propiedad del vehículo a uno centrado en el acceso a la movilidad. Este cambio, que ya se está produciendo en las grandes ciudades, requiere tiempo, pero también una propuesta de valor clara para el usuario.

Madrid tiene todos los elementos para liderar esta transición: una infraestructura de transporte sólida, una oferta creciente de soluciones de movilidad y un marco regulatorio que impulsa la sostenibilidad. Sin embargo, las cifras muestran que la electrificación, por sí sola, no será suficiente.

La verdadera oportunidad reside en integrar, conectar y optimizar. En construir un sistema donde cada modo de transporte aporte valor en el momento adecuado. En definitiva, en entender que la movilidad sostenible no depende únicamente de cómo nos movemos, sino de cómo combinamos nuestras opciones para hacerlo de forma más inteligente ●

Nuevo reductor WG50 para torres de refrigeración de WEG

El WG50 para torres de refrigeración es el resultado de una ingeniería meticulosa, que combina la amplia experiencia en movimiento de WEG con metodologías de diseño avanzadas. Aprovechando el análisis de dinámica de fluidos computacional (CFD), el reductor garantiza una circulación eficiente del aceite, una mejor regulación térmica y una mayor resistencia en funcionamiento continuo. Estas mejoras permiten una alta capacidad térmica incluso en los entornos de funcionamiento más duros, lo que contribuye a maximizar la vida útil del equipo.

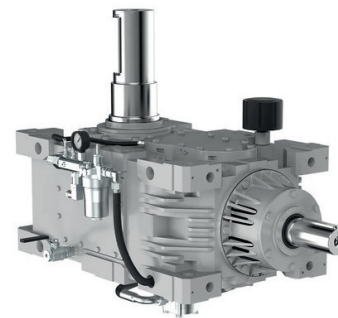
Diseñada para soportar los retos únicos que plantean los entornos de las torres de refrigeración, el reductor WG50 incorpora varias mejoras de diseño fundamentales. Un sistema de doble

sellado protege los componentes internos de la humedad y los contaminantes, mientras que un recubrimiento protector especializado proporciona una resistencia superior a la corrosión. Un filtro resistente a la humedad mejora aún más la longevidad del área de engranajes, lo que permite una vida útil hasta cuatro veces mayor que las alternativas convencionales y garantiza un rendimiento estable y fiable.

El reductor WG50 está diseñado de acuerdo con la norma CTI STD-111 emitida por el Cooling Technology Institute. Esta norma especifica que las cajas de engranajes deben cumplir con ANSI/AGMA 6013 o ANSI/AGMA 6113 para los requisitos mecánicos y AGMA 947 para el rendimiento térmico. En línea con estos requisitos, el WG50 ofrece una cons-

trucción robusta y una integridad operativa fiable. El reductor cuenta con una carcasa de hierro fundido con engranajes helicoidales y las disposiciones de los ejes están disponibles en configuraciones paralelas y en ángulo recto para adaptarse a una amplia gama de diseños de torres.

Con valores de par nominales que van de 7,5 a 92 kNm y relaciones de transmisión nominales entre 6,3 y 22,40, el reductor WG50 ofrece la versatilidad necesaria para una amplia gama de aplicaciones de refrigeración. Sus opciones de montaje, que incluyen configuraciones de carcasa y brida, permiten una instalación sencilla, mientras que los ejes de salida se ofrecen en versiones macizas o huecas



con chaveta para garantizar la compatibilidad con los diversos requisitos del sistema.

Este diseño modular y adaptable permite una amplia personalización, lo que garantiza una integración perfecta en sistemas de torres de refrigeración nuevos o existentes. Esta flexibilidad lo convierte en una solución ideal para industrias en las que es esencial un rendimiento de refrigeración continuo, como la generación de energía, la climatización, el procesamiento químico y las operaciones industriales pesadas.

Fidegas lanza el transmisor de gas S/3 MPS para una detección multigas de alta precisión

La compañía Fidegas ha presentado su nuevo transmisor de gas S/3 MPS, una solución diseñada para mejorar la seguridad y la monitorización en instalaciones del sector energético e industrial. El equipo se apoya en la experiencia de más de 40 años de la empresa en el desarrollo de sistemas de detección de gases, incorporando tecnología orientada a la fiabilidad y al bajo mantenimiento.

El S/3 MPS destaca por su capacidad de detección multigas en tiempo real, lo que permite una monitorización precisa y continua en entornos donde

la seguridad es crítica. Entre sus principales características se encuentra la calibración de por vida, que reduce la necesidad de intervenciones periódicas y contribuye a optimizar los costes operativos.

El transmisor también ofrece alta precisión en la detección de gases, con especial rendimiento en la detección de hidrógeno, un aspecto cada vez más relevante en proyectos vinculados a la transición



energética. A ello se suman su inmunidad al envenenamiento

del sensor y su amplio rango de funcionamiento ambiental, lo que facilita su uso en condiciones industriales exigentes.

El dispositivo es compatible con diferentes sistemas de control y supervisión, como la central CS4+, las centrales CA ATEX, módulos de comunicación industrial y unidades de control SCAEDA, lo que facilita su integración en infraestructuras energéticas y procesos industriales.

Nueva solución de Carrier para la densidad térmica en los centros de datos de IA

A medida que la inteligencia artificial obliga a aumentar la densidad de las cargas informáticas y las temperaturas ambientales suben, el riesgo de interrupciones en los centros de datos aumenta si no se garantiza una refrigeración continua. Con el



Sensor de corriente trifásico ESS 076 de Stego

Stego ha presentado la versión trifásica de su sensor inteligente de corriente ESS 076, una solución diseñada para la monitorización eficiente del consumo eléctrico en entornos industriales y energéticos. Este dispositivo permite la medición sin contacto de corrientes alternas en sistemas trifásicos, facilitando el control continuo de cargas en maquinaria, instalaciones y cuadros eléctricos.

El nuevo ESS 076 integra la medición de las tres fases en un único equipo compacto, lo que reduce el espacio necesario en el interior del armario y simplifica considerablemente la instalación. Los conductores se introducen directamente a través de los orificios pasantes del sensor, eliminando la necesidad de múltiples dispositivos y reduciendo el tiempo de montaje.

En términos de conectividad, el sensor combina una salida analógica estándar de 4-20 mA con comunicación

digital IO-Link. Esta doble interfaz permite su integración tanto en infraestructuras existentes como en sistemas de automatización avanzados. A través de IO-Link, el ESS 076 proporciona datos adicionales como valores de corriente, potencia, consumo energético y parámetros de diagnóstico, lo que facilita su incorporación en plataformas de supervisión y sistemas de gestión energética.

Entre sus características técnicas destacan un rango de medición de hasta 300 A, compatibilidad con conductores de hasta 11,4 mm de diámetro y montaje en carril DIN, lo que lo convierte en una solución versátil para múltiples aplicaciones industriales.

Gracias a la disponibilidad continua de datos, el ESS 076 permite identificar picos de consumo, optimizar el uso de la energía y mejorar la eficiencia operativa, contribuyendo a una gestión energética más precisa y sostenible.



AquaEdge 19MV4 responde a las necesidades de las instalaciones de alta densidad gracias a su diseño integrado. Con una capacidad de refrigeración de entre 2,1 y 3,3 MW, la unidad gestiona el calor generado por las unidades de procesamiento gráfico (GPU) y las unidades de procesamiento de tensores (TPU), optimizando la distribución de las salas de máquinas.

Para garantizar su funcionamiento en condiciones de temperaturas crecientes, la enfriadora opera con temperaturas de impulsión del agua refrigerada hasta 35 °C, con retorno hasta 45 °C, y temperaturas de condensación de hasta 55 °C. Esta flexibilidad permite la refrigeración líquida directa al chip y el uso de intercambiadores de calor en la puerta trasera.

fin de superar estos retos, Carrier ha desarrollado la enfriadora centrífuga de velocidad variable AquaEdge 19MV4, la cual forma parte de sus soluciones Carrier QuantumLeap para centros de datos. Diseñada para entornos de misión crítica, la unidad ofrece la capacidad, la resiliencia y la eficiencia necesarias para salvaguardar las operaciones de alta densidad bajo condiciones de estrés térmico extremo.

Bosch amplía su oferta de soluciones de hidrógeno con una nueva pila de combustible para autobuses

Bosch ha presentado en la feria Mobility Move de Berlín el Fuel Cell Power Module (FCPM) C100. Se trata de una nueva versión de su sistema de pila de combustible, que está especialmente diseñado para autobuses urbanos. Esta tecnología permite que los vehículos funcionen con electricidad producida a partir de hidrógeno renovable, lo que significa que pueden operar sin emitir CO₂, ofreciendo así una solución sostenible para el transporte público de las ciudades europeas.

El nuevo C100 es un módulo compacto que se integra fácilmente en los autobuses de entre 12 y 18 metros. Su diseño plano,

de solo 40 centímetros de altura, permite instalarlo en el techo del vehículo, algo habitual en los modelos europeos. Junto al módulo C100, y dentro de la familia de soluciones de hidrógeno con potencias de entre 100 y 300 kW, Bosch también ofrece el modelo C190, orientado a autobuses interurbanos y autocares, y que se instala en la parte trasera del vehículo. Está previsto que las pruebas de este modelo en vehículos de demostración se realicen durante esta primera mitad de 2026. La gama se completa con el FCPM C300, con 300 kW de potencia, y pensado para camiones pesados y autocares.

SMA amplía su porfolio de almacenamiento comercial

SMA amplía su oferta de soluciones para el sector comercial con el lanzamiento del SMA Storage XL Package, una evolución estratégica dentro de su porfolio de almacenamiento. Esta solución integral combina tecnología de baterías de alto rendimiento, el probado inversor de baterías Sunny Tripower Storage X y gestión energética inteligente con monitorización a través de Sunny Portal powered by ennexOS.

La demanda de soluciones de almacenamiento escalables y económicamente eficientes continúa creciendo en el sector empresarial. Las compañías buscan reducir costes energéticos, mitigar picos de demanda y ganar independencia frente a la volatilidad de los precios de la electricidad.

Con el SMA Storage XL Package, SMA traslada un concepto probado a una nueva dimensión de aplicación, ofreciendo a empre-

sas e instaladores una solución preparada para cumplir con los actuales requisitos de eficiencia energética y ciberseguridad, al tiempo que habilita modelos de negocio futuros como tarifas dinámicas o participación en centrales eléctricas virtuales.

Sistema integral y gestión energética inteligente

El SMA Storage XL Package está concebido como un sistema completamente coordinado que incluye armarios de baterías de alto rendimiento para instalación interior o exterior; inversores Sunny Tripower Storage X en las clases de potencia de 30 kW y 50 kW; puesta en marcha centralizada mediante interfaz WebUI; y monitorización y control a través de Sunny Portal powered by ennexOS

La instalación plug-and-play reduce tiempos y minimiza posibles errores en la puesta en servicio.



En el ámbito de la gestión energética, la solución permite la optimización del autoconsumo; peak shaving (reducción de picos de demanda); aplicaciones multi-use combinando distintos modos de operación; así como planificación horaria y funciones tarifarias para un uso energético rentable hoy y en el futuro

El sistema incorpora celdas de litio hierro fosfato (LFP) de alta calidad con hasta 12.000 ciclos de carga, sistemas integrados de detección de humo y gas, y protección contra incendios. Además, incluye una garantía de 10 años tanto para el sistema como para la capacidad de la batería, ofreciendo una sólida seguridad de inversión.

Nueva solución de almacenamiento de Fronius para el sector comercial

Fronius amplía su cartera de productos con una nueva solución de almacenamiento. La Fronius Reserva Pro ayuda a clientes con mayores necesidades energéticas, como granjas, pymes e incluso viviendas de gran tamaño, a lograr una independencia energética total. Esta solución de alta eficiencia mantiene la calidad probada de Fronius e incorpora celdas y módulos fabricados en Europa.

Uno de los aspectos más destacados de esta batería de alta tensión es su flexible escalabilidad, con capacidades que van de 12 a 32 kWh por torre y hasta 128 kWh si se conectan 4 torres en paralelo. La Fronius Reserva Pro, que es totalmente compatible con los inversores híbridos Fronius Verto Plus y GEN24 Plus, se integra

a la perfección con el resto de los productos de la cartera Fronius, ya sea durante su puesta en marcha o funcionamiento.

Gracias a su función de energía de emergencia y capacidad de arranque autónomo, la Fronius Reserva Pro garantiza un suministro estable incluso en caso de corte del suministro eléctrico. Si se produce un apagón, los inversores Fronius, en combinación con un componente de conmutación como el Fronius Backup Controller, garantizan el suministro eléctrico de los consumos conectados. El sistema pasa al modo de energía de emergencia mientras la Reserva Pro proporciona la energía almacenada.

Esta combinación resulta decisiva para asegurar la continuidad



de forma especialmente eficiente. Además, la instalación de la Fronius Reserva Pro es rápida y sencilla, ya que los módulos se pueden apilar unos sobre otros, sin necesidad de tornillos. Esto simplifica y acelera tanto la instalación inicial como ampliaciones posteriores.

operativa, ya que, en sectores como el agrícola, resulta imprescindible mantener la estabilidad de la cadena de frío o el correcto funcionamiento de los sistemas de ordeño.

Máxima eficiencia

Gracias al acoplamiento en CC, la energía fotovoltaica generada se carga en la batería y se apro-

Con ayuda de la IA, el Fronius Energy Cost Assistant analiza continuamente la producción estimada de la instalación fotovoltaica, el consumo y el precio actual de la electricidad. Teniendo en cuenta las variaciones de los precios, calcula el momento ideal para cargar o descargar la batería, ayudando así al ahorro de costes.

¿Interesado en estar en esta sección? / Interested in this section?: Llámenos / Call us: +34 91 630 85 91 | ala@energetica21.com

Módulo sencillo / Single module: 55 mm. ancho / width x 65 mm. alto / height | 700 euros - año / year

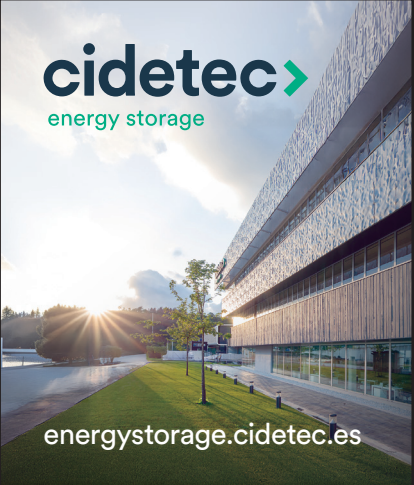
Módulo doble / Double module: 55 mm. ancho / width x 150 mm. alto / height | 117 mm. ancho / width x 65 mm. alto / height | 900 euros - año / year

HECISA
 Expertos en filtración
 desde 1984



C/Calidad 24. Pol. Los Olivos
 28906 Getafe
www.hecisa.com

cidetec >
 energy storage



energystorage.cidetec.es

isastur
 ENERGÍA TRANSFORMADORA



TECNIQ

OPTIMIZAMOS
 EL CONSUMO
 DE VAPOR



tecnología **GEM** de **THERMAL ENERGY INTERNATIONAL INC.**

**AHORRO
 ENERGÉTICO
 = AHORRO
 ECONÓMICO**

www.tecniq.cat
info@tecniq.cat

Bornay



LA NATURALEZA TE DA
 LO ESENCIAL, NOSOTROS
 PONEMOS EL RESTO.

Bornay aprovecha los recursos que te ofrece la naturaleza para dar energía a tu hogar de manera sostenible, aportándote independencia energética y cuidando el planeta.

Súmame a la Experiencia Bornay.

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

TCA
 Técnicas de Control y Análisis, S.A.

Bancos de Ensayo para
 Pilas de Combustible & Electrolizadores

HORIBA FuelCon



Bancos de Ensayo para Baterías

HORIBA



Analizadores de H2 y otros gases

VF



HORIBA



Fuentes Bidireccionales Alta Potencia AC o DC

HORIBA BeXema



TCA Técnicas de Control y Análisis S.A.
 Automoción - Industria y Medio Ambiente - Aerosoles
 - Control de Motores y Grupos Electrógenos - Hidrógeno y Baterías - Laboratorio de Calibración

www.tca.es

PG progener
POWER SYSTEMS

We power your projects

Vigilante de Aislamiento AC+DC

con **Rearme Automático** y Visualización en **Tiempo Real**

FACDC-800-GN

- ✓ Detecta fallos **simétricos** y **asimétricos**
- ✓ Nivel Prealarma seleccionable **50 - 150 kΩ**
- ✓ Nivel Alarma seleccionable **5 - 45 kΩ**
- ✓ Medición en **tiempo real**
- ✓ Hasta **800 V_{AC} | 1500 V_{DC}**
- ✓ Comunicaciones **Modbus**
- ✓ Capacidad parásita hasta **500 μF**

Fiabilidad, innovación y soporte técnico
Posibilidad de modelos a medida

Más información en www.proat.es
o llámanos al **+34 935 790 610**

Fotovoltaica Ferroviaria Industrial

VEOLIA

Reiniciemos el planeta

Es el momento de actuar.

Con GreenPath agrupamos en una sola oferta lo mejor de nuestra experiencia para acompañar a nuestros clientes en su proceso de descarbonización y reducir su huella ambiental. Hagamos juntos un mundo mejor para todos. Solo hay un camino; el de respetar la vida del planeta.

GreenPath
Powered by **VEOLIA**

energética
CONFERENCIAS

Seminarios online para profesionales

AETP
ALMACENAMIENTO ENERGÉTICO. TECNOLOGÍAS Y PROYECTOS

AUTO CONSUMO
TECNOLOGÍAS Y PROYECTOS

NET ZERO
TECH WEBINARS

SOLAR PV MEETING

www.energetica21.com/conferencias

AQUI SU PUBLICIDAD

POR 900 € AÑO

SEMANA INTERNACIONAL DE LA ELECTRIFICACIÓN Y LA DESCARBONIZACIÓN

QUIERO EXPONER



 genera +  matelec

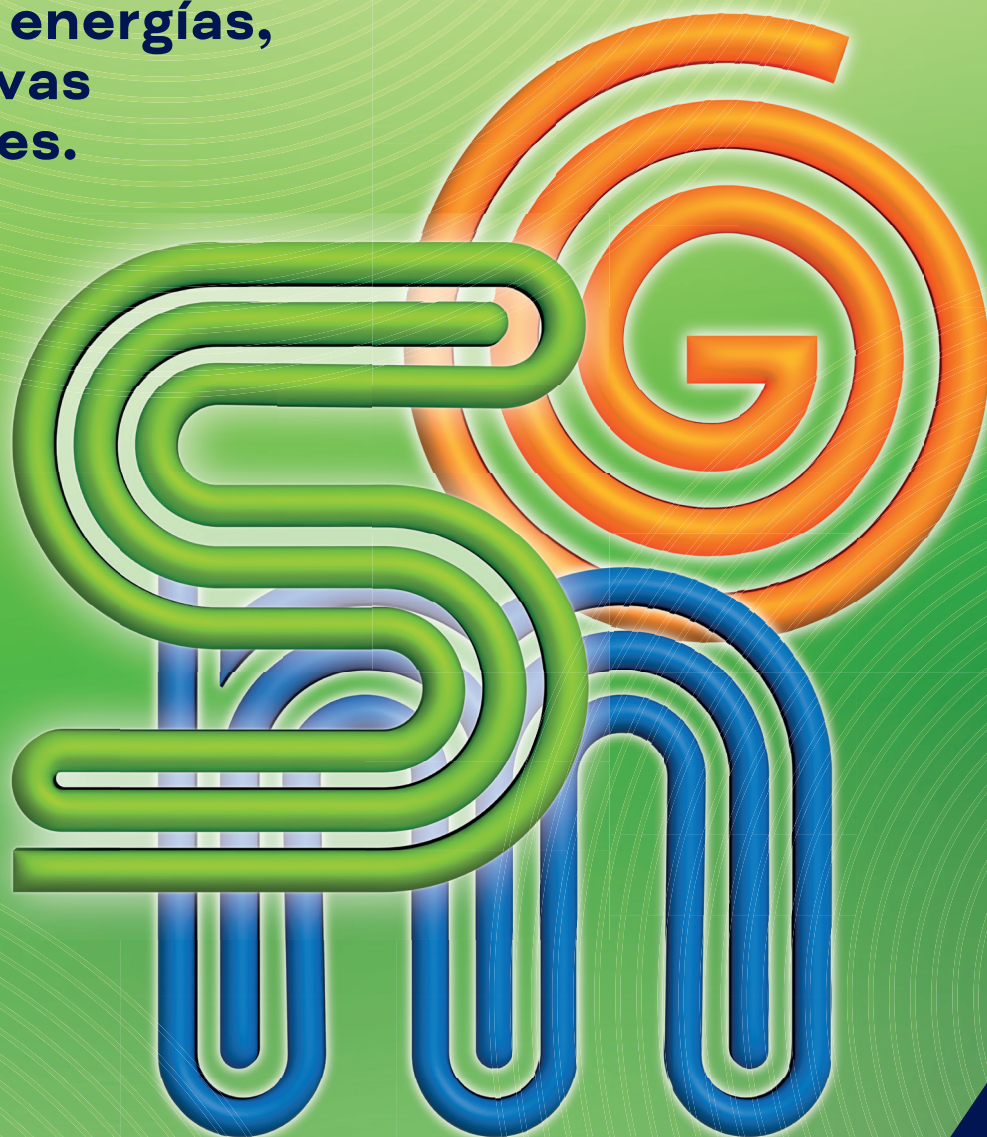
Conectando energías,
creando nuevas
oportunidades.

+59k
Visitantes
profesionales

+800
Expositores

+120
Jornadas

+34
Km²
de exposición



24-26 2026
Nov
ifema.es



NUEVA

Gama Complit

Una solución completa y sin fisuras

Grupos electrógenos hasta
las **330 kVA de potencia**



La sofisticación y la sencillez se unen para dar lugar a un solución energética única, fiable, completa.

Diseñada para ofrecerte exactamente lo que necesitas en una aplicación de emergencia. Nuestra gama Complit es un potente halo de luz en la oscuridad, un impulso de energía estelar sin necesidad de extras.

Somos energía **estelar**

**CUSTOM
ENERGY
SOLUTIONS**

INTELIGENTE

FIABLE

SILENCIOSA

COMPLETA

dagartech.com