

energía y medio ambiente extremadura

anuario 2026

Autoconsumo y Comunidades Energéticas: el sol que debe crecer

Generación:
más de 14.000 MW

Biomasa:
calienta a 60.000 hogares

Minería:
litio, níquel y wolframio

CN Almaraz y Fotovoltaica:
82% de la producción eléctrica

Coche electrificado:
las ventas se disparan

Biogás/Biometano:
avalancha de proyectos

www.energiaextremadura.com

EXTREMADURA

la energía que nos une



- Un **modelo seguro** que impulsa vidas
- Una **energía sostenible** para todas las generaciones
- **La garantía** que necesitan nuestros territorios



energía de extremadura
El Salvador, 3
10132 Almoharín (Cáceres)
Tel: 670 67 55 71

Director
Francisco Cortijo
Redacción y Colaboradores
Ana Martos, Luis Gil,
y Jesús Álvaro
Edición y Maquetación
Julián García
Diseño
Ana Dueñas
Fotografía e imagen
Jesús Álvaro
Administración
Amelia Martín Bernardos

Imprenta
Gráficas Andalusí
958 405 655

Publicidad y Suscripciones
670 67 55 71

e-mail
energiaex@gmail.com

Depósito Legal
M-10.011-1997

ISSN
1137-5574

Foto portada:
Benjamin Jopen / Unsplash

ENERGÍA
Y MEDIO AMBIENTE DE EXTREMADURA
ANUARIO 2026



J.C. Florentino

8
DATA CENTER: ENERGÍA PARA LA IA

34
EL FUTURO DE LOS **INSTALADORES ELÉCTRICOS**

46
HIDROELÉCTRICA: LA TERCERA REGIÓN EN GENERACIÓN

80
GASOLINERAS: 500 ESTACIONES PARA REINVENTARSE

81
SECTOR AGRARIO: LA DOBLE POTENCIA SE QUEDA

Con la colaboración de

JUNTA DE EXTREMADURA
DIPUTACIÓN DE CÁCERES
Iberdrola
ALMARAZ TRILLO
Gas Extremadura
chc energía
Redexis
Pitarch GRUPO EMPRESARIAL
EIFFAGE ENERGÍA SISTEMAS
emece² EMECECUADRADO
BANCA PUEYO FUNDADA EN 1890
ARRAM CONSULTORES
Bornay
ETERGY
CAMPÓN & MARTÍNEZ-PEREDA
CONSORCIO OLEÍCOLA EXTREMEÑO
Contigo Energía
GRUPO INCALEXA
Statkraft
DURAN SOLARBLOC
SEGEDA
METAL FRAME RENOVABLES
MARLE

Extremadura fue la tercera región en generación eléctrica en 2025 con 31.328 GWh y la cuarta en potencia instalada con 13.864 MW



La Comunidad de Extremadura volvió a subirse al podio de las grandes generadoras de energía eléctrica del mercado español en el año 2025, como ya lo hiciera en el año 2024. Solo superada por Cataluña (38-400 GWh) y por Andalucía (36.969 GWh), la región fue la tercera en generación el pasado año al alcanzar los 31.328 GWh, la gran mayoría de ellos de origen renovable. Esta cifra supone un crecimiento del 0,7% en relación al año anterior, apoyada no sólo por la fotovoltaica sino por el mejor año hidráulico también. Por detrás de ella quedaron regiones que son "gigantes" renovables como es el caso de Castilla-La Mancha (30.612 GWh) y Castilla y León (30.260 GWh). Un año más, la Central Nuclear de Almaraz y la fotovoltaica han sido los pilares claves del sistema eléctrico regional.

Según los datos de Red Eléctrica de España (REE), Extremadura registró una demanda de energía eléctrica de 4.983 GWh, lo que supone un incremento del 3,4% respecto a la del año anterior. Esta cifra supera en 0,6 puntos al incremento experimentado a nivel nacional, que fue del 2,8%. Al incluir datos procedentes de instalaciones de autoconsumo, el crecimiento en el consumo eléctrico aumenta un 5,1%.

Según los datos del "Informe del sistema eléctrico español 2025 y Las renovables en el sistema eléctrico español 202"5 elaborados por REE, Extremadura generó el 52,4% con renovables en 2025, una cuota que asciende al 52,9% al incluir la producción realizada por las instalaciones de autoconsumo. En la región, toda la generación proveniente del autoconsumo es de origen solar fotovoltaico.

Nuclear y fotovoltaica

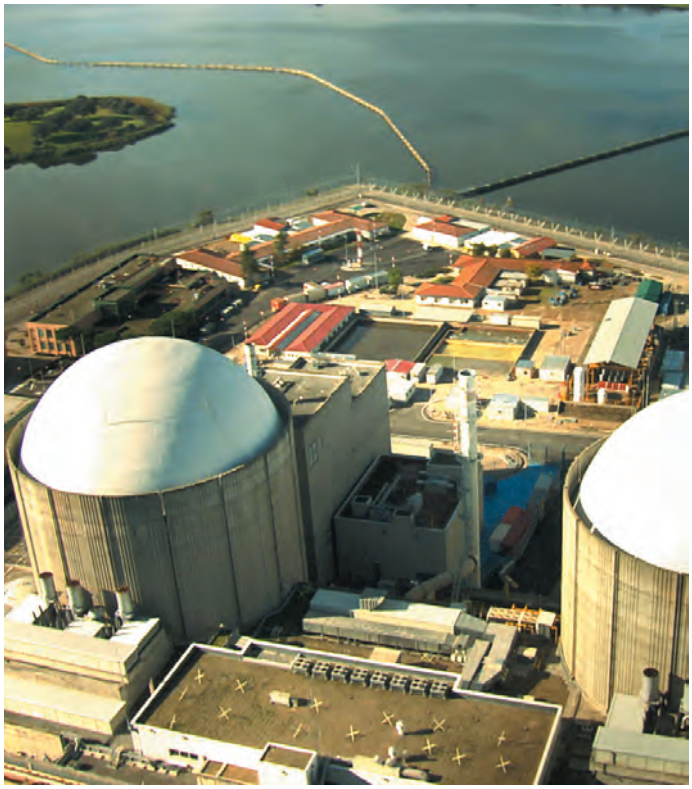
La estructura de producción eléctrica extremeña estuvo liderada en 2025 por la nuclear con el 47% de la generación total. Le sigue la solar fotovoltaica (con el 35% -incluida la aportación de instalaciones de autoconsumo-, la hidráulica (12,3%) y la solar térmica, responsable del 4,2% del total. Completan esta estructura de producción anual el contingente de otras renovables, la eólica y la cogeneración, con menos de un 1% del total cada uno.

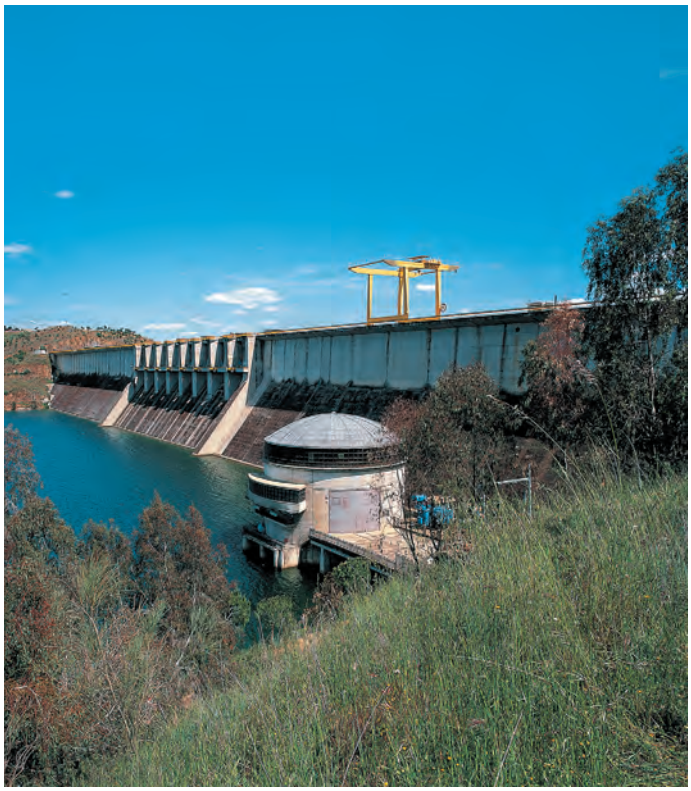
La FV ralentiza su crecimiento en 2025 con la mitad de MW instalados

En cuanto a los sistemas de almacenamiento, en la comunidad extremeña se han integrado a la red un total de 147 GWh procedentes de tecnologías de almacenamiento energético, prácticamente todo mediante el bombeo.

La Comunidad de Extremadura puso en servicio durante 2025 un total de 689 nuevos MW de solar fotovoltaica, 50 del contingente de otras renovables y 10 de eólica, con los que la potencia instalada de generación en la actualidad se sitúa en los 14.088 MW, de los que el 85,6% pertenece a tecnologías renovables.

La Comunidad de Extremadura fue la cuarta región española en generación eléctrica de origen renovable en el año 2025,





sólo por detrás de Castilla y León -líder en eólica-, Andalucía y Castilla-La Mancha.

La Central Nuclear de Almaraz volvió a ser el principal productor de energía eléctrica de la región, por delante de la fotovoltaica en su conjunto. Almaraz generó 15.369,2 GWh de energía bruta, evitando así la emisión de 6 millones de toneladas de CO_2. Desde su puesta en marcha, acumula ya cerca de 635.000 GWh producidos, cubriendo el 7% de la demanda eléctrica anual y abasteciendo a 4 millones de hogares aproximadamente.

Con datos de finales del año 2025, Extremadura es la cuarta región española en potencia instalada con un total de 13.864 MW, sólo por detrás de Andalucía (24.229 MW), Castilla y León (18.103 MW) y Castilla-La Mancha (17.080 MW), y por delante de Aragón y Cataluña.

La solar fotovoltaica es, con el 62,1% del total, la tecnología con más MW instalados en la región extremeña, seguida por la hidráulica (con el 16,2%), la nuclear (14,3%) y la solar térmica (6%). Completan el parque de generación de esta autonomía la eólica, el contingente de otras renovables y la cogeneración, que ostentan un peso inferior al 1% cada una.

Evolución fotovoltaica

La evolución de la tecnología fotovoltaica es la que explica en gran medida el gran protagonismo renovable de la comunidad extremeña. Aunque en el último año se ha producido un importante parón en el crecimiento de los megawatios instalados. Los años de los grandes parques fotovoltaicos parecen haber pasado a la historia. Se ha pasado de crecimientos anuales en los años 20/21 de 2.792 MW a los 1.457 MW del año 2024 y a los 689 MW del último año. Y de liderar durante muchos años el mercado español en potencia fotovoltaica instalada a ser ya la tercera región en España, al ser sobrepasada por los 10.663 MW de Andalucía y los 8.618 MW de Castilla-La Mancha.

En el caso de la solar térmica, la región sigue siendo la segunda en España en potencia instalada con 849 MW, sólo superada por Andalucía con cerca de 1.000 MW.

La generación eléctrica de origen renovable en Extremadura creció en 2025 un 3,1%, hasta alcanzar un récord de 16.413 GWh, según un informe elaborado por Opina 360. Esto supone que las renovables representan ya el 52,4% de toda la electricidad producida en la región, el porcentaje más alto registrado hasta la fecha. El crecimiento se apoyó en casi todas las tecnologías salvo la solar térmica, que redujo su producción un 17,6%.

La solar fotovoltaica, principal fuente renovable extremeña, aumentó un 3,4%, alcanzando los 10.746 GWh, mientras que la hidráulica creció un 10,6%. Las energías minoritarias también aportaron al alza: la eólica subió un 0,4% y el resto de renovables un 24%. En contraste, la producción no renovable descendió un 1,8%, aunque la cogeneración repuntó un 10,7%.

Extremadura fue en el año 2025 la octava región española en número de proyectos de energía renovables sometidos a información pública, muy lejos en megawatios de potencia a las de las primeras regiones del ránking. Según los datos del informe de Opina 360, a nivel nacional se presentaron un total de 791 proyectos que sumaban 14.078 MW de potencia, de los que el 54% eran de fotovoltaica.

En el caso de la Comunidad de Extremadura, los proyectos presentados sumaban un total de 553,3 MW de potencia. Esta cifra contrasta con los 2.593 MW de Castilla y León, los 2.362 MW de Andalucía, los 2.249 MW de Aragón, los 1.364 MW de Galicia o los 1.219 MW de Castilla-La Mancha. Aunque bien es verdad que salvo en el caso de Andalucía, en el resto de regiones el peso de los proyectos eólicos también era muy relevante.



Mercedes Morán Álvarez

Consejera de Industria, Energía, Ciencia y Territorio de la Junta de Extremadura

"Los proyectos de biogás y biometano deben desarrollarse con todas las garantías ambientales y con diálogo con el territorio"

Mercedes Morán Álvarez sigue siendo la persona responsable en el Gobierno de María Guardiola de los temas de energía, como ya lo hiciera en la anterior legislatura. Entonces dentro de la cartera de Agricultura y ahora en la nueva Consejería de Industria, Energía, Ciencia y Territorio. El nuevo Gobierno regional es consciente de la creciente importancia que para la industrialización regional, con importantes proyectos en marcha, tiene la planificación eléctrica, condicionada por el MITECO desde Madrid.

Cada vez más inversores y promotores empresariales se decantan por invertir en Extremadura frente a otras ubicaciones por su potencial en generación eléctrica, especialmente en el caso de la energía solar, como está ocurriendo por ejemplo con los centros de datos.

El futuro de la Central Nuclear de Almaraz, el nuevo impulso al autoconsumo, la movilidad renovable y los numerosos proyectos de plantas de biogás u biometano presentados a estudio en la región son también temas de interés para la consejera y su nueva consejería.

¿Cuáles serían los principales retos en esta nueva legislatura en materia energética?

En el Gobierno de María Guardiola tenemos muy claro entre nuestros principales retos está que el MITECO atiendan las demandas de Extremadura en materia de planificación eléctrica así como la industrialización de nuestra región, ambas van de la mano indudablemente.

"Planificación eléctrica e industrialización van de la mano en Extremadura"

El sector energético es un aliado fundamental e indispensable para esa industrialización. Extremadura es ya uno de los principales polos energéticos de España y de Europa.

Ahora tenemos que aprovechar ese enorme potencial que tenemos en generación de energía para que esa riqueza se traduzca también en desarrollo industrial, empleo y fijación de población.

Para ello, trabajamos para atraer proyectos industriales vinculados a la transición energética, impulsar las redes e infraestructuras necesarias para evacuar la energía que producimos y avanzar en el almacenamiento energético, que será clave para garantizar la estabilidad del sistema.

Además, seguiremos defendiendo un modelo energético basado en la complementariedad de tecnologías y en la seguridad de suministro.

Y, por supuesto, seguiremos peleando

por mantener la vida útil de la Central Nuclear de Almaraz que es un activo imprescindible y clave también en esa industrialización.



¿Cómo valora el dictamen del Consejo de Seguridad Nuclear (CSN) que avala la prórroga de la Central de Almaraz hasta 2030?

La Junta de Extremadura mantiene una posición clara y firme: defendemos la continuidad de la Central Nuclear de Almaraz porque es estratégica para Extremadura y para España. La central es segura y viable como así avala el CSN y el Gobierno central ya no tiene excusas para mantener el cierre. Almaraz genera miles de empleos directos e indirectos, aporta riqueza al territorio y contribuye de manera decisiva a la soberanía y seguridad energética del país.

Sin dudas, vamos a seguir de la mano de la sociedad civil, los trabajadores, los ayuntamientos y las entidades que forman parte de la Alianza por Almaraz para reivindicar que la central continúe operando más allá de las fechas actualmente previstas. Ha sido una lucha de toda una región por defender un activo muy importante para Extremadura, pero también para garantizar la soberanía energética de nuestro país. Instamos al Gobierno a que revierta su decisión y lo decimos alto y claro: Almaraz no se cierra.

El autoconsumo ha mostrado a nivel nacional ciertos síntomas de estancamiento, sobre todo a nivel de hogares. ¿Qué iniciativas se pueden tomar a nivel regional para dinamizarlo de nuevo?

El autoconsumo sigue siendo una herramienta muy importante para avanzar hacia un sistema energético más eficiente y participativo. Desde la Junta creemos que es necesario seguir facilitando su implantación mediante líneas de ayudas, simplificación administrativa y divulgación para que ciudadanos, empresas y administraciones conozcan las ventajas que ofrece.

También consideramos fundamental impulsar las comunidades energéticas y favorecer que el autoconsumo llegue al medio rural, donde puede convertirse en una oportunidad adicional para mejorar la competitividad y reducir costes energéticos.

El biogás y el biometano están teniendo mucho protagonismo en el último año en el panorama energético extremeño y español. ¿Es un sector con futuro en la región?

Extremadura cuenta con un importante potencial para el desarrollo del biogás y del biometano gracias a la fortaleza de nuestro sector agroganadero y agroindustrial.

Se trata de una actividad que genera esa necesaria economía circular, permite valorizar residuos, generar energía renovable y crear oportunidades económicas en el medio rural.

También somos muy conscientes que en algunas localidades, los proyectos que se están tramitando están generando cierto rechazo y, por eso, quiero aprovechar para asegurar que desde la Junta somos absolutamente escrupulosos con la legalidad.

Los proyectos deben desarrollarse con todas las garantías ambientales y con diálogo con el territorio, de manera que generen empleo y riqueza para los municipios donde se implanten.

> "Almaraz es un activo imprescindible y clave para la industrialización"

Las ventas de coches híbridos y eléctricos crecen en la región aunque los puntos de recarga siguen siendo un freno. ¿Es un área estratégica para Extremadura, sobre todo por su gran extensión en zonas rurales?

La movilidad eléctrica forma parte de la transición energética y, efectivamente, la disponibilidad de infraestructuras de recarga es uno de los factores que condicionan su desarrollo.

En una comunidad extensa y con una importante dispersión territorial como Extremadura es necesario seguir ampliando la red de puntos de recarga para garantizar que los ciudadanos puedan optar por este tipo de vehículos con total normalidad.

Nuestro objetivo es favorecer que la movilidad sostenible llegue a todo el territorio, tanto a las ciudades como al medio rural, acompañando el crecimiento que está experimentando el parque de vehículos electrificados.

Extremadura entra en la carrera por los grandes centros de datos “hiperescalares” de más de 100 MW gracias a su potencial en generación eléctrica



Futuro centro de datos de Merlin-Edge en Navalmoral de la Mata



Futuro centro de datos de Nostrum Group en Badajoz

Los centros de datos o Data Center se han convertido en los últimos tres años en la nueva mina del oro tecnológica del mercado español. Cerca del 70% del tráfico de datos europeo de las grandes empresas tecnológicas pasa o lo hará en el futuro por nuestro país. Un sector emergente en el que confluyen promotores inmobiliarios, entidades financieras, fondos de inversión y grandes clientes tecnológicos que necesita tres variables que Extremadura tiene: terrenos disponibles calificados, agua y energía eléctrica en abundancia. Además de su posición estratégica entre el sur español y Portugal.

De ahí que en los últimos tiempos se hayan conocido importantes proyectos empresariales en este sector en la región. Como los que promueve **Merlin-Edged** en Navalmoral de la Mata y Valdecaballeros -entre los mayores de España-; **Fotowatio Renewable Ventures (FRV)** con su proyecto Lusitanus en Expacio Mérida o el de **Nostrum Evergreen** en la Plataforma Logística de Badajoz. En la actualidad hay cerca de una decena de proyectos de centros de datos en diferentes estados de tramitación en la región, con un tamaño medio en potencia de MW superior a la de la media que se están construyendo en grandes ciudades como Madrid. Aunque la media en España oscila entre los 20 y 40 MW de potencia, ya hay en desarrollo grandes proyectos que superarán los 100 MW e incluso podrían llegar a los 250 MW.

Los data centers o centro de procesamiento de datos (CPD) almacenan, gestionan y procesan información de empresas, instituciones y usuarios. Siendo una herramienta clave en las aplicaciones y servicios en la nube de las grandes telecos y empresas de comercio on line; en la seguridad de las transacciones y los datos almacenados, así como en la interconexión en redes e internet. El “boom” de la Inteligencia Artificial y los servicios en la nube han disparado su demanda.

Grandes centros

Entre los data center que presentan más potencial de crecimiento en regiones como Extremadura destacan los denominados “hiperescalares”, que ofrecer servicios de computación en la nube a clientes externos. Con capacidades que oscilan entre los 25 y 50 MW, muy demandados por empresas como Google, Microsoft, Amazon o Meta. También destacan los llamados “colocation”, que alquilan su espacio a terceros para sus servicios en la nube, para empresas de entretenimiento como Spotify o Netflix.

El mercado español de los Data Center cuenta en la actualidad con más de 500 MW de capacidad instalada operativa, donde destacan especialmente las regiones de Madrid y Aragón. La primera de ellas está desarrollando en la actualidad proyectos que suman 1.000 MW de potencia, pese a ser la última región española en producción de electricidad. Gran parte de la energía que suministrará a estos centros de datos procederá curiosamente de Extremadura.

A nivel de volumen de inversión y de potencia instalada, el proyecto más destacado en la región es el que promueven **Merlin Properties** junto con **Edged Energy** en Navalmoral de la Mata (en Expacio Navalmoral) y en Valdecaballeros (en los terrenos de la antigua central nuclear). Cada uno de ellos podría alcanzar hasta un gigavatio de potencia distribuido entre 20 edificios de 100 MW de capacidad. Se trata de un proyecto que iría creciendo a 10 años vista.

El proyecto más avanzado a nivel de tramitación es el de **Nostrum Evergreen** en la Plataforma Logística de Badajoz, con una capacidad de acceso a red de 300 MW que podría llegar a los 500 MW. Nostrum ha sido adquirida recientemente por el gigante australiano Iren en su apuesta por entrar en el negocio europeo de los Data Centers.

Esta misma empresa desarrolla en el Polígono Las Capellanías de Cáceres el espacio CCGreen, orientado a servicios de inteligencia artificial y computación avanzada.

CADA DÍA SOMOS MÁS LOS QUE AYUDAMOS A CUIDAR EL MEDIOAMBIENTE EN NUESTROS PUEBLOS Y CIUDADES.

GRACIAS A TODOS LOS QUE CONFÍAN EN NOSOTROS.



Tu energía natural

+información **924 24 84 84**

Gas Extremadura

Distribución y Comercialización

La potencia del autoconsumo en Extremadura **solo suponía en 2025 el 3% del total** de generación fotovoltaica regional



El 75% de la potencia de autoconsumo instalada en la región es industrial frente al 25% residencial

El sector del autoconsumo está aún muy lejos de su potencial en la Comunidad de Extremadura, una de las grandes protagonistas del mercado fotovoltaico de los últimos años. Según los últimos datos globales de REE referidos al año 2025, la región contaba con un total de 241 MW de potencia de autoconsumo instalada. Lo que la situaba como la región número 11 a nivel español. Teniendo en cuenta que a finales del 2025 la potencia fotovoltaica instalada en al región era de 8512 MW -la tercera a nivel nacional tras Andalucía y Castilla-La Mancha- el porcentaje del autoconsumo sobre el potencial fotovoltaico extremeño apenas alcanza el 3% del total. Muy lejos de lo que ocurre en otras regiones cercanas como Castilla-La Mancha donde supone casi el 10% del total regional. Comunidades con menor protagonismo fotovoltaico que la extremeña, como País Vasco o Murcia cuenta también con una potencia de autoconsumo instalada superior a la de Extremadura.

El Informe Anual del Autoconsumo Fotovoltaico y Almacenamiento 2025 presentado por APPA Renovables constata que el autoconsumo sigue alejándose en el mercado español de los objetivos marcados debido a la falta de medidas concretas en fiscalidad, acceso a redes y simplificación administrativa. En 2025, la potencia instalada de autoconsumo fotovoltaico se redujo por tercer año consecutivo hasta los 1.214 MW, un 15,2 % menos que en 2024.

Desgravaciones

Por tercer año consecutivo la potencia anual instalada se contrajo, lo que aleja al autoconsumo de alcanzar sus objetivos para 2030. Según APPA, “a pesar de ello, hay motivos para la esperanza: el sector cuenta con un enorme potencial, con un coste de tecnología más competitivo que nunca y un interés creciente por el almacenamiento.

Sin embargo, para aprovechar estas oportunidades, es imprescindible la adopción de medidas que impulsen su desarrollo, medidas que ya hemos solicitado al regulador y continuaremos reclamando como desgravaciones del 25% en impuesto de sociedades o IRPF, el aprovechamiento efectivo del 10% de capacidad reservada para el autoconsumo o la simplificación administrativa”.

En 2025, se añadieron 1.214 MW de autoconsumo, con un 70% proveniente del sector industrial y un 30% del residencial. La electricidad generada por autoconsumo alcanzó los 10.550 GWh, cubriendo aproximadamente el equivalente al 4,1% de la demanda eléctrica. En 2025 se estimó que 2.183 GWh de electricidad generada por autoconsumo no se aprovechó, lo que representa una pérdida potencial superior a los 82 millones de euros. Cataluña, Andalucía y la Comunidad Valenciana siguen concentrando el 50% de la potencia total instalada en autoconsumo en España.

Del total de la potencia instalada en autoconsumo a nivel regional, 58 MW correspondían al sector residencia (lo que representa en torno al 25% del total) y el resto al industrial.

Según APPA Renovables, “la región extremeña ocupa la posición número 11 a nivel nacional en potencia de autoconsumo, lo que contrasta con su liderazgo en fotovoltaica volcada a la Red”.

Un reciente decreto-ley a nivel nacional intenta impulsar de nuevo el autoconsumo a nivel residencial e industrial. La nueva normativa amplía el radio para autoconsumo solar de 2 a 5 kilómetros, lo que permite que nuevos barrios, pueblos y polígonos industriales se sumen a este modelo manteniendo el requisito de proximidad. Del mismo modo, se amplía de 500 metros a 5 kilómetros la distancia para la energía eólica, lo que facilita nuevas fórmulas para aprovechar todo el potencial del autoconsumo.

Por otro lado, a partir de ahora se podrán combinar modalidades y compatibilizar el autoconsumo personal con el colectivo, lo que multiplica las formas de abastecimiento para aquellos colectivos o empresas que necesiten un consumo adicional.

LA ENERGÍA
QUE MUEVE
LO QUE SOMOS



TU LUZ Y GAS
DE CONFIANZA

¿A qué esperas a conocernos?

www.chcenergia.es

2025: un año excelente en la Central Nuclear de Almaraz con una producción bruta generada de 15.370 GWh





En el año 2025 la **Central Nuclear de Almaraz** obtuvo unos magníficos registros en seguridad, dosis radiológica, producción eléctrica y ejecución de paradas para recarga de combustible. La instalación revalidó la categoría más alta de la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO) lo que pone de manifiesto su desempeño ejemplar y sus excelentes estándares de funcionamiento. Sus indicadores siguen reflejando la fiabilidad y estabilidad de su operación, contribuyendo a que, sin emisiones de CO_2 a la atmósfera, la energía nuclear siga siendo la tecnología que produce alrededor del 20 % de la electricidad nacional. Estos resultados han sido posibles gracias al trabajo del equipo profesional de Almaraz, altamente cualificado y comprometido.

La producción bruta generada entre las dos unidades al finalizar el año fue de 15.370 GWh evitando la emisión 6 millones de toneladas de CO2 a la atmósfera. Esta instalación tiene una producción de energía eléctrica bruta acumulada desde origen y, hasta el 31 de diciembre de 2025, de más de 640.000 GWh lo que la convierte en la instalación de generación de mayor aportación al sistema eléctrico nacional. Central Nuclear de Almaraz cubre el 7% de la demanda eléctrica anual produciendo cada año el equivalente al consumo de 4 millones de hogares españoles.

La Central es una instalación clave para la garantía de suministro debido a su elevada producción y contribución a la estabilidad de la red eléctrica.

Anualmente se llevan a cabo inversiones en la planta por valor de 50 millones de euros para la mejora, actualización y modernización de sus equipos. De esta manera, la **Central Nuclear de Almaraz** se encuentra en las mejores condiciones técnicas para seguir operando, incluso hasta los 80 años (2063). La central de North Anna (Virginia, EEUU), gemela de Almaraz, cuenta ya con licencia para operar 80 años. En EE.UU, ocho reactores tienen licencia para funcionar 80 años y unos ochenta reactores cuentan con licencia para operar hasta 60 años y prevén solicitar la extensión hasta los 80 años.

Almaraz es un importante foco de desarrollo económico y social en su zona de influencia generando 4.000 empleos. Además, durante los periodos de recarga se incorporan 1.200 trabajadores adicionales a la plantilla

Durante el año 2025 se desarrolló la 29ª Recarga de Combustible de la Unidad 2 Almaraz. Una parada que marcó un nuevo hito al ser ya la octava recarga consecutiva sin accidentes laborales y cumpliéndose todo el alcance de trabajos de mantenimiento y actualización tecnológica previstos.

Almaraz no registró ningún accidente laboral en 2025, superando los 3,1 millones de horas trabajadas y 530 días consecutivos sin accidentes. A estos excepcionales resultados ha contribuido la implantación del Plan A-CERO (Cero Accidentes) de CNAT reconocido como una fortaleza por WANO lo que ha situado esta central como un referente internacional en Prevención de Riesgos Laborales en el sector nuclear.

También en 2025, la **Central de Almaraz** afrontó el apagón masivo que afectó el 28 de abril a la Península Ibérica. La instalación funcionó de manera segura y según los procedimientos establecidos. En el caso de la Unidad I (que se encontraba previamente en parada) los generadores diésel arrancaron según diseño manteniéndose en todo momento el reactor en situación segura.

En el caso de la Unidad II, que estaba en operación, se produjo la parada automática del reactor ante la pérdida del suministro eléctrico externo conforme a lo esperado según diseño, arrancando sus generadores diésel y manteniéndose en todo momento en situación de seguridad.

La **Central Nuclear de Almaraz** fue reconocida de nuevo en 2025 como WANO 1, manteniéndose en el grupo de plantas con mejor desempeño del mundo. La renovación de esta clasificación llegó tras conocerse los resultados de la revisión entre pares (peer review) llevada a cabo por más de 25 expertos internacionales.

Un grupo de especialistas de varias nacionalidades (Francia, Reino Unido, Eslovenia, Suecia, China y Taiwán) analizó en profundidad el funcionamiento de la planta comparándolo con los mejores estándares de la industria nuclear. Tras esta evaluación la **Central de Almaraz** es considerada de nuevo por WANO una referencia para la flota mundial de centrales nucleares, mejorando incluso su puntuación sobre la obtenida en 2020, donde ya obtuvo el rating 1.

DIPUTACIÓN DE CÁCERES

Impulsando un futuro sostenible





Vicente Sánchez
Presidente del Clúster de la Energía de Extremadura

"Consideramos imprescindible que las futuras convocatorias de ayudas al autoconsumo apuesten por procedimientos más ágiles, sencillos y eficientes"

¿Cuáles son las principales reivindicaciones del Clúster a la nueva Consejería de Industria, Energía, Ciencia y Territorio?
Desde el Clúster veníamos reclamando la necesidad de contar con una Consejería específica en materia de Industria y Energía, objetivo que finalmente se ha conseguido. Este paso es clave para dotar al sector de mayor peso institucional y capacidad de interlocución.
Entre nuestras principales reivindicaciones destacan la simplificación de los procedimientos administrativos para la solicitud de subvenciones, con el fin de evitar procesos excesivamente complejos que dificultan el acceso a las ayudas. También consideramos fundamental mantener una interlocución constante con el sector para definir de forma conjunta las futuras líneas de apoyo, determinando qué tecnologías y áreas deben priorizarse.
Igualmente, seguimos insistiendo en la necesidad de impulsar un plan estratégico de energía para Extremadura, que establezca un marco regulatorio estable y predecible. Este marco es esencial para atraer inversiones externas, ofreciendo seguridad jurídica y garantías mínimas a las empresas, debiendo contar siempre con la participación activa del sector en su diseño

¿Se han resuelto los retrasos en las ayudas al autoconsumo?
En los últimos dos años no se han convocado nuevas líneas de ayudas al autoconsumo desde la Junta de Extremadura, centrándose principalmente la actividad en la resolución de expedientes correspondientes a convocatorias anteriores.
Uno de los principales problemas ha sido la complejidad administrativa de dichas ayudas, que ha provocado retrasos significativos en su tramitación y resolución. Esta situación ha reducido el efecto incentivador de las subvenciones, llegando incluso a generar el efecto contrario al deseado.
Por ello, desde el Clúster consideramos imprescindible que las futuras convocatorias apuesten por procedimientos más ágiles, sencillos y eficientes, en línea con lo que ya se está aplicando en otras comunidades autónomas. De modo que estas ayudas vuelvan a actuar como un verdadero motor de dinamización del sector.

¿Cómo valoran el futuro del biogás y biometano en Extremadura?
El desarrollo del biogás y el biometano abre oportunidades importantes para la región, pero también obliga a reflexionar sobre el modelo de implantación más adecuado.
En este sentido, es necesario valorar si se debe apostar por grandes instalaciones, similares a las que se han desarrollado en el ámbito fotovoltaico, o por un modelo más distribuido basado en plantas de menor escala orientadas al autoconsumo y al ámbito local.
Las grandes instalaciones están generando cierto rechazo social en algunos territorios debido a su impacto, además de estar vinculadas en muchos casos a grandes fondos de inversión. Por ello, consideramos que este es un momento clave para definir un modelo equilibrado que maximice el beneficio para el territorio y cuente con la aceptación social.

¿Puede Extremadura atraer proyectos industriales relacionados con la fabricación de vehículos eléctricos?
Uno de los objetivos estratégicos del Clúster es que el desarrollo de energías renovables en Extremadura sirva como palanca para atraer inversiones industriales asociadas que generen valor añadido y empleo a largo plazo en la región.
En este sentido, Extremadura cuenta con potencial para albergar proyectos industriales vinculados a la movilidad sostenible, como fábricas de baterías, cátodos o incluso ensamblaje de vehículos, siempre que se den las condiciones adecuadas.
Para ello, es fundamental que las grandes inversiones en energías renovables vayan acompañadas de un plan de retorno socioeconómico, que garantice beneficios reales en las comarcas donde se implantan. Hasta ahora, más allá de la fiscalidad, el impacto local ha sido limitado, por lo que resulta clave avanzar hacia modelos que integren desarrollo industrial, empleo y beneficios directos para el territorio.


Pitarch
GRUPO EMPRESARIAL
Construimos el presente.
Impulsamos el futuro.
Crecemos con Extremadura.
www.grupopitarch.es

Los cambios de comercializador en Extremadura superan los 51.000 trimestrales en el sector eléctrico y los 4.600 en el de gas

Extremadura cuenta con 779.754 puntos de suministro eléctrico y con 104.280 de gas



Los cambios de comercializador siguen estando a la orden del día en el sector eléctrico y de gas en el mercado español y extremeño. Según los datos del último informe de supervisión de cambios de comercializador elaborado por la CNMC, con datos del según trimestre de2025, el mercado eléctrico español estaba compuesto por aproximadamente 30,6 millones de puntos de suministro, de los cuales 8,3 millones se suministraban a través de un Comercializador de Referencia o COR (27%), mientras que el resto, 22,3 millones, se suministraban a través de un comercializador libre (73%).

Los cinco grupos comercializadores con mayor cuota alcanzaron el 82,2% del total de los puntos de suministro del mercado libre (tres años antes suponía el 84,5%). Por segmentos de mercado, estos comercializadores obtuvieron unas cuotas del 83,2% de los consumidores del segmento doméstico-comercial, del 59,7% de las pymes, del 61,1% de la industria y del 72,8% del vehículo eléctrico.

Mientras, el mercado del gas natural español estaba compuesto por cerca de 8 millones de puntos de suministro, de los cuales, 3,1 millones se suministraban en el mercado regulado a través de un Comercializador de Último Recurso o CUR (39%); mientras que el resto, algo menos de 4,9 millones, se suministraban por comercializadores en el mercado libre (61%). Los cinco comercializadores con mayor cuota alcanzaron el 90,4% del total de los puntos de suministro de gas natural pertenecientes al mercado libre (tres años antes suponía el 93,9%). Por segmentos, estos grupos obtuvieron unas cuotas del 90,9% de los consumidores del segmento doméstico-comercial, del 55,3% de las pymes y del 55,4% de la industria.

En Extremadura

En el caso del mercado extremeño, los datos del informe de la CNMC muestran como la región dispone de 779.754 puntos de suministro eléctrico activos y de 104.280 puntos de suministro de gas. En el segundo trimestre del 2025, último con datos oficiales, los cambios de comercializador llegaron al 7,4% en la provincia de Badajoz y al 5,5% en la provincia de Cáceres, lo que sumaría 51.451 cambios en ese trimestre.

En el caso de suministro de gas, los cambios de comercializador fueron del 5,3% en la provincia de Badajoz y del 3,3% en la de Cáceres, para un total regional de cambios de 4.653 en ese periodo. En los dos casos, los cambios de comercializador fueron más activos en el caso de la provincia de Badajoz.

La tasa trimestral de cambio en el sector eléctrico a nivel nacional fue del 5,9% (por segmentos: 5,8% en el sector doméstico-comercial, 7,7% en el sector de las pymes y 5% en el industrial), mientras que en el sector gasista alcanzó el 4,4% (por segmentos: 4,4% en el sector doméstico-comercial, 5,6% en el sector de las pymes y 2,7% en el industrial).

En el sector eléctrico, el número de cambios de comercializador alcanzó la cifra de 1,8 millones, y en el sector gasista de 354.000. Durante el año móvil, que en este caso comprende el periodo entre el 1 de julio de 2024 y 30 de junio de 2025, se observó una tasa global de cambio de comercializador del 23,4% en el sector eléctrico y del 18% en el sector gasista.

El tipo de cliente es clave a la hora de elegir entre mercado libre o regulado. A 30 de junio de 2025, la mayoría de los puntos de suministro en los segmentos pyme e industrial se encontraban suministrados por comercializadoras libres (98,9% y 99,1%, respectivamente), mientras que, en el segmento doméstico-comercial, el cual incluye a los consumidores con derecho a PVPC, los comercializadores libres suministraron al 72,2% de los puntos de suministro.

ALMARAZ
TRILLO

CENTRAL NUCLEAR DE ALMARAZ
UNA INSTALACIÓN ESENCIAL

Situada en los más altos niveles de excelencia de la industria nuclear, según la Asociación Mundial de Operadores Nucleares (WANO), la **Central de Almaraz** es una instalación de **referencia mundial, puntera tecnológicamente, segura y fiable.**

LA CENTRAL NUCLEAR DE ALMARAZ EN CIFRAS

+ 600 millones de MWh de producción desde su origen

0 emisiones de CO_2

Suministro de electricidad a **+4 millones** de hogares

7% de la **demanda eléctrica** anual de España

4.000 empleos



www.cnat.es |



Texto:
José Donoso
Director General de **UNEF**
(Unión Española Fotovoltaica)

"El impacto económico de la fotovoltaica en Extremadura en 2025 se traduce en 45 millones de euros en impuestos locales y 26 millones en rentas de la tierra"

España vive un momento singular en su historia económica. La energía fotovoltaica ha dejado de ser una apuesta de futuro para convertirse en infraestructura crítica del presente: una energía nacional que fortalece nuestra soberanía y supone una ocasión única de reindustrialización y crecimiento económico aprovechando la ventaja competitiva que nos aporta nuestro recurso solar. Y pocas comunidades representan esta oportunidad tan bien como Extremadura, que se ha consolidado como una de las regiones con mayor potencial para liderar, gracias al sol, ese crecimiento.

Se trata de una oportunidad económica tangible para el territorio. En primer lugar, la llegada de proyectos fotovoltaicos está reconfigurando el valor de la tierra: hoy la fotovoltaica ofrece rentas medias de entre 1.500 y 2.000 euros por hectárea y año, un ingreso que da una nueva oportunidad de revitalizar y fijar población en el medio rural. A ello se suma el retorno fiscal para los ayuntamientos, que perciben de media entre 8.000 y 10.000 euros por megavatio instalado al año, recursos que se traducen en servicios y desarrollo local. El impacto económico de la fotovoltaica en Extremadura durante 2025 se traduce en 45 millones de euros en impuestos locales y 26 millones en rentas de la tierra, además de un tejido industrial cada vez más consolidado en torno al sector. Y todo ello utilizando un porcentaje ínfimo del suelo: para cumplir los objetivos del PNIEC, necesitaríamos un 0,4% de la superficie agraria útil de Extremadura.

Además, hoy sabemos que atraemos industria: el Plan Nacional de Redes muestra 20 GW de demanda concedidos para nuevas instalaciones industriales. Y, en concreto, Extremadura acoge la solicitud de 5.611 MW de puntos de conexión de demanda, un 25% del total nacional, con potenciales nuevos proyectos atraídos por su recurso solar y su potencial. Y, además de los proyectos interesados, ya tenemos empresas nacionales funcionando, como la fabricante de estructuras Metal Frame Renewables, con sede en Badajoz.

La fotovoltaica, como energía propia, cobra además un valor estratégico añadido en un contexto internacional marcado por la incertidumbre. Episodios como la tensión geopolítica en Irán nos recuerdan lo expuestos que estamos a las fluctuaciones de los mercados de combustibles fósiles. Frente a esa volatilidad, la energía solar ofrece un ancla de estabilidad en el suministro con precios previsibles, generación local y una menor exposición de nuestra economía a shocks externos que no controlamos.

Una pieza clave de esta transformación es el autoconsumo solar: esta tecnología es, para España y muy especialmente para Extremadura, la otra gran oportunidad. De hecho, de los 20 GW de demanda industrial que mencionábamos arriba, el 75% va de la mano con su solución de autoconsumo. El autoconsumo acerca la generación renovable a hogares, empresas e industrias, y lo que hace apenas unos años era una tecnología emergente hoy es una solución madura, fiable y cada vez más integrada en la vida cotidiana; con beneficios directos al sistema.

Junto al autoconsumo, las comunidades energéticas tienen un papel decisivo a la hora de extender los beneficios directos para la sociedad, complementario al que desempeñan las cooperativas agrícolas en el tejido rural extremeño, impulsando el crecimiento económico y también cohesionando la sociedad. Extremadura cuenta ya con 46 comunidades energéticas, 16 creadas solo en 2025, y es una región especialmente activa: el 11,9% de sus municipios tiene una comunidad energética, por encima del 10,3% de media nacional, y existen 4,34 comunidades por cada 100.000 habitantes, muy por encima del 1,77% del conjunto de España. La mayoría se centran en el autoconsumo, se constituyen como asociaciones, y en un 84,8% de los casos tienen carácter rural, ligados al territorio y a su gente.

Con estos ingredientes, España tiene ante sí una oportunidad histórica para consolidar un modelo energético propio, competitivo y creador de prosperidad. Y Extremadura tiene el sol y el territorio para liderar ese camino. Ahora toca no dejar pasar la ocasión.

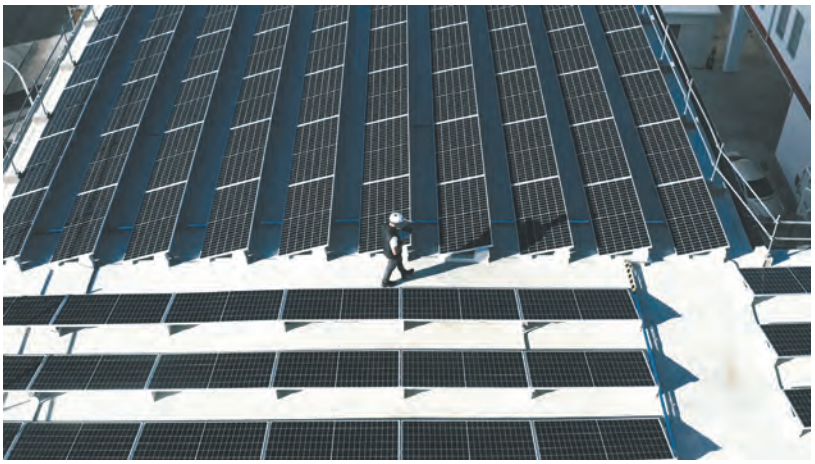
GRUPO INCALEXA

Building infrastructure for industrial competitiveness



grupoincalexa.com

Extremadura superará en 2026 las 50 comunidades energéticas creadas, participadas en un 70% por ayuntamientos



Las comunidades energéticas continúan afianzándose en España como una herramienta clave para democratizar la transición energética y generar impacto social y territorial. El III Informe de Indicadores de Comunidades Energéticas, presentado por el Observatorio Energía Común -una iniciativa de Fundación Ecología y Desarrollo (ECODES) junto a Redeia y con el apoyo del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico-, ha identificado 837 iniciativas activas en 2025, 182 más que el año anterior. Este crecimiento confirma la expansión y madurez de un modelo ciudadano cada vez más extendido y orientado al impacto comunitario y local.

Los datos presentados durante la jornada muestran que uno de cada diez de los municipios españoles cuenta con alguna comunidad energética. Por volumen, Cataluña, Comunitat Valenciana, País Vasco y Navarra siguen siendo las comunidades autónomas con mayor número de iniciativas. Especialmente destacable el incremento de comunidades energéticas que se ha producido en Asturias, Canarias y Extremadura.

Según los datos del Informe, a finales del 2025 la comunidad extremeña contaba con 46 comunidades energéticas abiertas, de ellas 28 en la provincia de Badajoz y 18 en la de Cáceres. En el último año se habían creado 13 nuevas comunidades en la provincia de Badajoz. Aunque una buena parte de ellas todavía no ha puesto en funcionamiento ninguna instalación de autoconsumo.

En el caso de Extremadura, en la gran mayoría de los casos (un 72%), los ayuntamientos de los municipios donde se instalan son los principales impulsores de las mismas. En un 86% de los casos, la asociación es el perfil jurídico elegido para su puesta en marcha rente al 17% del modelo cooperativo en la región. En la mitad de los casos, las comunidades energéticas cuenta con entre 21 y 50 socios.

El informe pone también el foco en el grado de desarrollo real de los proyectos impulsados por estas comunidades. Según el análisis realizado sobre el grupo de control del observatorio -integrado por aquellas comunidades energéticas que han aportado información completa sobre su actividad-, el 27% cuenta actualmente con instalaciones de autoconsumo colectivo operativas, mientras que buena parte de las iniciativas se encuentran en fase de desarrollo, tramitación o despliegue.

Autoconsumo y movilidad

El autoconsumo continúa siendo el principal ámbito de actuación de estas iniciativas, aunque el estudio detecta un avance creciente de proyectos relacionados con movilidad sostenible, almacenamiento energético y rehabilitación de viviendas.

"Las comunidades energéticas están demostrando que la transición energética puede construirse desde el territorio y con la ciudadanía en el centro. La consolidación que refleja este informe confirma que existe una demanda social clara de participar en un modelo energético más democrático, justo y cercano. Estas iniciativas no solo impulsan renovables, también generan cohesión social y nuevas oportunidades para municipios y barrios. El reto ahora es consolidar este avance, eliminando barreras administrativas y regulatorias para que más proyectos puedan pasar de la planificación a la puesta en marcha efectiva", ha señalado Juan Ortiz, director general de ECODES.

Después de seis convocatorias, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) pone broche final al programa de ayudas CE Implementa, de incentivos a proyectos piloto singulares de comunidades energéticas. La línea se ha cerrado recientemente con la incorporación de otras 20 nuevas iniciativas de autoconsumo participativo, lo que eleva a 262 el número de comunidades energéticas subvencionadas y a 108,4 millones de euros los fondos del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) asignados a la promoción de esta fórmula de autoconsumo renovable en toda España. En Extremadura se apoyará la puesta en marcha de 10 nuevas comunidades energéticas.

En paralelo, el Ministerio ha lanzado la consulta pública previa para una nueva convocatoria de ayudas -la segunda- del programa de Oficinas de Transformación Comunitaria (OTC), entidades claves para impulsar la constitución de nuevas comunidades energéticas y sus proyectos asociados en todo el territorio.


Somos
HACCIONISTAS
EIFFAGE
ENERGÍA SISTEMAS



Francisco Cuadros
Socio Director de **Metanogenia**

"Extremadura reúne unas condiciones excepcionales para ser una de las regiones de referencia del biogás y biometano en España"

¿En qué momento se encuentra el proyecto de Metanogenia?

Metanogenia nació en 2013 como una spin-off de la Universidad de Extremadura con el objetivo de aportar conocimiento científico y soluciones de ingeniería al sector del biogás, una tecnología que en aquel momento tenía una implantación muy limitada en España. Más de diez años después, podemos decir que la empresa se encuentra en una etapa de consolidación y madurez, manteniendo el espíritu innovador con el que fue creada. Desde que empezamos tenemos una visión: hacer del biogás una tecnología rentable a cualquier escala y para cualquier residuo.

Durante estos años hemos desarrollado dos líneas de actividad complementarias. Por un lado, contamos con un laboratorio especializado donde realizamos ensayos de potencial bioquímico de metano (BMP), pruebas en continuo y estudios de viabilidad técnica para diferentes tipos de residuos y subproductos. Por otro, desarrollamos proyectos de ingeniería para plantas de biogás y biometano, acompañando a promotores e industrias desde las fases iniciales hasta la puesta en marcha.

La experiencia acumulada nos ha permitido participar en numerosos proyectos nacionales e internacionales de investigación e innovación, colaborando con universidades, centros tecnológicos y empresas de diferentes países.

Nuestro principal reto es seguir aportando rigor técnico y científico a un sector que está experimentando un crecimiento muy rápido, ayudando a que los proyectos sean viables desde el punto de vista económico, ambiental y social.

¿Cómo valoráis la situación actual del biogás en Extremadura y el potencial que puede tener?

Extremadura reúne unas condiciones excepcionales para convertirse en una de las regiones de referencia del biogás y el biometano en España. Se trata de una comunidad con una fuerte actividad agroganadera, una importante industria agroalimentaria y una elevada disponibilidad de subproductos orgánicos que actualmente no siempre reciben la valorización más adecuada.

Aunque el desarrollo del sector todavía está en una fase inicial respecto a otros países europeos, estamos observando un interés creciente por parte de empresas, cooperativas y administraciones. La transición energética, la necesidad de gestionar adecuadamente los residuos y la búsqueda de nuevas fuentes de ingresos para el sector primario están impulsando este crecimiento. Además, el biometano presenta una ventaja estratégica muy relevante: puede aprovechar las infraestructuras gasistas existentes y sustituir directamente al gas natural de origen fósil.

Extremadura tiene potencial para desarrollar un número significativo de instalaciones siempre que se planifiquen adecuadamente, se ubiquen cerca de las fuentes de materia prima y se mantenga una comunicación transparente con la sociedad.

¿Qué sectores agrarios o ganaderos consideráis que tienen mayor potencial en Extremadura?

La región cuenta con una gran diversidad de recursos susceptibles de ser valorizados mediante digestión anaerobia. Entre ellos destacan los subproductos ganaderos procedentes de explotaciones porcinas, bovinas y avícolas, que representan una fuente continua y estable de materia orgánica.

Igualmente relevante es el potencial de la industria agroalimentaria extremeña. Sectores como el tomate de industria, la aceituna, las almazaras, las industrias cárnicas o las centrales hortofrutícolas generan cantidades importantes de subproductos que pueden transformarse en energía renovable.

Otro aspecto especialmente interesante es la posibilidad de combinar diferentes materias primas en un mismo proceso. La codigestión permite optimizar el rendimiento energético y mejorar la estabilidad de las plantas, aprovechando sinergias entre residuos de distintas procedencias.

Siempre que se habla de gestión de subproductos suele generarse cierto rechazo social. ¿Cómo convenceríais a alguien de las bondades medioambientales del biogás?

Lo primero que hay que hacer es escuchar las preocupaciones de los vecinos. Muchas veces el rechazo no surge por la tecnología en sí, sino por la falta de información, información que les ha llegado sesgada o por experiencias negativas asociadas a proyectos mal planteados. Por eso creemos que la transparencia debe ser una condición imprescindible desde las primeras fases de cualquier iniciativa.

También es fundamental el compromiso de los promotores. No todos los proyectos son iguales. En nuestra opinión, el futuro del biogás pasa por proyectos integrados en el entorno, vinculados a los recursos locales y desarrollados con una visión de largo plazo. La aceptación social no se consigue con campañas de comunicación, sino demostrando con hechos que las instalaciones funcionan correctamente y se adaptan al territorio.



Statkraft

Primer productor renovable de Europa

Extremadura tramita actualmente una veintena de proyectos de biogás y biometano



El sector del biogás y biometano se ha convertido en uno de los grandes protagonistas del sector energético extremeño actual por el gran número de proyectos empresariales que se han presentado a tramitación medioambiental en los últimos meses. Especial en las Vegas Altas del Guadiana y en la Campiña Sur pacense. Para la valorización de residuos y subproductos agrícolas y ganaderos. Actualmente, las instalaciones operativas de biogás en la región se centran en la gestión de residuos en vertederos y estaciones depuradoras de aguas (EDAR).

Uno de los últimos grandes proyectos presentados a tramitación medioambiental es el que promueve la empresa **Biored Vegas Altas** en Miajadas (Cáceres), en la que se podrán llegar a tratar más de 164.000 toneladas de residuos orgánicos biodegradables al año. En esta localidad ya está en funcionamiento la planta de gas natural renovable de la empresa **Turn2X**. O el de **Norbiogás Biometano** en Plasencia para tratar 139.120 tn/año de residuos orgánicos

Según el reciente estudio "*Potencial de Biometano en España*", el biogás podría sustituir el 15% de la demanda de gas con recurso autóctono en la próxima década. Cifra en 97 TWh (42% del consumo actual) el potencial disponible del biogás en España, con 25-35 TWh/año (11%-15%) de potencial movilizable a 2035.

El documento sitúa en 151 TWh el potencial bruto estimado de producción de biometano. Si se compara con la demanda convencional actual de gas natural en España, que asciende a 231,8 TWh, ese volumen equivaldría aproximadamente al 65% del consumo actual.

Tras aplicar restricciones técnicas y territoriales, el potencial disponible se sitúa en 97 TWh, es decir, en torno al 42% del consumo convencional actual de gas. Y, más importante aún, el informe cifra en 25-35 TWh/año el potencial movilizable más realista a 2035, una horquilla que equivaldría aproximadamente a entre el 11% y el 15% de la demanda actual de gas natural. "Dos terceras partes de nuestro consumo energético es fósil, mientras podríamos apostar por la circularidad para producir gases renovables y biofertilizantes que no sólo serían autóctonos, serían sostenibles y optimizarían el tratamiento actual de los residuos", explicó durante la jornada **Laureano Parrilla**, presidente de APPA Biogás.

El informe subraya que este 11%-15% para 2035 sería un punto de partida para un desarrollo futuro. De hecho, apunta a que en 2050 el recorrido podría ser sensiblemente mayor si se consolidan los incentivos, la regulación, las infraestructuras y la madurez del sector.

Agilidad administrativa

El sector ha reclamado durante los últimos meses " la necesidad de un marco normativo más claro y estable, mayor agilidad administrativa, mejor coordinación entre Administraciones, una regulación más precisa sobre clasificación de sustratos y régimen del digestato, y mecanismos de apoyo que reduzcan la incertidumbre y mejoren la bancabilidad de los proyectos".

A estos factores se añaden desafíos logísticos, territoriales y sociales que son decisivos para transformar el recurso en proyecto. La proximidad a los sustratos, la conexión a la red gasista, la disponibilidad de superficies agrarias, el desarrollo de cadenas logísticas adaptadas y la aceptación local siguen marcando la diferencia entre el potencial teórico y el potencial verdaderamente movilizable.

Desde **APPA Biogás** se valora positivamente que, en el Real Decreto-ley 7/2026, el biometano gane peso estratégico en la política energética, pero también se advierte de incertidumbres que deben resolverse con rapidez para no bloquear inversiones y retrasar nuevas plantas.

Entre ellas figuran la base de cálculo de los objetivos, la definición de los sujetos obligados, la delimitación de sectores, la integración del GNL, los criterios de acreditación y control, el riesgo de duplicidad burocrática y la falta de acompasamiento entre los objetivos políticos y el desarrollo real de la oferta. En la actualidad, apenas el 0,15% del gas consumido procede de fuentes renovables.

EL GAS NATURAL PROPORCIONA **UN FUTURO MÁS LIMPIO**



Así de sencillo es avanzar hacia un futuro más limpio.

Gracias a las redes de gas natural preparadas para integrar gas verde, hoy puedes disfrutar de toda la comodidad de siempre mientras avanzas hacia un futuro más limpio, eficiente y disponible desde ahora.

900 811 339 - www.redexis.es

Redexis

Acercamos la energía del futuro

La termosolar, con 17 plantas y 849 MW en Extremadura, reivindica su potencial en almacenamiento e hibridación



Planta termosolar en Alvarado (Badajoz)

Aunque la apertura de nuevas plantas termosolares en España lleva ya muchos años sin producirse, el sector termosolar -con 17 plantas en Extremadura- quiere reivindicar su potencial. Especialmente por sus grandes posibilidades para el almacenamiento.

España dispone de un liderazgo industrial, tecnológico y científico reconocido internacionalmente: 49 plantas termosolares con 2,3 GW e instalados, de los cuales más de 1 GWe cuenta con sistemas de almacenamiento térmico. Extremadura destaca como una de las comunidades líderes, con 17 centrales que suman una potencia instalada de 849 MW, y alrededor de 2.100 empleos.

Protermosolar, que agrupa a las empresas del sector, ha presentado un decálogo para reivindicar su potencial. El Decálogo sitúa a la energía solar térmica de concentración como una tecnología renovable madura, gestionable y plenamente integrada en el sistema eléctrico. Su capacidad de almacenamiento térmico, su generación síncrona y su contribución directa a la estabilidad de red la convierten en una solución única.

1. La termosolar garantiza estabilidad al sistema eléctrico. A diferencia de las renovables intermitentes, las plantas termosolares generan electricidad síncrona mediante turbinas y generadores, aportando inercia natural al sistema, como lo hacen las tecnologías convencionales. De este modo, contribuyen a la regulación de frecuencia y tensión, proporcionan reserva rodante y refuerzan la estabilidad dinámica y la resiliencia del sistema.

2. La termosolar es gestionable y flexible. La termosolar se diferencia de otras fuentes renovables al integrar almacenamiento térmico de forma natural, produciendo electricidad bajo demanda, incluso de noche o en días nublados. Lleva el sol del día a la noche.

3. La termosolar es la renovable más competitiva si se consideran los costes reales del sistema. La termosolar resulta más económica que el resto de alternativas renovables cuando se requiere generación renovable flexible, y no se considera únicamente el precio directo del kWh generado. Mientras otras renovables requieren inversiones adicionales en almacenamiento, respaldo convencional y refuerzos de red, la termosolar integra almacenamiento y generación síncrona en una única infraestructura. La termosolar posee un extraordinario potencial de reducción de costes. Con 7 GW instalados, ha alcanzado niveles de precio equivalentes e incluso inferiores a los que presentaban otras tecnologías en etapas comparables.

4. España dispone de un liderazgo y un capital humano únicos. España es una referencia internacional en termosolar, tanto en la industria como en la tecnología y la investigación. Las empresas españolas han participado en la construcción de más del 86 % de las plantas comerciales en operación en todo el mundo.

5. La termosolar genera riqueza local y empleo de calidad. La termosolar genera empleo estable y de diversas categorías. E Más del 80% del valor económico de una planta termosolar, incluyendo construcción, operación y mantenimiento durante 25 años, permanece en España.

6. La termosolar facilita la descarbonización eficiente de la industria. Entre el 60 y el 70% de la energía final consumida por la industria se destina a procesos térmicos. La termosolar puede suministrar calor directamente, reduciendo la necesidad de electrificar procesos industriales y evitando sobrecargar la red eléctrica.

7. La termosolar favorece la integración masiva de renovables. Las plantas termosolares permiten almacenar energía térmica propia y aprovechar excedentes fotovoltaicos o eólicos para generar electricidad en horas sin sol, evitando vertidos de energía renovable a coste cero y maximizando el uso de recursos limpios.

8. La termosolar es limpia, sostenible e inagotable. Es una tecnología 100 % renovable. Aprovecha directamente la radiación solar, una fuente inagotable, gratuita y sostenible, eliminando la dependencia de los combustibles fósiles para mantener la estabilidad del sistema eléctrico.

9. La termosolar asegura la soberanía energética. Al tratarse de una tecnología local, distribuida y consolidada, la termosolar reduce la dependencia de combustibles importados y de interconexiones internacionales. Así, asegura la soberanía energética de España.

10. La termosolar es una tecnología madura y contrastada. En España, entre 2007 y 2013 se construyeron 49 plantas termosolares con 2,3 GW e instalados, de los cuales más de 1 GWe cuenta con sistemas de almacenamiento térmico de hasta ocho horas a potencia nominal.



¿A qué nos dedicamos?

El Grupo Eter está formado por tres empresas:
Blue Energy, Etergy y Eterphone.
Nuestra misión es tu ahorro
en las facturas de hogar y empresas.
Luz, telefonía y fibra. Ahora con una empresa de aquí.

Somos 100% Extremeños

ETERGY

La Mini Planta de Biogás de **AGF**, tecnología para llevar el gas renovable a nuevas escalas


Edificio edificio del CIAD


Columnas de la planta industrial

Como empresa tecnológica especializada en gas renovable, **AGF** combina el desarrollo de nuevos procesos con la ingeniería, construcción y operación de plantas industriales capaces de transformar residuos orgánicos en biogás y biometano, dos gases renovables que permiten producir energía más allá del vector eléctrico.

A lo largo de los años, **AGF** ha consolidado soluciones tecnológicas propias que ha aplicado a sus plantas. Actualmente, de las cuatro instalaciones que opera, tres plantas industriales de gas renovable funcionan con tecnología **AGF** inyectando biometano a redes de transporte y distribución de gas natural. Otras dos se están construyendo en paralelo, mientras se negocian contratos de ejecución material y operación para tres nuevas plantas, una de ellas en el extranjero. Se espera que en los próximos años la tecnología de **AGF** se aplique a más de una veintena de instalaciones.

Gracias al Centro de Operación de Plantas **AGF** realiza el seguimiento técnico de las instalaciones, analizando parámetros de proceso, prestando soporte y soluciones tanto a las plantas de biogás como a las plantas de upgrading. Esta supervisión permite anticiparse a problemas que pueden manifestarse a meses vista, optimiza la producción de biogás en el cambiante mercado de la gestión de residuos y aporta confianza a los dueños de las instalaciones.

El Centro de Investigación Aplicada y Desarrollo de **AGF** apoya toda la actividad de la empresa, investigando nuevos sustratos y optimizando procesos. Los resultados son soluciones propias orientadas a las necesidades del sector, que cambian conforme evoluciona, situación propia de un sector naciente, complejo e incierto, pero a la vez un reto fascinante que **AGF** lleva afrontando desde hace más de 10 años.

Esta combinación de tecnología, ingeniería, capacidad de construcción, operación e investigación aplicada ha permitido a AGF avanzar desde el desarrollo de grandes instalaciones industriales hacia soluciones adaptadas a otras escalas de generación de residuos. En ese contexto se enmarca la MPB, la Mini Planta de Biogás desarrollada por **AGF**.

AGF lleva años trabajando en el desarrollo de una solución compacta y modular que permita producir biogás allí donde se generan los residuos, sin necesidad de trasladar todo el modelo de gran planta industrial a escalas donde no siempre encaja.

La MPB está concebida para tratar residuos orgánicos en origen, especialmente en entornos con generación descentralizada: industrias agroalimentarias, hoteles, complejos turísticos, restauración colectiva, supermercados, municipios o instalaciones con flujos orgánicos propios. Su objetivo no es sustituir a las grandes plantas, sino cubrir un espacio distinto: el de aquellos productores que generan residuos valorizables, pero no disponen de volumen suficiente, ubicación adecuada o estructura para impulsar una instalación industrial convencional.


Mini planta de biogás (MPB)

El desarrollo de la MPB ha requerido prototipos, ensayos y pruebas en condiciones reales. Desde 2020, el prototipo a escala real, modelo M1, ha sido probado en distintos sectores, permitiendo a **AGF** ajustar el diseño, mejorar su desempeño, facilitar su instalación y adaptar la solución a diferentes tipos de residuos. Esta evolución ha permitido avanzar hacia modelos más optimizados y preparados para una futura implantación comercial.

La MPB permite acercar la producción de biogás al punto de generación del residuo, reducir dependencias logísticas y abrir nuevas posibilidades de valorización energética a pequeña escala. En función del caso, el biogás producido puede destinarse a usos térmicos o integrarse dentro de soluciones energéticas más amplias, siempre condicionado por el tipo de sustrato, la cantidad disponible y las necesidades concretas del emplazamiento.

Actualmente, **AGF** trabaja en distintos modelos de negocio para la MPB, incluyendo esquemas con financiación externa y mercados objetivo internacionales como Norteamérica, Europa y Nueva Zelanda. En este proceso, el modelo M3 ha despertado especial interés entre inversores por presentar una estructura técnico-económica atractiva para afrontar este tipo de negocios.

AGF entiende que una parte del futuro del biogás puede ser "mini" y que, tecnológicamente, es necesario estar preparados para ese reto.

Un estudio destaca el potencial de las cooperativas agroalimentarias para crear comunidades energéticas para sus socios



Foto: New Holland

En Extremadura hay cerca de 200 cooperativas agroalimentarias de base que facturaron 1.366 millones de euros en 2025

La Comunidad de Extremadura pasa por ser una de las regiones españolas donde el peso de su sector agroganadero y agroindustrial es más importante en relación a su Producto Interior Bruto (PIB). Y dentro de él, las cooperativas agroalimentarias cuentan con un papel esencial. En el caso de Extremadura, Cooperativas Agroalimentarias Extremadura agrupa a 62 cooperativas que representan a 189 cooperativas de base, que facturaron 1.366 millones de euros en el año 2025. En total, unas 40.000 familias extremeñas, la mayoría en el ámbito rural, están relacionadas con el sector cooperativo.

De ahí la importancia de valorar las posibilidades que en materia energética puedan desarrollar las cooperativas, que ya lo están haciendo con la dispensación de carburantes en sus instalaciones. Y que podrían hacer con la generación de energía eléctrica a través de Comunidades Energéticas-

Un completo estudio sobre "Comunidades Energéticas en el cooperativismo agroalimentario" elaborado por la Cátedra de Cooperativas Agroalimentarias de España, coordinado por María Pilar Alguacil, aborda esta opción y llega a la conclusión de que la estructura y características de las cooperativas agroalimentarias serían ideales para su desarrollo.

"Teniendo en cuenta la práctica identidad entre los principios cooperativos y aquellos elementos que la legislación europea ha considerado esenciales para definir a la comunidad energética, consideramos que la cooperativa constituye la forma social más idónea para vehicular una CCE o una CER. Asimismo, este modelo societario es particularmente adecuado para la articulación de comunidades energéticas, habida cuenta de que, a diferencia de la sociedad mercantil, su finalidad no es la de obtener ganancias para partirlas entre los socios (tal como prevé el art. 116 del Código de Comercio), sino la de satisfacer las necesidades de éstos mediante la agrupación en la empresa cooperativa, cuya actividad económica se orienta, precisamente, a la satisfacción de dichas necesidades", asegura el estudio.

Coste estructural

Además, hay que tener en cuenta que el consumo de energía se ha convertido en uno de los mayores costes estructurales en la actividad de las propias cooperativas y en la de sus socios cooperativistas."Si tenemos en cuenta que todo proceso productivo requiere el consumo de energía eléctrica, y que el coste de la misma puede tener importantes consecuencias, entre otros, en los resultados económicos de la actividad, consideramos que las cooperativas agroalimentarias se encuentran habilitadas legalmente en virtud de su normativa reguladora para configurarse como comunidad energética, ya que, en línea de principio, las actividades que llevarían a cabo en tal condición, tanto si se dirigen a beneficiar a la propia cooperativa, como si se realizan en beneficio de las explotaciones de los socios, como en beneficio del entorno rural, tienen perfecta cabida en los fines propios de esta clase de cooperativas, tal como se las define, y es perfectamente encuadrable entre las actividades que legalmente esta puede acometer", asegura el informe.

Como ejemplo de su actividad, el de venta de carburantes. "Por si queda alguna duda sobre ello, baste solo recordar que desde hace años las cooperativas agroalimentarias suministran a sus socios productos vinculados con la energía, en concreto gasóleo B. De hecho, para conseguir un precio ventajoso de este producto la cooperativa debe tener cierta capacidad de compra, y para este propósito llegó incluso a modificarse la norma fiscal, flexibilizando la posibilidad de realizar este suministro, no sólo a sus socios, sino a terceros no socios, aumentando dicha capacidad de compra", destacan en el informe.

La conclusión de los expertos del estudio de la Cátedra de Cooperativas Agroalimentarias de España es clara: "por tanto, cualquier cooperativa agroalimentaria podría, sin necesidad de modificar sus estatutos, desarrollar la mayor parte de las actividades propias de una comunidad energética, en beneficio de sus socios y de la propia cooperativa".



Texto:
Antonio Aceituno
Analista de mercados energéticos
de **Tempos Energía**

El día es solar. La noche, del gas

Extremadura produce más de una quinta parte de toda la energía solar de España. Esa abundancia parte la jornada eléctrica en dos: mediodía barato, noche cara. Con los precios reales del último año, cada 1.000 MWh desplazados a la franja solar equivalen a cerca de 48.000 euros de ahorro

Extremadura produce el 35 % de su electricidad con paneles solares. Y eso es exactamente lo que hunde el precio de la luz cada mediodía.

Pocas regiones de Europa tienen un perfil energético tan definido. En 2025, la fotovoltaica generó en Extremadura 10.746 GWh -el 35 % de toda la electricidad regional, solo por detrás de la nuclear de Almaraz- y el 21,4 % de toda la energía solar producida en España. Solo Andalucía produce algo más. La solar ya ocupa el 62,1 % de la potencia instalada extremeña, y las renovables, el 85,6 % de su parque de generación.

Con datos de Red Eléctrica, es la comunidad española donde la fotovoltaica tiene más peso sobre su capacidad total instalada. Ese liderazgo ha convertido a Extremadura en una de las mayores exportadoras netas de electricidad limpia del país: lo que produce a mediodía supera con creces lo que consume. Lo que no ha resuelto todavía -y esta es la pregunta que el mercado lleva dos años planteando sin respuesta- es qué hacer con esa energía cuando el sol se pone y el gas toma el relevo.

Porque ese liderazgo tiene un precio

Los precios horarios del pool eléctrico entre julio de 2025 y junio de 2026 revelan una tijera que abre la jornada eléctrica en dos mitades radicalmente distintas. En la franja de máxima producción solar -de las 10:00 a las 16:00- el precio medio de la electricidad fue de 24,46 €/MWh. En la franja nocturna -de las 22:00 a las 06:00- ese precio se disparó hasta 72,99 €/MWh. Casi el triple. Y en los meses de mayor irradiación, mayo y junio de 2026, la brecha se volvió abismal: 7,87 €/MWh de media solar frente a 98,55 €/MWh de media nocturna. Más de doce veces.

El mecanismo detrás de esa brecha es tan simple como inevitable. Durante las horas centrales del día, la solar cubre cerca del 47 % de toda la generación peninsular; en verano supera el 53 %. Tanta oferta renovable derrumba el precio. En los últimos doce meses hubo 577 horas de precio negativo en la franja solar: horas en que un productor pagaba por colocar su energía, porque no había demanda ni almacenamiento suficiente para absorberla. Al caer la noche, la solar desaparece y el gas entra a cubrir el hueco. Sin contrapeso. El diferencial se ensancha con el tiempo: en diciembre de 2025, la diferencia entre el precio solar y el nocturno fue de 5,07 €/MWh; en mayo de 2026 alcanzó los 86,79 €/MWh. Cuanto más aprieta el sol, más se abre el abismo.

El problema no es el sol: es que no se puede guardar para la noche. Extremadura integró en 2025 apenas 147 GWh de almacenamiento, casi todo bombeo hidráulico. Sin baterías que trasladen la electricidad barata del mediodía a las horas caras, cada nuevo megavatio solar hunde un poco más su propio precio diurno sin tocar el precio nocturno, que sigue marcándolo el gas. Y la paradoja se retroalimenta: cuanta más solar se instala, más se abre el "gap"; y cuanto más crece, mayor es la ventaja para quien sepa aprovecharla.

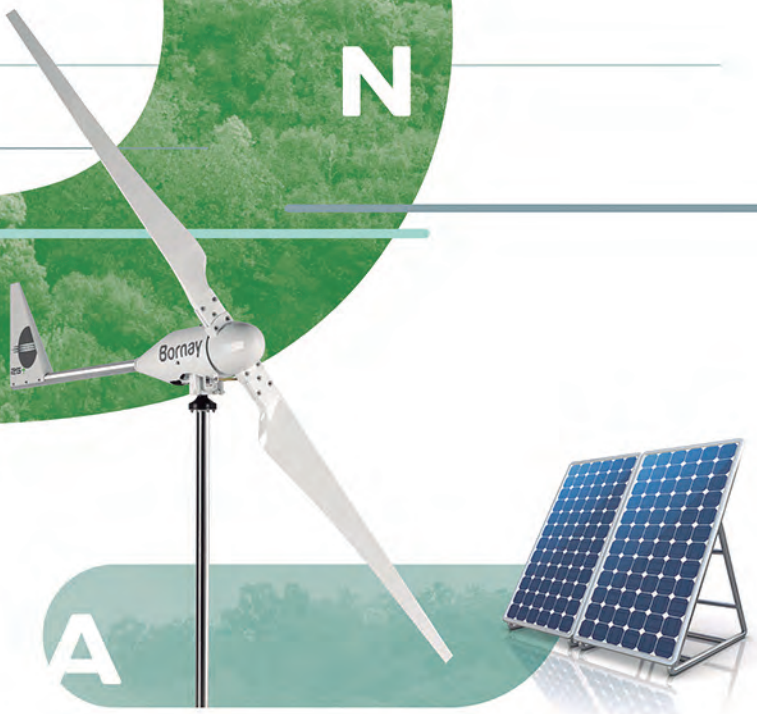
Esta asimetría de precio no es un matiz del mercado: es una palanca real para quien gestiona costes energéticos. Con los precios del pool del último año, cada 1.000 MWh que una empresa desplace de la franja nocturna a la solar equivalen a cerca de 48.000 euros de ahorro anual. Sin ninguna inversión extraordinaria. Solo gestionando el reloj.

B

O

R

N



A

Y

Bornay promueve la **responsabilidad humana** para conseguir un planeta sostenible. Sol y viento, los productores naturales de energía, se convierten en los mejores aliados de aerogeneradores y placas fotovoltaicas.

Bornay

Aerogeneradores y fotovoltáica (+34) 965 560 025 | bornay@bornay.com
www.bornay.com



Ángel Carlos Bernáldez Rodríguez
Director de la Unidad de Energía / **Arram Consultores SL**

El **RDL 7/2026** no solo acelera trámites, también empieza a poner condiciones a los grandes consumidores

El sábado 21 de marzo de 2026 entró en vigor el Real Decreto-ley 7/2026, una reforma que cambia buena parte de las reglas del acceso a la red eléctrica en España. No se trata de un ajuste menor: afecta a permisos ya concedidos, introduce plazos y figuras administrativas nuevas, y aborda por primera vez de forma explícita el fenómeno de los centros de datos como grandes consumidores eléctricos. Para entender su alcance, hablamos con el Grupo de Trabajo interno que **ARRAM** ha constituido para analizar la norma y trasladar sus implicaciones a clientes y proyectos.

¿Por qué esta norma merece tanta atención?

Porque no es un simple ajuste técnico. El RDL 7/2026 toca aspectos que afectan a permisos ya concedidos, no solo a proyectos futuros. Introduce plazos de caducidad más exigentes, crea figuras administrativas nuevas -las Zonas de Aceleración Renovable, el Sello de Excelencia Territorial, los proyectos energéticos preferentes- y, por primera vez de forma explícita, aborda a los centros de datos como consumidores eléctricos de gran escala. Quien tenga un proyecto renovable en tramitación, un permiso de acceso solicitado, o gestione infraestructura intensiva en electricidad, tiene motivos para leerla con detalle, y cuanto antes mejor, porque algunos plazos ya están corriendo.

¿Cuál es el diagnóstico de fondo que hace la propia norma?

La exposición de motivos es bastante directa: España ha recibido un volumen de solicitudes de acceso -muy especialmente de centros de datos- que supera con creces las previsiones de despliegue del PNIEC. El problema es que, si ese consumo se materializa sin un desarrollo proporcional de nueva generación renovable, el resultado es previsible: más recurso al gas natural en un contexto de mercados ya tensionados, encarecimiento de la electricidad para el conjunto de los consumidores, y un freno a la electrificación que la propia norma dice querer impulsar. El propio texto legal menciona explícitamente el contexto del conflicto en Oriente Próximo y su impacto sobre los mercados energéticos como parte de la urgencia que justifica esta reforma.

¿Resuelve el RDL 7/2026 esa tensión entre acelerar y controlar?

En muchas ocasiones anteriores se ha intentado corregir el crecimiento desmesurado, especialmente en el ámbito de las instalaciones de generación. Se implementaron obligaciones de depositar garantías, que nunca llegaron a ser disuasorias al desarrollo; se ha bloqueado el acceso a red con concursos, cuyas bases generales no han llegado a publicarse salvo casos muy concretos…

Se aprecia que en el RDl hay dos lógicas que en ocasiones chocan entre sí: acelerar y ordenar. Acelera trámites, autorizaciones y repotenciación, reduciendo plazos y digitalizando procesos que antes eran puramente manuales. Pero al mismo tiempo ordena: introduce nuevos requisitos, pagos por capacidad, hitos de "prueba de vida" para los permisos -de forma que solo avancen los proyectos con voluntad real de ejecutarse-, y criterios de sostenibilidad para los grandes consumidores.

No es solo una norma de agilización administrativa, como podría parecer a primera vista leyendo el título.

Si tuviera que resumir la reforma en unos pocos bloques, ¿cómo lo haría?

Nosotros la leemos en cuatro grandes ejes, que iremos desarrollando en los próximos artículos de esta serie. El primero es procedimientos, plazos y autorizaciones: transparencia de capacidades de red, la prestación por reserva de capacidad de acceso, el contenido y caducidad de los permisos de demanda, y las Zonas de Aceleración Renovable como mecanismo para concentrar tramitación y mitigación ambiental en áreas ya identificadas. El segundo eje son las condiciones técnicas y de conexión: refuerzo de la participación pública en grandes instalaciones, el Estándar de Excelencia Social y Territorial, la tramitación preferente de proyectos energéticos, y la optimización de los procedimientos de repotenciación. El tercero, que probablemente es el que más titulares está generando, son los centros de datos y grandes consumidores. Y el cuarto son las medidas transversales: evacuación compartida, hitos de permisos ya otorgados, los nuevos Proyectos Estratégicos de Inversión, el Comité de Inversiones Estratégicas, y medidas de apoyo industrial y fiscal que acompañan toda la reforma eléctrica.

¿Qué papel juegan los centros de datos en todo esto?

Un papel central, la verdad. Los permisos de acceso ya concedidos a proyectos de centros de datos superan varias veces las estimaciones de despliegue previstas para los próximos años. Eso ha encendido una alarma: si esa demanda se conecta sin generación renovable equivalente, hay un doble perjuicio, según reconoce la propia norma -mayor consumo de gas natural y mayor coste eléctrico para todos-. Por eso la disposición adicional primera obliga, en esencia, a equilibrar los nuevos consumos de los CPD con generación renovable asociada, mediante un desarrollo reglamentario posterior que definirá criterios de adicionalidad, correlación horaria, eficiencia energética, uso del agua y contribución a la soberanía digital.





¿Qué pasa si un centro de datos no cumple esos requisitos, una vez se aprueben?

Ahí está la parte que más debería llamar la atención del sector: el incumplimiento no es una cuestión meramente formal. La norma habilita la pérdida de los permisos de acceso y conexión, además de posibles penalizaciones, en los términos que se determinen reglamentariamente. Y estos requisitos no se aplican solo a los proyectos nuevos: también resultan de aplicación a los centros de datos que se conecten con posterioridad a la entrada en vigor del real decreto de desarrollo que los concrete. Es una señal clara de que el acceso a la red ya no se va a conceder como hasta ahora para este tipo de infraestructuras.

¿Cuáles son los plazos que un promotor o consumidor debería tener ya marcados en el calendario?

Hay varios hitos relevantes en los primeros meses de vigencia de la norma. Durante los tres primeros meses, los titulares de permisos de acceso y conexión de demanda pueden renunciar a ellos sin ejecución de las garantías económicas depositadas, o reducir su capacidad solicitada en más de un 50% sin perder la antigüedad del permiso. A los cuatro meses, los gestores de red deben remitir a la Administración la relación de nudos y capacidades liberadas, que después se publican para abrir un nuevo periodo de solicitudes. Y en paralelo corren los plazos del desarrollo reglamentario de la disposición adicional primera, que es el que fijará en detalle los requisitos aplicables a los centros de datos.

¿Y qué viene ahora, en las próximas entregas de esta serie?

Vamos a entrar en el detalle de cada bloque. El siguiente artículo estará dedicado al desarrollo de renovables: Zonas de Aceleración Renovable, repotenciación y el Sello de Excelencia, y qué cambia concretamente para quien promueve proyectos de generación y almacenamiento. Después iremos con las solicitudes de acceso para demanda -los nuevos hitos, la prestación por reserva de capacidad y el acceso flexible-, seguido de un artículo específico sobre centros de datos, y cerraremos con otras materias de interés que también forman parte de la reforma, como los Proyectos Estratégicos de Inversión.

Para cerrar, ¿cuál sería el mensaje principal para quien esté leyendo esto por primera vez?

Que el RDL 7/2026 no se limita a acelerar trámites. Cambia los condicionantes de quien solicita acceso a la red, exige más compromiso en los proyectos, y empieza a poner condiciones reales a los grandes consumidores eléctricos. Entenderlo bien -y a tiempo- va a marcar la diferencia entre quienes se adapten con margen y quienes lo hagan sobre la marcha. Por eso hemos querido empezar esta serie con una visión de conjunto, antes de entrar en el detalle técnico de cada materia.

Una última cuestión: el RDL ya está en vigor, pero ¿está todo ya cerrado, o queda letra por escribir?

Queda bastante letra por escribir, y es importante tenerlo presente. El RDL 7/2026 es un real decreto-ley, con vigencia inmediata, pero remite a numerosos desarrollos reglamentarios posteriores -reales decretos, órdenes ministeriales, resoluciones y normas técnicas- que todavía deben aprobarse y que en muchos casos determinarán el detalle práctico de aplicación. Es una foto fija de la norma a día de hoy; conviene seguir de cerca cada uno de estos desarrollos, porque ahí es donde se concretará buena parte de lo que hoy queda en términos generales. Entre los más relevantes que hemos identificado:

- Requisitos de sostenibilidad para centros de datos (DA 1ª). El propio texto remite a un futuro real decreto del Consejo de Ministros para fijar los criterios de adicionalidad, correlación horaria, eficiencia energética, uso del agua y contribución a la soberanía digital exigibles a los CPD, así como el régimen de penalizaciones por incumplimiento. Sin este desarrollo, la disposición adicional primera define el "qué" pero todavía no el "cómo".
- Estándar de Excelencia Social y Territorial (art. 20 y DA 15ª). Su regulación definitiva corresponde a una orden ministerial del MITECO, que además podrá apoyarse en normas técnicas elaboradas por el organismo nacional de normalización y en mecanismos de acreditación por terceros. Lo mismo ocurre con el sello de excelencia social, territorial y ambiental vinculado al biometano (art. 26).
- Zonas de sensibilidad ambiental baja (art. 21.2.b). Su delimitación, necesaria para que un proyecto pueda acogerse a la tramitación preferente por esta vía, queda remitida a una orden del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico todavía pendiente de aprobación.
- Régimen de permisos para actuaciones urbanísticas (DT 2ª y art. 11.8). Hasta que se apruebe el desarrollo reglamentario específico, se aplica con carácter transitorio la caducidad a los cinco años prevista en la propia disposición; el marco definitivo, incluyendo posibles hitos de caducidad propios, se remite a un futuro real decreto del Consejo de Ministros.
- Comunidades de energías renovables y comunidades ciudadanas de energía (DF 17ª). El Gobierno tiene un plazo de tres meses desde la entrada en vigor del RDL 7/2026 para aprobar el real decreto que las desarrolle reglamentariamente, plazo que ya está corriendo.
- Acceso flexible a las redes de distribución (DT 6ª). Las modalidades concretas de este nuevo régimen de acceso corresponde establecerlas a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, de cuya aprobación depende además el cómputo de los plazos de adaptación previstos para las instalaciones de almacenamiento.

Iremos siguiendo la publicación de cada uno de estos desarrollos a medida que avance esta serie, porque son, en la práctica, los que terminarán de definir el alcance real de la reforma para cada proyecto.



Texto:
David Lázaro Ruedas
Presidente de **ASEMIET** (Asociación de empresas de instalaciones eléctricas y energía de Extremadura)

"Sin empresas instaladoras no hay transición energética posible"

Vivimos un momento de profunda transformación. La forma en que producimos, distribuimos y consumimos la energía está cambiando a un ritmo que hace apenas unos años parecía impensable. La electrificación de la economía, el desarrollo de las energías renovables, el autoconsumo, la movilidad eléctrica o la aerotermia ya forman parte de nuestro día a día.

En una comunidad como Extremadura, con un enorme potencial en energías renovables y un tejido empresarial comprometido con la innovación y la sostenibilidad, esta transformación representa una oportunidad extraordinaria para seguir creciendo y generando riqueza. Sin embargo, en muchas ocasiones se pasa por alto un aspecto esencial: ninguna de estas soluciones sería posible sin el trabajo de las empresas instaladoras.

Esa transformación se materializa en miles de hogares, comercios, industrias y edificios públicos gracias al conocimiento, la experiencia y el compromiso de los profesionales que diseñan, instalan, mantienen y garantizan el correcto funcionamiento de las instalaciones.

El sector de las instalaciones eléctricas y energéticas ha evolucionado de forma extraordinaria en los últimos años. Hoy, las empresas instaladoras no solo ejecutan proyectos, sino que asesoran a sus clientes, proponen soluciones eficientes, integran nuevas tecnologías y contribuyen a que particulares y empresas puedan reducir su consumo energético y mejorar su competitividad.

Esta evolución exige una actualización constante de conocimientos. La normativa cambia, la tecnología avanza y aparecen nuevos equipos y sistemas que requieren una formación continua. Detrás de cada instalación hay horas de preparación, responsabilidad y un firme compromiso con la seguridad, porque una instalación bien ejecutada no solo mejora la eficiencia, sino que también protege a las personas y a los bienes.

Desde **ASEMIET** somos conscientes de que nuestro sector desempeña un papel estratégico para el desarrollo económico y energético de Extremadura. Las empresas instaladoras son protagonistas de proyectos de autoconsumo, comunidades energéticas, modernización de instalaciones industriales, rehabilitación de edificios, implantación de puntos de recarga para vehículos eléctricos y soluciones de climatización cada vez más sostenibles. Son actuaciones que mejoran la calidad de vida de los ciudadanos, impulsan la actividad económica y contribuyen a que nuestra región afronte con garantías los retos energéticos de los próximos años.

Pero junto a estas oportunidades también afrontamos importantes desafíos. Uno de los más preocupantes es la dificultad para encontrar profesionales cualificados. Muchas empresas tienen una creciente demanda de trabajo y, sin embargo, encuentran serias dificultades para incorporar personal formado. A ello se suma el necesario relevo generacional, un reto que compartimos con otros muchos sectores, pero que en nuestro caso adquiere una especial importancia debido al elevado nivel de especialización que requiere la profesión.

Es necesario seguir impulsando la Formación Profesional, fortalecer la colaboración entre centros educativos y empresas y transmitir a los jóvenes que el sector de las instalaciones ofrece empleo estable, cualificado y con un enorme recorrido de futuro. La transición energética no solo necesita tecnología; necesita personas preparadas para hacerla realidad.

También es importante continuar avanzando en la simplificación administrativa y en una mayor coordinación entre administraciones, distribuidoras y profesionales. Reducir cargas burocráticas y agilizar procedimientos permitirá que las empresas puedan dedicar más recursos a innovar, mejorar sus servicios y responder con mayor rapidez a las necesidades de la sociedad.

En **ASEMIET** seguiremos trabajando para acompañar a nuestras empresas asociadas en este proceso. Lo hacemos promoviendo la formación continua, ofreciendo asesoramiento técnico, representando al sector ante las administraciones y defendiendo los intereses de unas empresas que constituyen un elemento imprescindible para el progreso de nuestra comunidad.

El futuro energético no se construye únicamente con tecnología o inversiones. Se construye, sobre todo, con el conocimiento, la profesionalidad y el compromiso de miles de empresas instaladoras que, cada día, hacen posible que la transición energética llegue a nuestros hogares, nuestras empresas y nuestros municipios.

Reconocer su labor, apoyar su crecimiento y apostar por la formación de nuevos profesionales no es solo una necesidad para el sector; es una inversión en el futuro de Extremadura. Desde **ASEMIET** seguiremos trabajando para que nuestras empresas continúen siendo protagonistas de ese cambio, convencidos de que una transición energética segura, eficiente y sostenible solo será posible si cuenta con quienes, día tras día, la hacen realidad.

SEGEDA®

FABRICANTE DE EQUIPOS DE PERFORACIÓN



Fabricamos equipos de perforación a medida para el sector de la energía, ya sea fotovoltaica, eólica, geotérmica o termosolar.



MÁQUINAS PERFORADORAS ADAPTADAS A PROYECTOS ENERGÉTICOS

FABRICACIÓN DE MATRICES Y MANTENIMIENTO DE PLANTAS

www.segeda.com

Polg. Ind. "Los Caños" C/ Guadiana, 49
06300 Zafra (Badajoz) Tel.: 924 563 031

El 56% de los grandes municipios de la provincia de Badajoz bonifican el autoconsumo en el IBI frente al 25% en Cáceres



Foto: RS Solar

El autoconsumo necesita de un nuevo "empujón" que revitalice el volumen de instalaciones a nivel regional y nacional, tanto a nivel de ayudas de las administraciones como de incentivos fiscales por parte de los ayuntamientos. La **Fundación Renovables**, en colaboración con la **UNEF**, lleva varios años analizando el trato que los grandes ayuntamientos españoles de más de 10.000 habitantes dan al autoconsumo en los diferentes tributos locales. Principalmente en el IBI. España cuenta ya con más de 9 GW de potencia instalada en autoconsumo, entre hogares y empresas. Además del IBI, el informe analiza el Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras (ICIO) y el Impuesto sobre Actividades Económicas (IAE).

Según los datos del último informe, solo el 25% de los municipios mayores de 10.000 habitantes de la provincia de Cáceres bonifican el autoconsumo de sus vecinos en el IBI. Mientras este porcentaje alcanza el 56% en la provincia de Badajoz, lo que demuestra las importantes diferencias que sigue existiendo incluso entre municipios de la misma región. En el caso de la comunidad de Extremadura, el informe sobre los incentivos al autoconsumo de los ayuntamientos ha analizado los 13 municipios de la región con más habitantes.

Según el informe de la Fundación Renovable, "los ayuntamientos tienen en su mano una herramienta clave para impulsar el autoconsumo: la fiscalidad local. Al tratarse de tributos municipales, el IBI (Impuesto sobre Bienes Inmuebles), el ICIO (Impuesto sobre Construcciones, Instalaciones y Obras) y el IAE (Impuesto sobre Actividades Económicas) permiten a cada consistorio fijar sus propios tipos impositivos y establecer bonificaciones. En los últimos años, numerosos municipios han optado por aplicar incentivos fiscales para favorecer la instalación de sistemas de autoconsumo, reforzando así su compromiso con la transición energética y la participación ciudadana".

Desde Fundación Renovables llevan siete años analizando qué municipios de más de 10.000 habitantes ofrecen bonificaciones al autoconsumo en el IBI y el ICIO, y tres años evaluando el tratamiento fiscal en el IAE. Los dos últimos años, ha contado con la colaboración de UNEF para completar y fortalecer este trabajo".

Ahorro real

Uno de los ejemplos prácticos que destaca el informe de la Fundación Renovable es el de la ciudad de Cáceres, sobre la que destaca que es la que presenta "mayor número de bonificaciones. En esta ciudad, existe una bonificación por IBI del 50% durante 4 años, con un máximo de 220€ anuales. Si consideramos el coste de una instalación de 3 kW= 3.000 euros y un coste del IBI de 576 euros. El ahorro anual sería de 238€. Sin embargo, el municipio limita la bonificación a 220€. El ahorro total en los cuatro años sería de 880€, lo que equivale a un 30% del valor de la instalación".

Según **Raquel Paule**, directora general Fundación Renovables, "la medida de mayor alcance probablemente sea la nueva deducción en el IRPF para instalaciones de autoconsumo. Después de años analizando las bonificaciones que ayudan a reducir la barrera que supone la inversión inicial, este incentivo representa un salto de escala en el apoyo al autoconsumo. Por primera vez, el beneficio fiscal deja de depender de la existencia de bonificaciones locales y pasa a tener un alcance nacional, permitiendo que todo el conjunto de la ciudadanía pueda acceder a un incentivo económico para instalar autoconsumo fotovoltaico".

El 87% de los municipios españoles cuenta con ordenanzas fiscales que bonifican el autoconsumo mediante reducciones en la cuota del Impuesto sobre Bienes Inmuebles (IBI). El 67% de los ayuntamientos que aplican esta bonificación imponen condiciones asumibles, mientras que el 29% exige requisitos más restrictivos, como limitar el beneficio exclusivamente al sector residencial. En total, hay 32.190.370 ciudadanos -el 81% de quienes habitan estos municipios- que pueden solicitar esta bonificación.

ALMAZARA Y EXTRACTORA
DE ACEITES DE ORUJO Y SEMILLAS



CONSORCIO OLEÍCOLA EXTREMEÑO

ÁREA EMPRESARIAL EXPACIOMERIDA / Telf.: **924 12 31 96**
www.consorciolex.com - MÉRIDA (BADAJOZ)

Comprometidos con el **Medio Ambiente**



1ª empresa
extractora española en instalar un
ELECTRO FILTRO
de partículas
evitando así las emisiones a la atmósfera propias de una extractora.
Somos **pioneros en España** en la instalación de esta **tecnología de vanguardia.**

ECONOMÍA **CIRCULAR**

En nuestro compromiso con el **MEDIO AMBIENTE** nos hemos marcado como objetivo consumir todos los subproductos que generamos en nuestra cadena de producción para lograr **cero residuos y cero emisiones.**



Hemos obtenido una de las certificaciones más reconocida internacionalmente en ese ámbito, ISCC. Certificación Internacional de **Sostenibilidad y Carbono (ISCC)**

ISCC
International Sustainability & Carbon Certification



Texto:
Carlos Pesqué
Director de Energía y Personas de **ECODES**

Las comunidades energéticas ante el reto de crecer sin perder su propósito

Las comunidades energéticas se encuentran en la actualidad a grandes desafíos tan crecer en números de forma significativa en los últimos años, en muchos casos lideradas por las administraciones locales y el apoyo de las 72 Oficinas de Transformación Comunitaria (OTC) impulsadas por IDEA. Como asegura en este artículo **Carlos Pesqué**, director de Energía y Personas de ECODES, ahora toca" decidir si quiere que sigan siendo experiencias valiosas pero dispersas y limitadas en su impacto, o si aspiran a convertirse en una infraestructura social y energética relevante del país".

La **Fundación Ecología y Desarrollo (ECODES)** es una de las entidades que más y mejor ha analizado en los últimos años el desarrollo de las comunidades energéticas, su perfil en la transformación energética y renovable, y también sus retos y potenciales de futuro. En este artículo se analizan todos ellos con una visión realista del sector.

"Hay una revolución silenciosa que está cambiando la forma en que las personas participan en la transición energética. Se libra en juntas vecinales, en locales sociales convertidos en salas de reuniones, en tejados con paneles solares compartidos que producen algo más que electricidad: facilitan la participación activa, democrática y comunitaria en la transición energética, generando al mismo tiempo impacto social y territorial.

Porque España ya no está en la fase de descubrir qué son las comunidades energéticas. Tras dos años de operatividad de las 72 Oficinas de Transformación Comunitaria (OTC) impulsadas por IDAE y dirigidas a realizar acciones de dinamización, asesoramiento y acompañamiento en la creación de comunidades energéticas, podemos dar por superada la etapa informativa. Ahora estamos en una fase más compleja: decidir si quiere que sigan siendo experiencias valiosas pero dispersas y limitadas en su impacto, o si aspiran a convertirse en una infraestructura social y energética relevante del país.

El informe del Observatorio de Comunidades Energéticas 2025 -publicado por ECODES con el apoyo de Redeia y del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico a través de la iniciativa Energía Común- muestra un ecosistema vivo: 837 comunidades energéticas constituidas, lo que supone un crecimiento del 237% en dos años. Sin embargo, el dato más revelador no es cuántas existen, sino cuán lejos estamos todavía del objetivo implícito de que cada municipio pueda tener una. Aunque se identifican territorios claramente tractores como Cataluña, Comunidad Valenciana, País Vasco, Galicia o Navarra, solo el 10,3% de los municipios cuenta con una comunidad energética. El crecimiento existe, pero aún no es masivo.

La fotografía actual combina compromiso ciudadano con un apoyo público y una madurez desigual. La mayoría de las comunidades son pequeñas - predominan las que tienen menos de 50 personas socias-, se constituyen como asociaciones o cooperativas y el autoconsumo fotovoltaico compartido se confirma como la puerta de entrada situándose como la actividad central. Pero el modelo todavía no ha desplegado todo su potencial como herramienta integral de transición energética, rehabilitación, movilidad, almacenamiento, gestión de demanda o lucha contra la pobreza energética.

Marco estable

El primer gran reto es regulatorio. España ha avanzado, pero el marco sigue siendo parcial, especialmente en lo relativo a las comunidades ciudadanas de energía. Mientras el encaje práctico dependa en exceso del autoconsumo colectivo, muchas iniciativas quedarán atrapadas en una lógica limitada: montar paneles, repartir energía y sobrevivir administrativamente. Para crecer de forma exponencial hace falta un marco estable, sencillo, reconocible y operativo,



Comunidad Energética Oliver

que reduzca trámites, clarifique derechos, facilite el acceso a red y permita modelos más amplios. Una gran oportunidad de superar este reto se incluía en el Real Decreto 7/2026 sobre la respuesta a la Crisis en Oriente Medio, que incluía el compromiso de publicar un Real Decreto específico para regular las comunidades energéticas en 3 meses, plazo que por cierto ya ha vencido sin que se haya publicado.

Reto financiero

El segundo reto es financiero. Las ayudas públicas han sido decisivas, pero no pueden ser el único motor. Según el informe, el 59% de las comunidades ha recurrido a ayudas públicas y el 70% utiliza fondos propios de las personas socias. Ese dato demuestra compromiso ciudadano, pero también revela una barrera: si crecer depende del ahorro disponible de quienes ya están convencidos, el modelo no será inclusivo ni escalable. Hacen falta instrumentos financieros específicos: anticipos, garantías, financiación puente, banca pública o ética, agregación de proyectos y fórmulas que reduzcan el riesgo percibido por entidades locales, ciudadanía y pymes y facilite la participación a aquellas personas que no pueden permitirse realizar una inversión de este tipo.

El tercer reto es mantener el acompañamiento. Las OTC han sido clave para traducir una idea compleja en procesos reales: sensibilización, dinamización, asesoramiento técnico, apoyo jurídico y generación de confianza. Su cierre o discontinuidad puede dejar un vacío justo cuando muchas semillas empiezan a germinar. No basta con convocar ayudas, hay que sostener capacidades territoriales. Aquí también el Real Decreto 7/2026 ofrece una respuesta a este reto anunciando 10 millones de presupuesto para una nueva futura convocatoria.



Pobreza energética

El cuarto reto es social. El informe muestra que el 70,7% de las comunidades aborda o prevé abordar algún aspecto social, con la pobreza energética como ámbito más frecuente. Pero este potencial no se activa automáticamente. Las comunidades energéticas pueden democratizar la transición, pero también reproducir desigualdades si solo participan quienes tienen tiempo, capital técnico y capacidad económica. La inclusión de hogares vulnerables debe diseñarse desde el inicio, con servicios sociales, ayuntamientos, entidades vecinales y modelos de reparto justos.

Por todo ello, las comunidades energéticas ya han demostrado que funcionan como laboratorio de democracia energética. Ahora deben pasar a ser un sistema. Para ello necesitan menos incertidumbre, más financiación adaptada, acompañamiento estable, mayor profesionalización y una ambición social clara. El reto ya no es que haya más comunidades energéticas, sino que sean más abiertas, sólidas y transformadoras. Ahí es donde está el verdadero impacto".



Texto:
Miguel Ángel Morales
Presidente de la **Diputación de Cáceres**

La transición energética se construye desde el territorio

Hablar hoy de energía es hablar de futuro. También es hablar de oportunidades para nuestros pueblos, de lucha contra el cambio climático, de desarrollo económico y de justicia social. En la **Diputación de Cáceres** entendemos que la transición energética debe hacerse desde el territorio, contando con las personas y aprovechando los recursos de cada municipio para generar riqueza, empleo y cohesión.
Nuestra provincia posee un enorme potencial para liderar ese cambio. Disponemos de recursos naturales excepcionales para el desarrollo de las energías renovables y de una ciudadanía cada vez más comprometida con un modelo energético más sostenible y participativo. Pero también sabemos que esta transformación debe abordarse con responsabilidad, garantizando la seguridad del suministro y preservando el empleo y la actividad económica. Por ello, defendemos una transición energética equilibrada, en la que las energías renovables convivan con aquellas infraestructuras estratégicas que siguen siendo esenciales para nuestro sistema energético, como la Central Nuclear de Almaraz, cuya continuidad consideramos necesaria mientras se consolida un modelo plenamente descarbonizado.
Con esa visión nació, en marzo de 2024, la Oficina de Transformación Comunitaria de la **Diputación de Cáceres**, gracias al impulso de los fondos Next Generation EU. Su creación respondió a un objetivo muy claro: acercar la transición energética al medio rural y facilitar que nuestros municipios, especialmente los de menor tamaño, pudieran participar activamente en un nuevo modelo basado en la generación y gestión compartida de la energía.
Desde el primer momento entendimos que no bastaba con hablar de comunidades energéticas; era necesario explicar qué son, cuáles son sus ventajas y cómo podían convertirse en una herramienta de desarrollo local. Durante estos dos años hemos recorrido la provincia manteniendo reuniones con ayuntamientos, asociaciones, empresas y vecinos para trasladar una idea sencilla pero transformadora: la energía también puede ser un bien común que se produce, se comparte y se gestiona entre quienes viven en un mismo territorio.
Ese trabajo de sensibilización fue solo el primer paso. Muy pronto comprobamos que los municipios necesitaban un acompañamiento permanente para convertir las ideas en proyectos reales. La Oficina comenzó entonces a prestar asesoramiento jurídico, administrativo y técnico para constituir comunidades energéticas, redactar estatutos, resolver cuestiones relacionadas con el autoconsumo colectivo, el aprovechamiento de cubiertas municipales, la eficiencia energética o la búsqueda de financiación.
La experiencia nos ha demostrado que el papel de la Diputación resulta imprescindible para garantizar que ningún municipio quede atrás. Nuestra función de asistencia técnica y cooperación permite que localidades con escasos recursos puedan acceder a iniciativas que, de otro modo, serían muy difíciles de impulsar. Esa es una de las grandes fortalezas del municipalismo: generar igualdad de oportunidades con independencia del tamaño de cada pueblo.
Los resultados hablan por sí solos. En apenas dos años se han constituido 51 comunidades energéticas en la provincia de Cáceres, un dato que refleja tanto la capacidad de respuesta de nuestros municipios como el compromiso de la ciudadanía con un modelo energético más participativo, eficiente y sostenible. Son proyectos que contribuyen a reducir costes energéticos, combatir la pobreza energética, favorecer la implicación vecinal y crear nuevas oportunidades vinculadas a la economía verde.
Pero la evolución de este proceso también nos ha enseñado que crear una comunidad energética no es el final del camino. Es solo el comienzo. Una vez constituidas, estas entidades necesitan seguir creciendo, incorporar nuevos socios, compartir experiencias y acceder a nuevas líneas de financiación que les permitan desarrollar proyectos cada vez más ambiciosos.
Por ese motivo impulsamos, el pasado 28 de mayo, la Red Provincial de Comunidades Energéticas de Cáceres. Se trata de un espacio estable de cooperación, coordinación y formación que permitirá fortalecer el trabajo realizado hasta ahora, favorecer el intercambio de buenas prácticas y consolidar un auténtico ecosistema energético provincial.
La transición energética no puede entenderse únicamente como un cambio tecnológico. Es, sobre todo, un proyecto colectivo que debe situar a las personas en el centro. En la **Diputación de Cáceres** seguiremos trabajando para que las energías renovables sean un motor de desarrollo para nuestros pueblos, sin renunciar a una planificación responsable que garantice el suministro, la competitividad y el empleo.

MFR
Metal Frame Renovables

Diseño, fabricación, suministro y montaje de estructuras fv

Agrovoltaica a medida para el campo extremeño

Más de 20 años de experiencia en soluciones estructurales para fotovoltaica. Partimos del cultivo y del agricultor para diseñar la estructura ideal. Transformamos el terreno agrícola en un ecosistema de doble productividad: energía limpia y cultivos protegidos.

-10ºC

En la superficie del suelo y hoja durante los días de calor

+ 2ºC

En la superficie del suelo en caso de helada

Hasta 40% de ahorro de agua

+ 45% De rendimiento en Garnacha blanca (Domaire de Nidoleres)

+ 40% De rendimiento en Garnacha negra (Vaucluse)





www.mfrenovables.com

info@mfrenovables.com

MFR
Metal Frame Renovables

Don Benito, Badajoz, Extremadura

Extremadura, con dos parques y 89 MW de potencia, se mantiene como una de las cuatro regiones españolas con menos energía eólica



Parque eólico en Plasencia (Cáceres)

El sector eólico español mantiene su senda de crecimiento y su aportación al sistema energético. Según la última actualización de la base de datos sectorial de la **Asociación Empresarial Eólica (AEE)**, la potencia eólica operativa en España se sitúa en 32.910,79 MW, consolidando al país como uno de los líderes europeos en esta tecnología.

Durante 2025, se han puesto en marcha 44 parques eólicos, que suman 1.411,40 MW de nueva potencia. Asimismo, la repotenciación de 7 parques eólicos ha incrementado en 9,48 MW la potencia instalada, lo que arroja un incremento neto de 1.420,88 MW.

Por comunidades autónomas, Aragón (611,4 MW) y Castilla y León (566,38 MW) encabezan el ranking de nueva potencia instalada en 2025, seguidas de Galicia (70,6 MW), Navarra (66 MW), La Rioja (63,8 MW), Andalucía (37,2 MW) y Canarias (5,5 MW).

La Comunidad de Extremadura sigue manteniendo una potencia eólica de 89 MW gracias a los dos parques eólicos en Plasencia en la Sierra del Merengue. A nivel nacional, sólo cuentan con menos potencia eólica instalada Cantabria con 35 MW, Baleares con 4 MW y la Comunidad de Madrid, que es la única región española sin ningún megawatio eólico instalado pese a ser una de sus mayores consumidoras de energía eléctrica.

En total, España cuenta actualmente con 1.454 parques eólicos en operación, reflejo de su papel estratégico en el sistema energético y de su contribución a un modelo más seguro, competitivo y menos expuesto a riesgos externos.

Repotenciación

La repotenciación continúa consolidándose como una palanca clave. En los siete parques repotenciados recientemente, se han sustituido 109,12 MW y, además hay otros 116,25 MW que se han desmantelado y están pendientes de repotenciar en 2026 (correspondientes a otros tres parques que entrarán en operación tras su renovación).

Destaca el caso del parque eólico Aldeavieja, en Santa María del Cubillo (Ávila), que ha incrementado su capacidad tras sustituir 22 aerogeneradores (14,52 MW) por 4 aerogeneradores (24 MW), incrementando su potencia en 9,48 MW.

En el resto de los parques repotenciados, la potencia instalada se ha mantenido, si bien con una mejora significativa en eficiencia y tecnología.

Tramitación medioambiental

Uno de los principales obstáculos que ha encontrado el sector eólico en la Comunidad de Extremadura para la apertura de nuevos parques eólicos, en comarcas como la de la Serena o la de Montánchez, ha sido el medioambiental. Además de la fuerte oposición vecinal en unos casos. Todo ello cuando la propia Asociación Empresarial Eólica, que agrupa a las grandes empresas del sector, asegura que "Extremadura cuenta con disponibilidad de recurso, superficie y condiciones técnicas que la sitúan como un territorio clave para el despliegue de nueva capacidad eólica".

En España hay más de 1.400 parques eólicos en más de 860 municipios. El 11% de los municipios españoles cuenta con un parque eólico. Esta Declaración representa a más de 45.000 vecinos que conviven con la eólica y al 80% de la potencia eólica instalada en España.

Recientemente, la Asociación Empresarial Eólica (AEE), que representa a la gran mayoría de las empresas gestoras y promotoras de parques eólicos, ha presentado una Declaración conjunta con municipios eólicos.

La Declaración se basa en 5 principios fundamentales: integración de la energía eólica respetando la realidad social, económica y ambiental del territorio; generación de beneficios compartidos; corresponsabilidad entre empresas y administraciones; mantenimiento de un diálogo transparente y continuo; y aplicación de buenas prácticas ambientales que favorezcan la biodiversidad y la integración paisajística.

MITECO subvenciona una Central Hidroeléctrica Reversible en Cáceres con 991 MWh de capacidad de almacenamiento



El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), ha asignado 165 millones de euros en ayudas del programa de incentivos para proyectos innovadores de almacenamiento energético mediante bombeo reversible (BORALMAC 2). Ante el elevado importe de ayudas solicitadas que recibió la convocatoria, se amplió en abril el presupuesto en 75 millones sobre los 90 millones previstos inicialmente, lo que representa otra prueba más del interés despertado por este programa financiado con fondos NextGenEU del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR).

La resolución definitiva de BORALMAC 2, contempla el impulso a siete proyectos de bombeo reversible en diferentes puntos del territorio español. Las centrales hidroeléctricas beneficiarias se ubican en Andalucía, Asturias (2), Aragón, Extremadura, Cataluña y Galicia. En total, los proyectos sumarán 2.071 MW de potencia de generación instalada y permitirán incrementar la capacidad de almacenamiento del sistema eléctrico en 21.091 MWh.

La amplia mayoría de las ayudas adjudicadas (6) se dedicará a la creación de nuevas centrales hidroeléctricas reversibles, mientras que una de ellas, la situada en Extremadura, aprovechará infraestructuras en instalaciones ya existentes para mejorar la capacidad de almacenamiento hidráulico.El proyecto extremeño, denominado Torreal II, se desarrollará en Toril (Cáceres) con una potencia de turbinación de 33 MW y una capacidad de almacenamiento de 991 MWh. El coste subvencionable de la central reversible será de 20,5 millones de euros, y contará con una subvención de 5 millones de euros.

Esta nueva edición del programa BORALMAC pretende dar continuidad a la senda iniciada con éxito en la primera convocatoria, en la que se adjudicaron ayudas por valor de 100 millones -el total previsto- a cuatro proyectos de bombeo, sumando algo más de 2 GW de nueva potencia de almacenamiento hidráulico.



Unas 130 comercializadoras eléctricas inscritas carecen de actividad mientras la CNMC exige mayores requisitos financieros para su actividad

El mapa de las comercializadoras eléctricas que operan o están inscritas en el mercado español sigue cambiando. Y lo hará más en el futuro adelgazando su número tras las recomendaciones de la Comisión Nacional del Mercado y la Competencia (CNMC), y el cribado que ha realizado recientemente el Ministerio para la Transición Ecológica (MITECO).

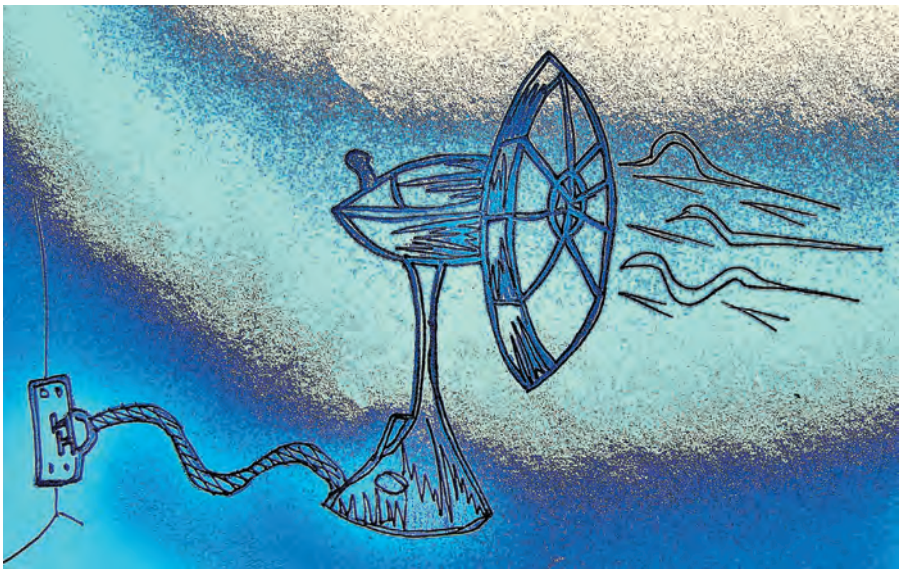
Actualmente hay en el mercado 504 comercializadoras inscritas, un buen número de ellas -unas 130- sin ninguna actividad o arrastrando importantes problemas financieros. El MITECO ha comenzado la inhabilitación de 25 de estas comercializadoras, entre las que destaca la empresa Holaluz, que cuenta con unos 140.000 clientes que deberían ir a otras comercializadoras del mercado regulado.

El procedimiento actual de alta de comercializadoras ha facilitado la entrada de nuevas compañías en el mercado. Sin embargo, algunas de ellas han generado problemas a los consumidores y al propio sistema eléctrico por su falta de solvencia financiera o medios técnicos, según un reciente informe de la CNMC . La Comisión propone reforzar los requisitos de acceso y permanencia en el mercado para asimilarlos a la regulación de otros países europeos, especialmente tras la crisis de elevados precios registrados en los años 2021-2022.

Entre 2022 y 2025, 39 comercializadoras fueron inhabilitadas por incumplir los requisitos legales. En consecuencia, se produjeron impagos para el sistema eléctrico -impagos de las liquidaciones del operador del sistema, no cubiertos con garantías)- cercanos a los 250 millones de euros. A ello, se sumaron las deudas con las distribuidoras por impago de los peajes de acceso a la red y cargos.

Según la recomendación de la CNMC, "es esencial exigir un capital social desembolsado mínimo para ejercer la actividad. Además, propone impedir el acceso a empresas en fase preconcursal, concursal o inhabilitadas previamente o que no hayan cumplido las condiciones.

Más de la mitad de los hogares españoles **desconoce** las diferencias de contratar la electricidad entre mercado libre o el regulado (PVPC)



El desconocimiento del cliente medio español sobre el funcionamiento del sistema eléctrico y sus tarifas sigue siendo muy habitual. Según el último Panel de Hogares de la CNMC sobre los servicios de energía, el 48,6 % de los hogares no tuvo en cuenta las diferencias de precio del suministro eléctrico según la hora/s del día a la hora de planificar su consumo. En cambio, un 28,9 % sí adaptó bastante sus hábitos (por ejemplo, al poner la lavadora o conectar la calefacción eléctrica o el aire acondicionado), mientras que el 22,3 % lo hizo solo en parte.

En relación con los tipos de suministro, más de la mitad de los hogares (52,2 %) desconocía la diferencia entre contratar la electricidad en el mercado libre o en el regulado (PVPC), mientras que el 47,4 % sí sabía distinguirlos.

En el caso del gas natural, el 44,4 % de los hogares con este servicio conocía la diferencia entre el mercado liberalizado y el regulado (TUR). Por otro lado, el 75,1 % de los hogares sabía de la existencia del bono social para el suministro eléctrico. Entre ellos, el 63,1 % afirmaba saber también cuáles eran los requisitos para solicitarlo, mientras que el 36,9 % lo conocía, pero no identificaba esos requisitos.

Tipos de energía

Según un reciente estudio de Endesa sobre el consumo energético en España, la electricidad es la energía principal en nuestros hogares y en nuestro día a día. Representa aproximadamente el 35,1 % del consumo energético residencial en España. Si cruzamos los datos de la encuesta de Presupuestos Familiares del Eurostat y los datos del IDAE, encontramos que el consumo de electricidad por hogar se encuentra entre 2.732 kWh y 3.795 kWh al año.

Dentro del gasto eléctrico doméstico, los electrodomésticos suponen un 55,2 % del consumo total de electricidad, siendo los frigoríficos los que más energía demandan. Por su lado, la iluminación, aunque ha mejorado en los últimos años gracias al LED, todavía supone un 11,7 % del recibo. Cabe destacar que el standby, es decir, los aparatos apagados pero enchufados, marca un 6,6 % del gasto.

El gas natural es la segunda fuente de energía más importante, sumando un 24,9 % del consumo total de los hogares. Se utiliza de forma intensiva con dos finalidades:

-Calefacción: donde el gas natural se encuentra en el 32 % de los hogares españoles.

-Agua Caliente Sanitaria (ACS): en este caso, el gas natural está presente en el 40,3 % de las viviendas.

Otras fuentes de energía, como los derivados del petróleo (gasóleo, GLP), aún suponen un 22,1 % del gasto residencial; aunque su uso está en descenso frente a la subida de las energías renovables, que ya alcanzan el 17,7 % del total.

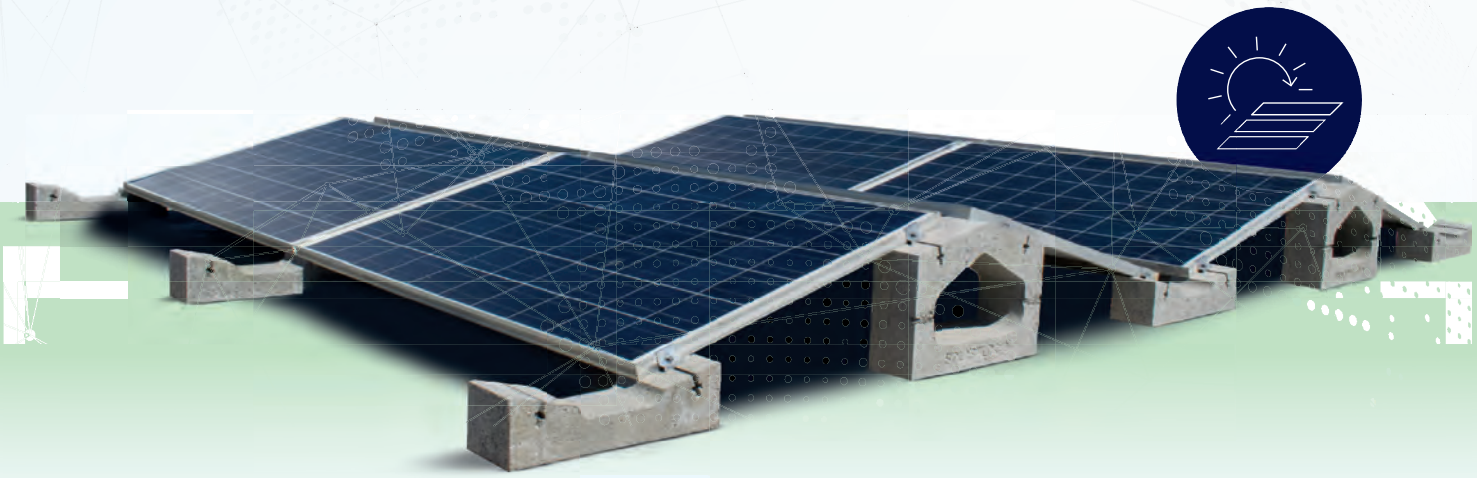
En los últimos años, el consumo energético de los hogares en España muestra una tendencia hacia la moderación. En 2021, tras la pandemia, hubo un incremento del 7,9 % en el consumo per cápita debido a la vuelta a la actividad. Sin embargo, las diferentes crisis energéticas a escala internacional y la escalada de precios nos empujan a cambiar de hábitos.

La comparativa habla claro: hoy somos más eficientes. El gasto energético medio por hogar, que subió hasta los 1.334 euros en 2022, bajó en 2023 y 2024 gracias a la moderación de precios y al mayor despliegue de renovables, que en la primera mitad de 2024 ya cubrían más del 40 % de la generación eléctrica nacional.

SOLARBLOC®

Diseñamos la base de la industria solar

Más rapidez de instalación, menos componentes, máxima durabilidad.



Fabricamos soluciones para quienes construyen el futuro renovable.



CONSULTA NUESTROS PRODUCTOS

solarbloc.es

Extremadura fue la tercera región en producción hidroeléctrica en 2025 con **3.879 GWh**



Central José María Oriol en Alcántara (Cáceres) Foto: Iberdrola

Es el mejor dato de generación desde el año 2011, gracias a una pluviosidad media-alta

El año 2025 fue muy bueno para la generación hidroeléctrica en la comunidad extremeña. Según datos de REE, la producción regional alcanzó los 3.879 GWh, siendo la tercera región española solo por detrás de Castilla y León (9.845 GWh) y Galicia (8,363 GWh). Y por delante de Cataluña (3.823 GWh) y Aragón (3.080 GWh). La cifra del 2025 fue la más alta desde el año 2011 en la región. Ya las abundantes lluvias del mes de enero y febrero de 2026 hacen presagiar también un buen año hidroeléctrico en el 2026, aunque la primavera fue muy seca. En 2024 se produjeron en la región 3.505 GWh de energía hidroeléctrica, gracias a una primavera muy lluviosa.

Según los datos de REE, la generación hidráulica a nivel nacional fue un 3,6% inferior a la del pasado año, aunque fue un año con buena pluviosidad, alcanzando los 33.685 GWh. Esta producción ha aportado el 12,4 % del total de la producción nacional, inferior al 13,3 % del pasado año.

La generación hidráulica en España es muy variable, llegando en años húmedos a superar los 40.000 GWh, mientras que en años secos ese volumen se reduce a menos de la mitad. El año 2025 ha sido un año con una pluviosidad media-alta. A nivel europeo, España ocupa el quinto puesto en volumen de generación hidroeléctrica.

Hay que tener en cuenta que debido a esta pluviosidad, los embalses españoles marcaron récords en los últimos años, superando el 73,5% de su capacidad, lo que equivale a más de 41.000 GWh de energía almacenada.

Por su parte, España dispone de 5.650 MW en centrales hidroeléctricas reversibles, posicionándose como el tercer país de Europa en esta categoría clave para el respaldo del sistema.

Pese a los buenos datos de los años 2024 y 2025, en los últimos seis años la producción hidroeléctrica en la región había sido relativamente baja, ya que en la mitad de los años no ha pasado de los 2.000 GWh. En el año 2022 se quedó en 1.242 GWh y en el 2023 subió a los 2.109 GWh.

La región cuenta con una potencia hidroeléctrica en MW estable desde hace años situada en los 2.277 MW, la tercera más importante del país sólo por detrás de Castilla y León y Galicia. Cuenta actualmente con cinco grandes centrales de más de 100 MW de potencia cada una, todas ellas situadas en la Cuenca del Tajo: Cedillo, J.M. Oriol, Torrejón, Gabriel y Galán y Valdecañas. Mientras en la Cuenca del Guadiana existen otras cinco centrales de entre 10 y 100 MW de potencia, como son las de Orellana, Zújar, Puerto Peña, La Serena y Cíjara, y otras como las de Alange. Iberdrola y Endesa gestionan la gran mayoría de las centrales hidroeléctricas que operan en territorio extremeño.

Recientemente, **Iberdrola** anunció la ampliación de la capacidad de un proyecto de bombeo hidroeléctrico en Torrejón (Cáceres), con 32,5 MW y 991 MWh. Este proyecto servirá para aumentar la capacidad de la central de Torrejón, ubicada entre los embalses de Torrejón-Tajo y Alcántara.

Iberdrola también ha potenciado el almacenamiento energético en el río Tajo con la implantación de mejoras tecnológicas en la central de bombeo de Valdecañas (Cáceres), cuya puesta en servicio ha permitido elevar la capacidad total del sistema con 355 MW de potencia y 210 GWh de almacenamiento adicionales, reforzando la integración de energías renovables y la estabilidad del suministro eléctrico.



Texto:
María Isabel Domínguez Llerena
Asociada de **CAMPÓN&MARTÍNEZ-PEREDA ABOGADOS**
Especialista en Derecho de energía, contratación del sector público y urbanismo

Tensión entre Extremadura como destino de inversión en energía renovable y la incertidumbre que genera su patrimonio arqueológico

Extremadura se encuentra en una posición privilegiada. Sus valores naturales -clima y territorio- la han colocado en una posición estratégica en la producción de energía renovable en España y se publicita como "destino de inversión". Sin embargo, su riqueza arqueológica constituye un legado patrimonial digno de protección que, a su vez, genera una inseguridad jurídica que obsta los planes de los inversores. El reto es hacer compatibles la salvaguarda de nuestra herencia cultural y el crecimiento energético indispensable para el futuro, en condiciones de seguridad jurídica.

Para cualquier promotor que aborde un proyecto de energía renovable, la fase previa de análisis es determinante. No basta con evaluar el potencial energético o la aptitud urbanística del suelo; es fundamental analizar las limitaciones sectoriales, especialmente las referidas al patrimonio histórico y cultural. Una correcta identificación de estas variables de manera temprana no solo ahorra costes considerables, sino que evita la frustración de proyectos en fases de ejecución avanzadas.

Sin embargo, el patrimonio arqueológico presenta una dificultad añadida. Aunque el marco normativo actual -compuesto principalmente por la Ley de Patrimonio Histórico y Cultural de Extremadura, el reglamento por el que se regula la actividad arqueológica e, indirectamente, por la Ley de Protección Ambiental- obliga a realizar prospecciones previas, estas no ofrecen una garantía absoluta y no evitan que afloren hallazgos casuales de restos arqueológicos durante la ejecución de las obras.

Cuando esto ocurre, entran en juego de forma obligatoria las medidas de protección y conservación. La primera de ellas es la suspensión de las obras y a partir de ahí queda en manos de la Administración comprobar los hallazgos, determinar el alcance de la intervención arqueológica necesaria y el tratamiento final de lo hallado.

El promotor se enfrenta a un escenario de gran incertidumbre temporal, material y económica. Las intervenciones pueden ampliarse exponencialmente por anillos perimetrales sucesivos llegando a comprometer e incluso a inhabilitar la superficie de implantación de la instalación. Añádase a ello, con todos los respetos, la falta de agilidad y el exceso de celo para con los restos hallados, aun cuando tienen una mínima entidad, de nuestra Administración autonómica al determinar las medidas de protección y conservación necesarias en cada caso.

Para más inri, los retrasos generados por estos hallazgos y la obligación legal de su tratamiento, impactan directamente en las relaciones del promotor con contratas, subcontratas y entidades financieras. Asimismo, ponen en riesgo el cumplimiento de los plazos de caducidad de los permisos de acceso y conexión a la red eléctrica.

Para garantizar la seguridad jurídica en este tipo de situaciones en las que los intereses en juego son tantos y de tal relevancia, urge una regulación exhaustiva del procedimiento y que se exija el cumplimiento de los plazos a la Administración. También es necesario definir legalmente qué tipo de medidas son necesarias según qué tipo de restos arqueológicos, adaptándolas a su entidad. Es indispensable delimitar legalmente el alcance de la responsabilidad, cuantitativa y cualitativa, del promotor y de la Administración en relación con los hallazgos y las medidas de protección y salvaguarda que se dispongan.

Esta situación tan crítica no se solventa con el "Protocolo de Actuación" presentado por la Junta de Extremadura en febrero de 2024. En ese mismo momento se acordó la apertura del trámite de consulta pública en relación con el Anteproyecto de Ley de Patrimonio Cultural de Extremadura, que no ha visto la luz. Esta nueva norma habría sido una buena ocasión para regular unas pautas de actuación que aporten la seguridad jurídica y la certidumbre que se necesita para el desarrollo de proyectos energéticos en Extremadura.

Lo que sí debemos tener claro es que es posible honrar nuestra herencia cultural y a la vez desarrollar nuestra Región y mantener su posición en la transición energética, pero es necesario hacerlo con la seguridad jurídica que permita al promotor conocer a qué habrá de atenerse (temporal, material y económicamente) si decide invertir ante el reto que supone el subsuelo extremeño, cargado de historia. Porque no cualquier resto arqueológico puede paralizar el progreso y el futuro.


Foto: BYD España

El "boom" de las marcas chinas de coches eléctricos en Europa acelera la planta de materiales para cátodos de baterías de Yuneng en Mérida

La luz verde administrativa ambiental a la planta de fabricación de materiales para cátodos de baterías que promueve el grupo chino **Yuneng International** en Mérida sigue acelerando ante el fuerte aumentos de las ventas de marcas chinas de coches eléctricos en el mercado español y europeo. Entre ellas las de marcas como **BYD** y **CATL**.

La filial extremeña de la empresa china, **Yuneng International New Energy Battery Material, SLU**, cuenta con su domicilio social en la calle Arquitas de Mérida.

El proyecto de declaración ambiental aprobado por la Junta de Extremadura consiste en la construcción y puesta en funcionamiento de una planta de fabricación de materiales para cátodos de baterías, en concreto fosfato de hierro litio (LiFePO4). La producción de la planta será de 50.000 t/año de fosfato de hierro litio.

El proyecto consiste en la construcción y puesta en funcionamiento de una planta de fabri¬cación de materiales para cátodos de baterías, en concreto la planta fabricará fosfato de hierro litio (LiFePO4). La producción de la planta será de 50.000 t/año de fosfato de hierro litio.

La futura factoría se levantará en una superficie de 55.000 metros cuadrados en el parque empresarial de Expacio Mérida, muy cerca de la Autovía de la Ruta de la Plata. Aunque las cifras iniciales de producción son de 50.000 tn/año, la planta estará dimensionada en el futuro para producir hasta 300.000 tn / año de este material en función de la demanda.

Entre los clientes claves de la futura factoría de Mérida estarían las grandes gigafactorías de baterías que se plantean en España, como la de **Envision AESC** en Navalmoral de la Mata, **PowerCo** en Sagunto o **Stellantis** en Zaragoza.

Metal Frame Renovables: liderando la simbiosis agrovoltaica desde Extremadura



En **Metal Frame Renovables** entendemos que el futuro energético de nuestra región no debe competir con el campo, sino contribuir a su desarrollo. La transición energética será sostenible si se integra con el territorio, respeta su actividad productiva y genera nuevas oportunidades para el sector primario.

Con esta visión, nuestra apuesta para 2026 se centra en la agrovoltaica de alta precisión: una solución que transforma el terreno agrícola en un ecosistema de doble productividad, donde la actividad agraria convive con la generación de energía limpia de forma eficiente y rentable.

La agrovoltaica no solo maximiza la eficiencia fotovoltaica, sino que también aporta beneficios al cultivo. La gestión inteligente de la sombra permite reducir el estrés térmico, mejorar las condiciones microclimáticas y optimizar el consumo hídrico.

Nuestras estructuras están diseñadas, calculadas y fabricadas para responder a las exigencias reales del campo. No son únicamente soportes para módulos fotovoltaicos, sino soluciones concebidas para favorecer la compatibilidad entre labores agrícolas y producción energética.

A través de nuestras soluciones agrovoltaicas, fijas o con seguidores, garantizamos una integración funcional con la explotación, permitiendo la operatividad de maquinaria convencional bajo o entre los módulos. Esta adaptación es esencial para preservar la productividad del terreno y facilitar el trabajo diario.

Con más de 3 GWp de experiencia acumulada y compromiso con la innovación, creemos que la energía limpia y la producción primaria pueden ser aliados naturales. Nuestra gama de estructuras fijas y seguidores solares mejora la rentabilidad de las explotaciones y garantiza soluciones robustas, duraderas y adaptadas a cada entorno.

Desde Extremadura, impulsamos un modelo energético que suma valor al territorio. Invitamos a los profesionales del sector agrícola, energético e industrial a descubrir cómo nuestra ingeniería puede transformar cada explotación en un espacio más productivo, resiliente y sostenible.

El proyecto de una central hidroeléctrica reversible de 140 MW de potencia entre Montánchez y Arroyomolinos se enfrenta a la oposición de los grupos ecologistas

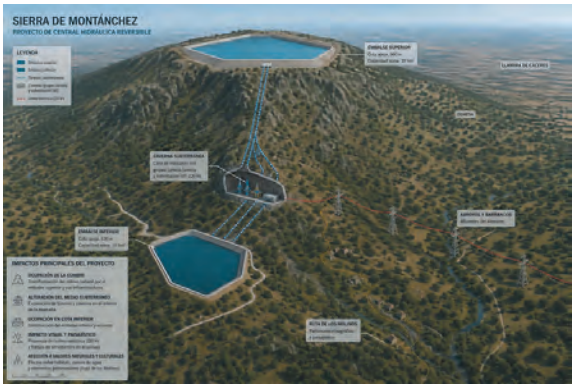


Gráfico: ADENEX

La empresa Pelicar Renovables SL, del grupo Édora, ha presentado ante el Ministerio de Transición Ecológico y Reto Demográfico (MITECO), un proyecto para construir una Central Hidroeléctrica Reversible (CHR) desde cero, sin infraestructura hidráulica previa, entre las localidades cacereñas de Montánchez y Arroyomolinos. El proyecto, diseñado para almacenar energía, consiste básicamente en la construcción de dos balsas -una superior y otra inferior- unidas por un circuito hidráulico por donde circula el agua. La central serviría para turbinar y bombera entre ambos depósitos con una línea aérea de 220 kilovatios.

La idea de la empresa es que la central comenzara su explotación en 2023 con una potencia de 140 MW en la modalidad de turbinación y de 164 MW en la de bombeo. La balsa superior contaría con 162.342 metros cuadrados y la inferior de 152.684 metros cúbicos. El agua necesaria de la captación procedería de la "escorrentía superficial de los arroyos existentes en la zona". Según la documentación presentada ante el MITECO, la balsa superior estará proyectada a una altitud de 907 metros de coronación y 892 metros de fondo; y la inferior de 464 y 449 metros, respectivamente.

La conexión a la red de la energía generada por la central enlazaría con la subestación SET Mérida 220 kV de la red de transporte, pasando la línea por varios municipales de Cáceres y Badajoz: Montánchez (donde estaría el embalse superior), Arroyomolinos (que albergaría el inferior), Almoharín, Guareña, San Pedro de Mérida, Valverde de Mérida, Trujillanos y Mérida.

Caverna subterránea

Uno de los puntos más singulares del proyecto es que la central estará ubicada en una caverna subterránea. En la fase de turbinación (generación), el agua acumulada en la balsa superior desciende por gravedad a través del circuito hidráulico hacia la caverna de potencia, impulsando las turbinas para generar energía eléctrica en momentos de alta demanda o baja producción renovable. En la fase de bombeo (almacenamiento), aprovechando los excedentes energéticos de la red (principalmente solar), los grupos reversibles funcionan como bombas, impulsando el agua en sentido inverso desde la balsa inferior hasta la balsa superior para restituir el potencial hidráulico.

Según la documentación, el proyecto no alteraría significativamente los balances hídricos de la cuenca, con una primera aportación de 1,4 hectómetros cúbicos, que se recogerían durante dos años del cauce del arroyo Montachuelo que dispone de una cuenca de aproximadamente 10 kilómetros cuadrados".

Aunque los ayuntamientos donde se ubicaría el proyecto no se han manifestado aún de forma oficial hasta no concluir la tramitación medioambiental del mismo en el MITECO, varias asociaciones ecologistas ya se han manifestado en contra del mismo. El Fondo para la Defensa del Patrimonio Natural y Cultural de Extremadura (Fondenex), ha presentado alegaciones ante el MITECO solicitando que rechace la iniciativa por su impacto ambiental y por no considerarla necesaria para las necesidades energéticas de Extremadura.

Mientras, ADENEX también ha presentado alegaciones ante el Ministerio destacando su "inviabilidad ambiental de fondo por su incompatibilidad con los valores naturales, hidrológicos, paisajísticos y culturales de la Sierra de Montánchez, incluyendo el riesgo de afección a ecosistemas dependientes del agua subterránea. Así como el impacto paisajístico y patrimonial sobre el entorno de la Ruta de los Molinos y del conjunto histórico de molinos entre Arroyomolinos y Montánchez, declarado Bien de Interés Cultural (BIC), así como la fuerte incidencia territorial de la línea de evacuación de más de cincuenta kilómetros hasta la SET Mérida". Las alegaciones ecologistas también destacan el impacto que supondría sobre colonias de águilas perdiceras.

Hay que recordar que entre 2021 y 2022, varios de los proyectos de energía eólica más importantes presentados en la región situados en la Sierra de Montánchez y municipios cercanos, fueron desestimados por la Junta de Extremadura por su impacto ambiental. "Por poder afectar de forma significativa al estado de conservación de varias especies protegidas de murciélago, (por su abundancia y sensibilidad a los parques eólicos), de rapaces (por su elevada densidad, vulnerabilidad y estado de protección) y a múltiples hábitats de interés comunitario".

Statkraft instala en Extremadura su primer proyecto de apivoltaica





La compañía energética noruega Statkraft ha escogido una planta solar de Extremadura como lugar para desarrollar su primer proyecto de apivoltaica en España

Esta novedosa iniciativa tiene como objetivo la cría de abeja reina, estableciendo un nuevo núcleo de reproducción, para así hacer frente a las pérdidas de población de este insecto que se ve afectado por las sequías extremas. Cabe destacar el importarte papel que desempeñan las abejas reina en los ecosistemas, ya que lideran a las abejas obreras que son polinizadoras esenciales. El 90% de las plantas con flores y el 75% de los cultivos alimentarios requieren de esta polinización.

Las plantas solares, que se ubican en entornos naturales, son zonas libres de pesticidas, por lo que se convierten en un refugio para la abeja reina y el resto de las poblaciones de abejas. Además, la planta Talayuela II, ubicada en el municipio extremeño del mismo nombre, está plenamente integrada en el ecosistema de la dehesa extremeña, de gran valor ecológico.

Statkraft destina para este proyecto una superficie de 3.000 metros cuadrados dentro del terreno que ocupa la planta donde se han instalado hasta 200 colmenas, con las que se podrá suministrar abejas reina a nuevos núcleos de apicultores locales que hayan sufrido pérdidas en los recientes años.

Para llegar a cabo este proyecto, **Statkraft** cuenta con la colaboración de la entidad Proyectos Apícolas Apivoltaicos, del maestro apicultor Álvaro Garrido, referente europeo en proyectos sostenibles de apicultura y fotovoltaica. Esta empresa está especializada en crear entornos seguros para las abejas en los espacios destinados a la producción de energía renovable, con el objetivo de reducir su mortalidad y mejorar su reproducción.

Gracias a esta iniciativa, se puede conocer el comportamiento ecológico y biológico de estos insectos en la planta solar. Para ello, se analizan los beneficios directos e indirectos que su presencia aporta al entorno, tales como la mejora de la biodiversidad, la polinización de especies vegetales, así como su contribución al equilibrio del ecosistema local.

En el marco del proyecto, se contempla la organización de formaciones a nivel local para formar a futuros apicultores de la zona, con el propósito de crear un nuevo nicho de empleo.

Talayuela II: sostenibilidad ambiental y desarrollo local

La planta Talayuela II, en operación desde 2023, cuenta con una potencia instalada de 44,5 MW, y produce energía limpia, autóctona y asequible para cerca de 34.000 familias, evitando la emisión a la atmósfera de más de 20.000 toneladas de CO2 al año. Para su desarrollo, **Statkraft** destinó una inversión de más de 34 millones de euros y creó más de 200 empleos durante su construcción, involucrando a las empresas locales y priorizando la contratación de población local: 69 vecinos de Talayuela trabajaron en su construcción.

Esta instalación renovable es, además, un referente ambiental. Durante su construcción se llevó a cabo un seguimiento exhaustivo para la reutilización y el reciclaje de los materiales y los residuos con el objetivo de promover la economía circular, logrando reciclar y valorizar el 90% de los residuos generados.

Desde el punto de vista ambiental, la compañía cuenta con medidas como la protección de las encinas; la plantación de una pantalla vegetal de especies autóctonas a lo largo del vallado; la construcción de una charca de 5.000 m^2 para fomentar la reproducción de aves como el abejaruco y el avión zapador; la instalación de cajas nido; y refugios para lechuzas, cernícalos, reptiles y artrópodos.

La innovación es también un importante factor en Talayuela II, ya que aquí tramita uno de sus primeros proyectos de almacenamiento energético en España. Consistirá en un sistema de baterías de 23,87 MW de potencia instalada y una capacidad de descarga de 47,74 MWh. Este sistema permitirá gestionar la energía de la planta con mayor eficiencia y fomentará la seguridad y garantía de suministro.

Un total de 261 comercializadoras ofrecen el sistema de garantía de origen de la electricidad procedente de 45.519 instalaciones



El Sistema de Garantías de Origen de la CNMC es el mecanismo que permite a las comercializadoras certificar el origen de la electricidad, garantizando a los consumidores que esta procede de fuentes renovables o de cogeneración de alta eficiencia. Los productores de energía solicitan estas garantías a la CNMC y, una vez obtenidas, pueden transferirlas a una comercializadora en España, exportarlas a una comercializadora europea o asignarlas directamente a un consumidor final.

Con esta información, todos los años la CNMC elabora la información que cada comercializadora debe poner a disposición de sus clientes sobre el origen de la electricidad que les ha suministrado.

En total en España, 261 comercializadoras ofrecían a finales del año 2025 este sistema de garantías de origen- Cinco años antes, en 2020 eran un total de 247 comercializadoras. El volumen de energía ofrecido en el año 2025 con garantía de origen alcanzó los 147.701 GWh procedentes de un total de 45.519 instalaciones. Lo que supone en torno a las 5.000 instalaciones más que en el año 2020 cuando se alcanzaron los 109.186 GWh.

Fuentes renovables

La Garantía de Origen (GO) es una acreditación, en formato electrónico, que asegura que un número determinado de megavatios-hora de energía eléctrica producidos en una central, en un periodo temporal determinado, han sido generados a partir de fuentes de energía renovables o de cogeneración de alta eficiencia. Cada certificado (GO) corresponde a 1 MWh de energía renovable o de cogeneración de alta eficiencia producida.

Este etiquetado debe ser mostrado de forma obligatoria en las facturas, incluye una clasificación de la “A” a la “G” que indica el impacto ambiental medio. La ‘A’ representa el mínimo impacto ambiental y la ‘G’ el máximo.

Si una comercializadora apenas ha adquirido garantías de origen, tendrá un menor porcentaje relacionado con origen renovable o de cogeneración de alta eficiencia, y por lo tanto tendrá una peor clasificación correspondiente al impacto ambiental.

Según los datos correspondientes a los resultados de 2025 sobre el Sistema de Garantía de Origen y Etiquetado de Electricidad, se han expedido 147.701 GWh de garantías de origen, la cifra más alta desde los inicios de este sistema. Esto representa el 96,8 % de la producción nacional procedente de fuentes de energía renovables y de cogeneración de alta eficiencia.

Adicionalmente a las garantías de origen nacionales, es necesario asimismo mencionar la posibilidad de importar garantías de origen de otros países. La adhesión a la Association of Issuing Bodies en el año 2016, ha hecho posible un fluido tránsito internacional, que ha significado en 2025 un récord de importaciones de garantías.

Por último, cabe destacar la redención de garantías de origen en consumidores finales. ¿En qué consiste la redención? Es la asignación de dichas garantías en un consumidor de electricidad a través del denominado Código Universal de Punto de Suministro (CUPS) que es un código asignado por las distribuidoras que identifica de forma inequívoca el punto de suministro. Es decir, son garantías adquiridas por los consumidores de energía eléctrica que les sirven para acreditar que su consumo se ha efectuado a partir de energía procedente de fuentes renovables o de cogeneración, algo cada vez más valorado por muchos de ellos.

Iberdrola genera un impacto de 1.000 millones de euros en la economía extremeña en dos años



Placas solares de la fotovoltaica de Campo Arañuelo (Belvís de Monroy)



Las dos baterías de almacenamiento Campo Arañuelo se inauguraron en mayo y son las más grandes de España

La compañía dispone de cerca de 5.000 MW renovables instalados en la región, una red eléctrica esencial para avanzar en la electrificación y proyectos como la mayor batería de almacenamiento energético de España, ubicada en Campo Arañuelo

La actividad de **Iberdrola** en Extremadura ha generado durante los dos últimos años un impacto económico de 1.000 millones de euros, según los datos de la compañía. Esta cantidad recoge el efecto de las inversiones, la actividad industrial asociada a sus proyectos, la contratación de proveedores y la aportación fiscal, y consolida a la energética como uno de los agentes empresariales con mayor presencia en la comunidad autónoma.

Una parte significativa de esa contribución procede de los impuestos y de la relación con el tejido productivo regional. En 2025, la aportación fiscal de Iberdrola en Extremadura superó los 170 millones de euros, un 6% más que en el ejercicio anterior. Durante ese mismo año, la compañía trabajó con 115 proveedores extremeños, a los que adjudicó contratos por un importe próximo a los 70 millones de euros, un 14% más que un año antes.

La dimensión de este impacto se aprecia también al analizar la última década. En ese periodo, la actividad de **Iberdrola** ha supuesto una aportación acumulada de 4.400 millones de euros a la economía regional. Además, ha movilizado alrededor de 2.700 millones en inversiones y ha colaborado con más de 110 empresas de la comunidad.

Estas cifras no se limitan al efecto directo de los proyectos. Las actuaciones relacionadas con la generación, las redes eléctricas y el almacenamiento demandan servicios de ingeniería, fabricación de equipos, obra civil, montaje, mantenimiento, transporte, logística, digitalización y asesoramiento ambiental. Esta cadena de valor ofrece oportunidades para que las empresas extremeñas incrementen su capacidad productiva, incorporen conocimiento técnico y accedan a contratos de mayor dimensión.

Uno de los ejemplos es Faramax, empresa de Malpartida de Plasencia especializada en transformadores de potencia. La compañía ha participado como proveedora en proyectos fotovoltaicos de Iberdrola, entre ellos Campo Arañuelo y Cedillo. Su crecimiento y la ampliación de su capacidad productiva reflejan el potencial de la industria extremeña para integrarse en actividades vinculadas a las renovables y a las infraestructuras eléctricas.

También destaca Incalexa, cuya actividad ha permitido proyectar desde Extremadura servicios destinados a actuaciones de ámbito nacional. Iberdrola seleccionó a esta empresa dentro de un grupo de compañías instaladoras para desplegar infraestructuras de recarga de vehículos eléctricos en España, una línea de trabajo directamente relacionada con la movilidad eléctrica y la electrificación del transporte.

Referente en generación renovable

La presencia de **Iberdrola** en Extremadura se refleja igualmente en su capacidad de generación. La compañía cuenta con cerca de 5.000 MW renovables instalados entre las provincias de Cáceres y Badajoz. De ese volumen, casi 2.000 MW corresponden a instalaciones hidroeléctricas y más de 2.800 MW a plantas fotovoltaicas.

Esta potencia sitúa a Extremadura entre los principales territorios de crecimiento renovable de **Iberdrola** en España. Sin embargo, incorporar nueva capacidad de generación no es suficiente para electrificar la economía. También es imprescindible disponer de infraestructuras capaces de transportar y distribuir la electricidad con seguridad, calidad y capacidad para atender a hogares, empresas, industrias, explotacio-



Operarios de i-DE, distribuidora de Iberdrola, trabajando sobre las redes eléctricas



Comunidad solar de Iberdrola instalada en el Colegio Giner de los Ríos de Cáceres

nes agrarias, puntos de recarga y nuevos proyectos empresariales.

Más de 12.600 kilómetros de líneas eléctricas

i-DE, la distribuidora de **Iberdrola**, gestiona en Extremadura más de 10.600 kilómetros de líneas de baja y media tensión, a los que se añaden más de 2.000 kilómetros de líneas de alta y muy alta tensión. La infraestructura incluye 3.467 centros de transformación y 74 subestaciones que prestan servicio tanto a particulares como a empresas.

La modernización de esta red es esencial para afrontar el aumento de la demanda eléctrica. Una infraestructura más robusta y digitalizada permite mejorar la calidad del suministro, integrar una mayor cantidad de generación renovable y facilitar la conexión de nuevos consumos residenciales e industriales. También favorece el crecimiento del autoconsumo y la implantación del vehículo eléctrico.

Dentro de sus propias actuaciones, **i-DE** ha presentado a la Junta de Extremadura un plan de inversiones para el periodo 2027-2029. La propuesta contempla medidas dirigidas al crecimiento de la red, la renovación de activos y la digitalización del sistema eléctrico. Su objetivo es facilitar la conexión de nueva demanda y reforzar la respuesta de las infraestructuras ante el incremento previsto de la electrificación.

En este contexto, se ha subrayado la necesidad de aprobar con urgencia las normas que permitan modificar las actuales limitaciones de inversión a las que están sometidas las redes eléctricas en España por el marco regulatorio vigente. La capacidad de reforzar estas infraestructuras condicionará el ritmo al que puedan conectarse nuevos proyectos y consumos.

El almacenamiento, pieza clave

Junto a las redes, el almacenamiento energético se ha convertido en uno de los principales ámbitos de innovación. La energía solar permite producir electricidad limpia a gran escala, pero concentra buena parte de su generación en determinadas horas. Por ello, uno de los retos consiste en almacenar una parte de esa producción para utilizarla cuando aumenta la demanda o disminuye la disponibilidad de energías renovables.

Extremadura cuenta desde mayo con uno de los proyectos más relevantes en este campo. **Iberdrola** ha inaugurado en Belvís de Monroy, en la provincia de Cáceres, la mayor batería de almacenamiento energético de España. La instalación se encuentra en el complejo de Campo Arañuelo y está asociada a las plantas fotovoltaicas Campo Arañuelo I y Campo Arañuelo II.

El sistema alcanza 58 MW de potencia y 120 MWh de capacidad. Está formado por dos módulos de baterías de iones de litio con tecnología LFP. Su función consiste en almacenar una parte de la electricidad producida por las plantas solares y trasladar su utilización a los momentos en los que el sistema eléctrico registra una mayor necesidad.

Campo Arañuelo ya tuvo un carácter pionero en 2021, cuando Arañuelo III se convirtió en el primer proyecto fotovoltaico de España que incorporó una batería de almacenamiento. Aquella iniciativa anticipó una solución que ahora resulta cada vez más importante para aprovechar de forma eficiente la producción renovable.

El almacenamiento mediante baterías se complementa con la capacidad hidráulica de la comunidad. **Iberdrola** ha impulsado mejoras tecnológicas en la central de bombeo de Valdecañas, situada en el río Tajo. Estas actuaciones permiten aumentar la capacidad del sistema con 355 MW de potencia y 210 GWh adicionales de almacenamiento.

Las centrales de bombeo funcionan como grandes baterías hidráulicas. En las horas de menor demanda, el agua se eleva hasta un embalse superior y, posteriormente, se utiliza para producir electricidad cuando crece el consumo. La capacidad adicional incorporada en Valdecañas equivale al consumo medio anual de 60.000 hogares.

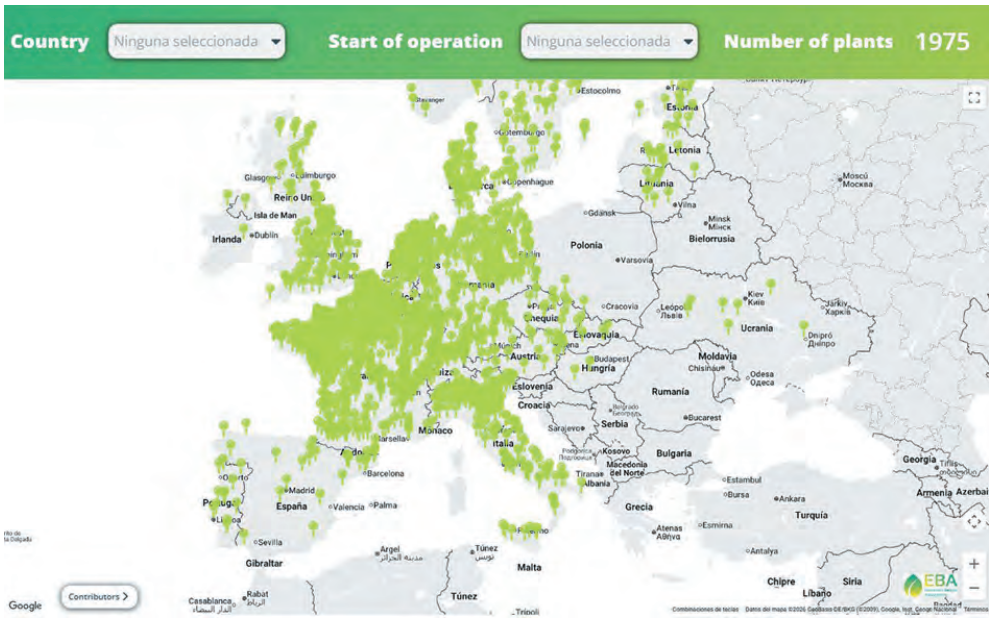
Un aniversario ligado a Extremadura

El año 2026 incorpora además un componente conmemorativo, ya que **Iberdrola** celebra su 125 aniversario. La efeméride está estrechamente vinculada a Extremadura por la presencia histórica de la compañía y por el peso que la región tiene actualmente en sus actividades de generación, distribución, almacenamiento e inversión.

Entre las iniciativas previstas figura la iluminación ornamental del Teatro Romano de Mérida. La actuación relaciona el aniversario con uno de los principales referentes del patrimonio cultural extremeño y se suma a los proyectos desarrollados por la **Fundación Iberdrola España** en la comunidad.

La actividad de la Fundación incluye ámbitos como la formación, la protección de la biodiversidad, la acción social y la conservación del patrimonio. De este modo, la celebración de los 125 años se conecta con una trayectoria de colaboración en Extremadura que trasciende la actividad estrictamente energética.

El **Gas Verde**, una nueva realidad en Extremadura, con inyecciones de gas renovable en la red de Miajadas, mejorando nuestro medio ambiente



Mapa europeo 2026 del Biometano en Europa

Gas Extremadura, empresa líder en el sector en Extremadura, perteneciente a **CL Grupo Industrial**, en este año 2026 vuelve a participar en una nueva edición del *Anuario Energía y Medio Ambiente de Extremadura*, este año, con la novedad de la difusión de los gases renovables, y la estabilización de las inyecciones de gas verde renovable en nuestras redes de distribución de Miajadas (Cáceres).

En una época marcada por la expansión en toda España de los gases renovables, el gas natural está demostrando ser el gran aliado de los casi 95.000 clientes, domésticos, empresas de todo índole y de toda la Industria extremeña, mientras se van estudiando soluciones de transición a otras más renovables como el biometano o el blending con hidrógeno, como punta de lanza de los gases renovables, y como ejemplo citar el proyecto que ya en 2025 ha puesto en marcha la empresa **Turn2X**, en Miajadas (Cáceres), y prevé la construcción próximamente de otra nueva de 9 MWe, que ha sido seleccionado por la Comisión Europea en la subasta europea, para el fomento de la producción de hidrógeno verde y combustibles renovables.

Al hilo de la expansión de los gases renovables, como ocurre en toda Europa, especial relevancia cobra el trabajo didáctico de la **Plataforma Gas Verde Sí**, donde muchos agentes de nuestra sociedad civil como distribuidores, organizaciones sectoriales como Asaja, Fegeca, Conaif, Ascer, entre otras más de trescientas asociaciones y organizaciones de España, reclaman un hueco para el biometano, entre las soluciones para lograr una descarbonización efectiva del gas natural dentro de la economía circular.

Resaltar la gran penetración que existe en Europa donde hay más de 1.975 plantas operativas inyectando biometano a las redes de distribución y transporte de toda Europa., como ya se hace en las más de 1.000 plantas actuales de Francia y Alemania, o en Dinamarca donde el 40% del consumo de Copenhague, ya se suministra desde la economía circular con plantas de biometano procedente de los residuos orgánicos locales.

Inyecciones estables de gas verde en las redes de Gas Extremadura, con Turn2X

La inyección de gas verde en las redes de distribución de gas natural de Extremadura ya es una realidad consolidada en el año 2.026. A nivel conceptual el gas sintético creado en las instalaciones de **Turn2X** se inyecta en las redes de la distribuidora de gas natural, **D.C. Gas Extremadura**, distribuidora de referencia, perteneciente a



Instalación de Turn2x en Miajadas para la metanización del hidrógeno, que ya produce gas verde.

CL Grupo Industrial. En este caso, a través de la metanización de hidrógeno se están logrando avances significativos en la futura descarbonización de nuestro medio ambiente y de nuestra región, como punta de lanza del sector de los nuevos gases renovables, que revolucionarán nuestro futuro sistema energético.

La empresa alemana **Turn2x**, aquí en Miajadas (Cáceres), en otro proyecto pionero y singular en España. De hecho, es la primera planta de este tipo que se ha instalado en España, y ya ha suscitado interés entre los inversores de todo Europa, en la que se juntan innovación tecnológica y sostenibilidad ambiental.

No se trata de un caso aislado: **Gas Extremadura** ya ha conectado esta planta de gas verde y tiene otras seis plantas con contrato de conexión a sus redes de distribución que inyectarán en los próximos años. En conjunto, estas siete instalaciones supondrán una inyección de 500 GWh anuales de gas renovable (que representará un cuarto del total de energía total vehiculada), volumen capaz de abastecer el 100% del consumo doméstico y comercial actualmente conectado a las redes de **Gas Extremadura**, marcando un hito hacia la neutralidad climática.

De este modo, comenzamos una nueva etapa, un nuevo futuro más sostenible medioambientalmente, en la que cada vez se inyectará más cantidad de gas verde en las redes de nuestra región, logrando su descarbonización progresiva, ya sea por otros proyectos nuevos y pioneros, en su concepción, como éste de **Turn2x**, bien por inyecciones de metano sintético, de biometano o por el futuro blending de hidrógeno en las redes actuales de gas, sin que ello suponga ningún desembolso para los consumidores, ya que los clientes no tendrán que cambiar "NADA" en sus viviendas, ni modificaciones en sus instalaciones ni aparatos de consumo, de la forma más económica posible.

Calderas preparadas para biometano y para un 20% de hidrógeno (H2 Ready): el futuro es hoy, también con soluciones híbridas con gas y con la máxima calificación energética

Resaltar que todo el gas sintético o el biometano que se está inyectando ya en las redes de distribución actuales de España, es totalmente compatible con todos los calentadores, cocinas y calderas que existen para los 8 millones de clientes de gas actuales. Es decir, para poder consumir gas renovable en todo el parque de clientes de España, no hay que hacer NADA, así de fácil, y de esta forma tan sencilla, y según se describe en el informe NEW DEAL de la prestigiosa consultora PWC, quedaría totalmente descarbonizado antes de 2040 todo el sector residencial de España con la penetración total de los gases renovables como ya se hace en Francia, Alemania o Dinamarca.

Mención aparte las posibilidades que ofrecen ahora las nuevas soluciones hibridas, impulsadas por la Unión Europea en la modificación de la Directiva de Eficiencia Europea en los Edificios, incentivando la expansión de la hibridación como renovable, tanto de calderas de condensación de gas renovable y alta eficiencia, asociadas a instalaciones solares fotovoltaicas para el ACS, como hibridaciones compactas, fruto de la mezcla de calderas de gas renovables con aerotermias incluidas en su interior, y en la misma unidad interior.

No es baladí comentar la gran diferencia que existe entre el precio de una caldera de condensación preparada para gases renovables, y el precio de una aerotermia pura eléctrica, que puede ser diez veces superior a una caldera de condensación, complicada en la instalación de la aerotermia por sus dimensiones de un frigorífico y discriminatorio en el precio, solo para las rentas más altas, siendo por lo tanto la caldera de condensación de gas renovable la solución más universal tanto en la adquisición como en la futura reposición por obsolescencia.

Además, la hibridación con gas renovable, se adapta a todas las soluciones de calefacción, estándar con radiadores de baja temperatura o alta, suelo radiante, suelo refrescante o el acoplamiento a energía fotovoltaica. Ideal en todos los escenarios

De este modo, ha llegado la Hibridación, bien con calderas de condensación o calderas más aerotermias, con el ánimo de expandirse y perdurar, apoyado por la Unión Europea, y la nueva Directiva de Eficiencia Energética en los edificios, como solución de transición a los gases renovables, ya que en este momento todas las nuevas calderas de condensación en el mercado están preparadas, para consumir biometano y hasta un 20% de hidrógeno, sin hacer ninguna modificación en la caldera. Hoy por hoy es la mejor solución que ha entrado en el mercado, incentivado por la Unión Europea, desbancando por ineficiente a las famosas aerotermias ó bombas de calor sólo eléctricas.



Hibridación con caldera de gas renovable preparada para Biometano y un 20% de hidrógeno

La energía como ventaja competitiva: eficiencia, almacenamiento y alianzas para un nuevo escenario





La transición energética se ha convertido en un reto de competitividad para las empresas. Ya no se trata únicamente de incorporar generación renovable, sino de tomar decisiones que conecten consumo, costes, tecnología, regulación y objetivos de negocio. La energía se ha convertido en una variable operativa, financiera y estratégica. Exige análisis, anticipación y capacidad de ejecución. En ese contexto, Emececuadrado trabaja para transformar la complejidad energética en decisiones útiles, combinando ingeniería, conocimiento del mercado y una visión integral que permite acompañar proyectos desde su definición hasta su operación.

Esta visión ha marcado la participación de la compañía en **Intersolar Europe 2026**, uno de los principales encuentros internacionales del sector, un espacio para contrastar tendencias, conocer soluciones tecnológicas y mantener reuniones con actores relevantes. Pero, sobre todo, ha permitido reforzar una idea que ya está definiendo el rumbo del mercado: el valor energético no dependerá únicamente de generar más, sino de integrar mejor generación, consumo, flexibilidad y gestión. En un sistema cada vez más electrificado, la capacidad para coordinar esas variables será determinante.

Alianza estratégica

En el marco de Intersolar, **Emececuadrado** ha formalizado una alianza estratégica con **LONGi Solar Europe** para impulsar el despliegue de 30 MW de almacenamiento stand alone, con una inversión estimada de entre 6 y 9 millones de euros. El acuerdo contempla sistemas BESS destinados tanto a la hibridación de plantas renovables como a proyectos de autoconsumo, dos ámbitos con una relevancia creciente en la evolución del sistema energético. La alianza responde a una visión compartida: el almacenamiento no debe entenderse como un elemento accesorio, sino como una infraestructura clave para aportar flexibilidad, mejorar el aprovechamiento de la generación renovable y ampliar las posibilidades de operación de cada instalación.

El acuerdo con **LONGi Solar Europe** refuerza la capacidad de **Emececuadrado** para abordar proyectos de almacenamiento de mayor alcance, con una propuesta que integra análisis, ingeniería, ejecución, legalización y seguimiento operativo. La colaboración une la experiencia tecnológica de un fabricante de referencia con el conocimiento de la compañía sobre las necesidades concretas de empresas, promotores y administraciones. Esa combinación es especialmente relevante en un mercado donde la tecnología avanza con rapidez, pero donde los proyectos solo generan valor cuando se adaptan a una realidad de consumo, a una estrategia económica y a un modelo de operación definido.

La eficiencia energética ocupa un lugar central en esta manera de entender la transición. No como una actuación previa, aislada o limitada a la reducción de consumos, sino como el criterio que permite decidir mejor. Antes de incorporar nueva generación, almacenamiento o sistemas de control, es necesario comprender el comportamiento energético de una organización: qué procesos concentran la demanda, dónde se producen los picos, qué consumos son estructurales, cuáles son evitables y qué margen de flexibilidad existe. La eficiencia aporta esa lectura inicial y convierte la inversión energética en una decisión fundamentada, medible y alineada con la actividad de cada empresa.





Almacenamiento

Desde esa perspectiva, el almacenamiento adquiere una dimensión más estratégica. Su utilidad no depende únicamente de la capacidad instalada, sino de su integración dentro de una arquitectura energética completa. La relación entre generación fotovoltaica, perfil de consumo, potencia demandada, precios, estrategia de compra y objetivos de descarbonización determina el diseño de cada proyecto. Un BESS puede aportar valor mediante distintas lógicas operativas, pero no existe una respuesta válida para todos los casos. El reto consiste en identificar dónde genera mayor impacto, qué configuración resulta más adecuada y cómo debe gestionarse para que la inversión responda a objetivos concretos.

Esta forma de abordar los proyectos exige ir más allá de la selección de equipos. El almacenamiento requiere análisis de viabilidad, ingeniería de detalle, criterios de seguridad, sistemas de protección, integración con la instalación existente, estrategia de control, coordinación administrativa y seguimiento posterior. Cada una de estas fases condiciona el resultado final. Por ello, Emececuadrado plantea el desarrollo de soluciones BESS desde un enfoque integral, en el que la ingeniería no actúa como un trámite, sino como el elemento que conecta tecnología, operación y retorno. El objetivo es que cada proyecto sea técnicamente sólido y económicamente coherente. El objetivo no es perseguir la novedad tecnológica, sino desplegar infraestructuras útiles, escalables y operables, capaces de sostener decisiones de inversión con criterios técnicos, económicos y ambientales verificables a largo plazo.

La misma lógica se aplica al autoconsumo fotovoltaico. Su evolución ha consolidado una nueva manera de relacionar a las empresas con su energía, pero también ha elevado el nivel de exigencia técnica. Ya no basta con dimensionar una instalación a partir de la superficie disponible o de un consumo anual agregado. Es necesario analizar perfiles horarios, evolución prevista de la demanda, condicionantes de red, modelo de contratación y posibilidades de integración con otras soluciones. La incorporación de almacenamiento amplía las alternativas disponibles, pero también obliga a diseñar con mayor precisión. La rentabilidad depende cada vez más de la calidad de las decisiones previas.

En este escenario, la digitalización y la monitorización resultan decisivas. Los proyectos energéticos necesitan datos fiables para ser diseñados, operados y mejorados. La información sobre consumos, generación, potencias, incidencias y comportamiento de los equipos permite evaluar el rendimiento real de cada solución y ajustar su funcionamiento. La monitorización no es únicamente una herramienta de control; es una fuente de conocimiento para la toma de decisiones. Aporta trazabilidad, facilita la detección de desviaciones y permite identificar oportunidades de mejora en un contexto donde los mercados, los hábitos de consumo y las necesidades operativas evolucionan constantemente.

Eficiencia y flexibilidad

La complejidad del sistema energético exige, además, una mirada que conecte tecnología y mercado. La electrificación de procesos, la volatilidad de precios, la evolución regulatoria, el desarrollo de nuevos esquemas de autoconsumo y el despliegue del almacenamiento están modificando la forma en que las empresas planifican su energía. Las decisiones ya no pueden tomarse de forma independiente. Eficiencia, generación, compra de energía, flexibilidad, ayudas y gestión de la demanda deben formar parte de una misma estrategia. El reto no es incorporar todas las tecnologías disponibles, sino seleccionar aquellas que mejor respondan a las necesidades y al momento de cada organización.

Grupo Emececuadrado desarrolla esta propuesta desde una vocación clara de servicio técnico y acompañamiento. La compañía trabaja con empresas y administraciones que necesitan transformar sus desafíos energéticos en proyectos viables, ejecutables y orientados a resultados. Su papel consiste en aportar criterio, capacidad de coordinación y una visión global que reduzca incertidumbre. En un sector marcado por la velocidad de la innovación, contar con un socio capaz de integrar múltiples variables se ha convertido en un factor diferencial para avanzar con seguridad.

El despliegue previsto de 30 MW de almacenamiento stand alone junto a **LONGi** representa un paso relevante dentro de esta trayectoria. No se trata únicamente de ampliar una línea de actividad, sino de reforzar una capacidad necesaria para el sistema energético que viene: desarrollar soluciones capaces de aportar flexibilidad, competitividad y mayor control sobre la energía. **Emececuadrado** continuará trabajando para que la eficiencia, el almacenamiento y las alianzas tecnológicas se traduzcan en valor tangible para sus clientes. Porque la transición energética no se resuelve con una única tecnología, sino con decisiones bien conectadas, proyectos bien ejecutados y una visión capaz de convertir innovación en resultados.

Redexis en Extremadura: infraestructura sólida para una transición energética real



La transición energética se juega también en las infraestructuras ya existentes. Extremadura, con una fuerte vocación agroindustrial y uno de los mayores potenciales de biometano de España, está llamada a desempeñar un papel protagonista en el desarrollo de los gases renovables. **Redexis** lleva más de una década operando la infraestructura que permite que el gas natural, y cada vez más el biometano, lleguen a los municipios, a la industria y a los hogares extremeños.

Una red consolidada al servicio del territorio

Actualmente, la red de distribución de gas de **Redexis** en la región suma 330 kilómetros, y da servicio a 51 municipios -con presencia en Mérida, Miajadas y Moraleja, entre otras localidades- y a cerca de 16.000 puntos de suministro entre viviendas, comercios e industrias. Son cifras que reflejan no solo la magnitud de la red, sino su carácter capilar: se extiende de manera uniforme a todo el territorio.

Su verdadero valor está en lo que permite: garantizar un suministro fiable y continuo a procesos industriales que no admiten interrupciones, ofrecer una alternativa energética competitiva allí donde otras soluciones resultan más costosas o complejas de implantar y, cada vez más, servir de puerta de entrada al biometano, una solución 100 % renovable que puede inyectarse en la misma infraestructura a partir de residuos agrícolas y ganaderos, constituyendo una verdadera economía circular.

El biometano, una oportunidad de desarrollo

El biometano nace de una dificultad muy extendida en el mundo rural: la gestión de residuos y subproductos agroindustriales, agrícolas y ganaderos que, si no se gestionan adecuadamente, generan emisiones difusas de metano -un gas con un efecto invernadero entre 25 y 28 veces superior al del CO_2 y contaminación de acuíferos por nitratos. La solución pasa por desarrollar infraestructuras de gestión regulada, como las plantas de digestión anaerobia, capaces de capturar ese metano para producir biometano e inyectarlo directamente en la red de distribución, sustituyendo gas fósil importado por energía renovable local. El proceso genera además digestato, un fertilizante orgánico mineralizado que es inodoro, aporta nitrógeno en una forma más asimilable para las plantas, reduce las emisiones de amoniaco y disminuye la dependencia de fertilizantes inorgánicos.

España cuenta con el tercer mayor potencial de producción de biometano de Europa: según Sedigas, podría alcanzar 163 TWh anuales, suficientes para cubrir cerca del 45 % de la demanda nacional de gas natural. La realidad actual es muy inferior a ese potencial, aunque avanza con rapidez: durante 2025 el número de plantas operativas pasó de 12 a 25, y las previsiones de Sedigas apuntan a que podrían llegar a 46 a finales de 2026, con una capacidad conjunta cercana a 4,6 TWh anuales; de cara a 2030, el sector prevé alcanzar unos 22 TWh anuales. Extremadura es la sexta comunidad autónoma con mayor potencial de producción de biometano de España, con 12,7 TWh anua-



les -el 7,8 % del potencial nacional-, según Sedigas. Como señaló entonces Joan Batalla, presidente de Sedigas, el desarrollo del biometano en la región está "íntimamente ligado al mundo rural", ya que son los residuos ganaderos y agrícolas su principal materia prima, lo que se traduciría en mayor riqueza para la economía regional.

Redexis aborda este desafío a través de **Redexis Renovables**, dedicada al desarrollo de gases renovables. La compañía opera ya tres plantas de biometano (Almazán, en Soria, y Lorca y Los Alcázares, en Murcia) y cuenta con más de 20 proyectos adicionales en distintas fases de tramitación, en Extremadura, Aragón, Castilla y León, Andalucía y Castilla-La Mancha. En Extremadura, uno de estos proyectos es BioRed Vegas Altas, ubicado en el paraje de Cerro de la Cruz, en Miajadas. El proyecto, actualmente se encuentra en fase de tramitación ambiental y prevé iniciar su construcción en 2028.

Además de producir energía renovable, este tipo de instalaciones contribuye a fijar actividad económica en el entorno rural, generar empleo local y ofrecer una solución sostenible para la gestión de los residuos del campo. La experiencia acumulada permitirá replicar futuras plantas allí donde exista disponibilidad de desechos orgánicos del sector agrario y agroindustrial.

En paralelo, **Redexis** participa activamente en plataformas e iniciativas sectoriales orientadas a acelerar esa transformación: la plataforma "Gas Verde Sí", constituida junto a otras compañías del sector gasista y asociaciones agrícolas e industriales, trabaja para eliminar barreras normativas y para que el biometano sea reconocido como lo que es, una energía renovable, local y ya disponible. La compañía también forma parte de SOI H2 ALEX, la primera asociación dedicada al hidrógeno verde en la región transfronteriza entre Extremadura y el Alentejo portugués, y colabora con el Clúster de la Energía en Extremadura y con la Mesa de Hidrógeno de la región.

Una apuesta con impacto en el territorio

Redexis ha invertido cerca de 20 millones de euros en Extremadura desde 2015. La compañía da servicio al tejido industrial de la región. En Mérida, donde se concentra buena parte de su actividad de distribución, destacan el Hospital de Mérida y el Consorcio Oleícola Extremeño, con su planta de cogeneración. Redexis impulsa además la movilidad sostenible a través de la estación de servicio de gas de Trujillo.

Esa apuesta se traduce también en proyectos industriales concretos, como el desarrollado para Grupo CONESA, con tres instalaciones solares de autoconsumo en la región: el centro de Agraz, en Villafranco del Guadiana (1.046 kWp), la planta de Conesa Vegas Altas, en Miajadas (506 kWp), y Conesa Astex, también en Villafranco (192 kWp). En conjunto, evitan más de 640 toneladas de CO_2 al año. Para Javier Migoya, director de Expansión de Redexis, el proyecto convierte a la compañía en "proveedor clave de soluciones energéticas avanzadas para la industria agroalimentaria" en la región.



Con una infraestructura consolidada y una creciente apuesta por los gases renovables, **Redexis** continúa reforzando su compromiso con Extremadura. La compañía trabaja para que la transición energética no sea solo un objetivo de futuro, sino una realidad capaz de generar competitividad, empleo y sostenibilidad en el territorio.



Javier del Fraile

Director Comercial de **Contigo Energía**

"El autoconsumo fotovoltaico constituye una herramienta de competitividad financiera indispensable para el tejido productivo de Extremadura"

¿Cuáles son las principales diferencias que, para un cliente, sea particular o empresarial, aporta Contigo Energía frente a otros operadores del mercado?

Contigo Energía destaca en el mercado energético por una propuesta de valor fundamentada en la especialización nativa, el acompañamiento continuo y la verticalidad del servicio. A diferencia de los operadores tradicionales que han añadido soluciones de sostenibilidad de manera reactiva o puramente comercial a sus carteras, nuestra identidad ha estado ligada al origen 100% renovable desde nuestro nacimiento hace ya dos décadas, acompañando a nuestros clientes desde el suministro de energía verde hasta la gestión activa de su consumo y producción, con el autoconsumo fotovoltaico.

Recientemente, al unificar toda nuestra actividad bajo el sello único de **Contigo Energía**, hemos reforzado nuestra vocación original: situar al cliente en el centro de la transición verde y ofrecerle un modelo que combina comercialización, autoconsumo y soluciones de eficiencia energética bajo un mismo enfoque.

Para un consumidor, ya sea residencial o corporativo, esto se traduce en tres pilares diferenciales nítidos:

-Transparencia y honestidad técnica: Como comercializadora de energía 100% renovable, ofrecemos tarifas transparentes y un acompañamiento continuo en la gestión del suministro. Esto nos permite entender en profundidad los patrones de consumo de cada cliente y trasladar ese conocimiento al diseño de soluciones de autoconsumo ajustadas a la realidad, sin sobredimensionamientos.

-Modelo integral "Llave en mano": Asumimos la gestión absoluta del proyecto. Esto abarca desde la ingeniería inicial, cuando realizamos un estudio minucioso de las curvas de carga reales para ofrecer la solución óptima que garantice el menor periodo de amortización, dirección de obra, tramitación de licencias municipales y legalización industrial, hasta la gestión activa de subvenciones autonómicas y estatales.

-Gestión inteligente de excedentes: Al ser también comercializadora, mediante nuestra Tarifa Batería Virtual, permitimos que tanto hogares como empresas acumulen económicamente el valor de los excedentes energéticos que no consumen en tiempo real, utilizándolos para reducir a cero el término de consumo de la factura o compensar segundas residencias de manera eficiente.

En el tema del autoconsumo ha existido mucho intrusismo y cierta confusión. ¿Cómo ayuda vuestra empresa y su experiencia de muchos años a un cliente que quiera dar el paso hacia el autoconsumo?

Es innegable que el auge fotovoltaico de los últimos años atrajo al sector a múltiples actores temporales carentes de la cualificación técnica y de la solvencia financiera necesarias. Esto ha generado cierta confusión y desconfianza en el mercado debido a instalaciones deficientes o, peor aún, a la desaparición del soporte postventa. Frente a este fenómeno, la veteranía de **Contigo Energía** actúa como un aval definitivo de seguridad.

Una instalación fotovoltaica es una inversión patrimonial diseñada para operar de manera óptima durante más de 25 o 30 años. Por ello, la elección del partner energético no debe basarse solo en el coste de instalación inicial, sino en la certeza de que esa organización seguirá respondiendo en el futuro.

Aportamos rigor metodológico basado en nuestra dilatada experiencia: seleccionamos exclusivamente componentes de primer nivel (Tier 1) con garantías extendidas, dominamos los complejos canales de distribución y gestión de permisos para acortar los plazos de activación de la compensación de excedentes, y proporcionamos un servicio de monitorización continua que asegura que el rendimiento real coincida exactamente con las proyecciones de ahorro prometidas.

Extremadura cuenta con un perfil empresarial dominado por pymes y cooperativas agrarias. ¿La solución del autoconsumo les puede suponer un importante ahorro de costes a medio y largo plazo?

Sin lugar a dudas. Para el tejido productivo de Extremadura, fuertemente vinculado al sector agroalimentario, como almazaras, bodegas y cooperativas de regadío, la factura eléctrica representa uno de los costes



Instalación de Contigo Energía
Carpas Viñuela (San Pedro de Mérida (Badajoz) - 32,76 kWp)



Instalación de Contigo Energía
Surocer (Zalamea de la Serena (Badajoz) - 35,64 kWp)

operativos más elevados y volátiles. El autoconsumo fotovoltaico constituye una herramienta de competitividad financiera indispensable y estructural.

La gran ventaja del perfil empresarial extremeño es la excelente sincronización de sus curvas de carga: la actividad de procesamiento, bombeo e industrialización se concentra mayoritariamente durante las horas diurnas. Esto significa que la producción de los paneles solares coincide con los picos de demanda de la empresa, logrando un índice de autoconsumo directo sumamente elevado que no requiere de costosas inversiones en almacenamiento físico para ser rentable.

A medio y largo plazo, estimamos que las pymes y cooperativas agrarias con perfiles de producción optimizados en horas solares pueden alcanzar entre un 50% y un 70% de reducción potencial en el término variable de su factura eléctrica. Además de este beneficio económico inmediato, la planta fotovoltaica fija un coste de generación constante para las próximas décadas, inmunizando a la pyme ante choques energéticos y revalorizando el producto agropecuario en mercados internacionales gracias a la reducción certificada de la huella de carbono.

La aerotermia comienza a ser cada vez más conocida. ¿Qué ventajas aporta como solución energética?

La aerotermia se está consolidando firmemente como el sistema de climatización de referencia para la edificación sostenible. Es una tecnología limpia fundamentada en bombas de calor de alta eficiencia que extraen hasta el 77% de la energía térmica presente de forma gratuita en el aire exterior, utilizándola para generar calefacción en invierno, refrigeración en verano y agua caliente sanitaria (ACS) durante todo el año.

Su rendimiento es excepcional: por cada kilovatio-hora (kWh) eléctrico que consume el equipo, este devuelve una media de 4 kWh de potencia térmica utilizable, lo que supone cuadruplicar la eficiencia de cualquier sistema tradicional de resistencia (un 400% de eficiencia media).

Entre sus principales ventajas destacan la unificación de sistemas, sustituyendo la necesidad de calderas de combustibles fósiles (gas o gasóleo) y termos eléctricos por un único equipo centralizado, lo que simplifica drásticamente el mantenimiento y erradica los riesgos de combustión en el inmueble.

Asimismo, presenta una hibridación perfecta con el autoconsumo solar incorporando baterías al sistema, al alimentar el compresor de la bomba de calor con los excedentes generados por las placas solares durante el día, el coste de climatización pasa a ser marginal, brindando la máxima independencia energética del usuario.

Las ventas de coches eléctricos, sobre todo de híbridos enchufables, siguen en aumento. ¿Para un perfil de hogares dominado por casas independientes como el de Extremadura qué soluciones ofrece Contigo Energía en este área?

La morfología residencial de Extremadura, caracterizada por una elevada proporción de viviendas unifamiliares, chalets y casas unifamiliares de pueblo con garaje o espacio propio, ofrece el ecosistema idóneo para la adopción masiva del vehículo eléctrico. Disponer de un punto de estacionamiento privado permite efectuar el 90% de las recargas en el hogar, que es donde resulta técnica y económicamente más óptimo.

En **Contigo Energía** aportamos soluciones específicas concebidas para esta tipología residencial. Instalamos puntos de recarga inteligentes dotados de balanceo dinámico de potencia, un mecanismo de seguridad que mide el consumo instantáneo de la vivienda y modula la energía enviada al vehículo, evitando interrupciones de suministro si se conectan otros electrodomésticos de forma simultánea.

Pero la verdadera clave radica en la integración fotovoltaica: nuestros equipos permiten configurar modos de carga que utilizan exclusivamente los excedentes solares de la instalación de autoconsumo fotovoltaica. De este modo, el conductor recarga su vehículo con energía limpia autoproducida a coste cero, consiguiendo un ahorro medio aproximado de 975 euros anuales frente a los carburantes tradicionales y logrando amortizar la infraestructura de manera extraordinariamente rápida.

El futuro de la región pasa inevitablemente por la descentralización, la electrificación inteligente y la soberanía energética. En **Contigo Energía** continuamos desplegando nuestra experiencia y cercanía para asegurar que cada ciudadano, agricultor y empresario extremeño sea el verdadero protagonista y beneficiario de esta revolución verde.

Porque el mañana de la energía sostenible empieza, hoy más que nunca, **Contigo**.

Hay otra forma de entender la energía



Una forma más cercana. Más transparente. Más humana

Hay quienes entienden la energía como un servicio. Nosotros creemos que es una relación.

Porque detrás de cada contrato hay una familia, un pequeño negocio, una segunda residencia o el sueño de alguien que acaba de abrir las puertas de su comercio.

Por eso tenemos claro que la energía no empieza en un contador. Empieza mucho antes: en la **confianza.**

En **CHC Energía** llevamos más de **15 años** demostrando que existe otra forma de hacer las cosas. Una forma basada en escuchar, asesorar y acompañar a cada cliente para que tome la mejor decisión para su hogar o su negocio.



Hoy son

+300.000

clientes los que confían en nosotros para suministrar la energía de sus hogares y negocios.

Una confianza que no damos por sentada y que nos impulsa a seguir creciendo sin perder aquello que nos hace diferentes: el trato humano.

Creemos que la energía no debería ser complicada.

Por eso trabajamos para ofrecer soluciones sencillas, precios competitivos y un asesoramiento personalizado que permita a cada cliente encontrar la opción que mejor se adapta a sus necesidades. Sin artificios. Sin promesas difíciles de entender. Con claridad y honestidad.

Nuestra forma de entender la energía también nos ha llevado a estar donde queremos estar: cerca de las personas.

Estamos presentes en municipios pequeños, zonas rurales y ciudades donde la atención personal sigue marcando la diferencia.

Esa cercanía se refleja también en nuestra red de delegaciones comerciales, colaboradores y oficinas, formada por profesionales que viven en el territorio, entienden a cada cliente y construyen relaciones basadas en la confianza.

Pero en CHC Energía queremos ir un paso más allá.

Por eso impulsamos iniciativas que ayudan a dinamizar la economía local y fortalecer el tejido comercial de nuestros municipios al tiempo que impulsamos el deporte local.



¿Cómo lo hacemos? Un ejemplo es nuestra **Red de Comercios Locales**, un proyecto que convierte cada nueva contratación en una oportunidad para el comercio de proximidad, devolviendo valor al establecimiento que recomendó a ese nuevo cliente.

Porque la energía también puede servir para hacer crecer nuestros barrios y nuestras ciudades.

Apoyamos a quienes dan lo mejor

Nuestra manera de entender la relación con los clientes tampoco termina cuando se firma un contrato. Nos gusta sorprender, agradecer su confianza y estar presentes en los pequeños momentos que hacen especial el día a día.

Por ello, **apostamos por el deporte local,** apoyando y patrocinando equipos como el Club Polideportivo Cacereño, el Club Deportivo Don Benito, la Escuela de Fútbol de Don Benito, A.D.Granja Futsal o el Club Polideportivo Gran Maestre, aquí en Extremadura.



Desde acuerdos con empresas locales hasta promociones o experiencias, pasando por el apoyo al deporte base buscamos siempre **aportar valor añadido por formar parte de la familia CHC Energía.**

Porque sí, hablamos de **familia**. No como un eslogan, sino como una forma de trabajar. Escuchando. Acompañando. Buscando soluciones. Estando cerca cuando más se necesita.

En un sector en constante evolución, seguimos mirando al futuro con la misma ilusión con la que comenzamos hace más de quince años: ofrecer una energía cercana, transparente y de confianza.

Porque para nosotros la energía no solo mueve hogares y empresas. También mueve personas, impulsa negocios y fortalece comunidades.

Y esa seguirá siendo, siempre, **nuestra mejor energía.**

Eiffage Energía Sistemas: liderazgo y compromiso con la transición energética







Eiffage Energía Sistemas, filial del **Grupo Eiffage**, se ha consolidado como un referente en infraestructuras energéticas y soluciones sostenibles. Con una cifra de negocio de 1.259 millones de euros en 2025, la compañía mantiene una trayectoria de crecimiento sostenido respaldada por una estrategia basada en la diversificación de actividades, la excelencia técnica y el desarrollo de soluciones sostenibles que contribuyen a acelerar la descarbonización de la economía.

Diversificación y presencia territorial

El **Grupo Eiffage Energía Sistemas** estructura su actividad en torno a seis grandes áreas de actividad: energías renovables; redes; control, instalaciones y reformas; construcción; mantenimiento; y electromedicina. Esta amplia cobertura permite ofrecer soluciones integrales a lo largo de todo el ciclo de vida de los proyectos, desde la ingeniería y el diseño hasta la ejecución, operación y mantenimiento.

La compañía cuenta con un equipo de más de 6.000 profesionales altamente cualificados y una sólida implantación nacional a través de más de 65 delegaciones distribuidas por todo el territorio español. Esta estructura garantiza proximidad al cliente, capacidad de respuesta y un profundo conocimiento de las particularidades de cada territorio.

En 2025, la empresa reforzó su presencia en el mercado español con la incorporación de siete nuevas filiales: R&M, Ebrofrío, Proteknia Fire, Supra, Algenia, Inmotechnia y M3i Controls, ampliando sus capacidades en ámbitos estratégicos.

Expansión internacional y proyección global

Eiffage Energía Sistemas trasciende el mercado nacional con filiales operativas en Chile, Perú, México, Jamaica, Colombia, Italia e Irlanda, participando en proyectos energéticos de gran envergadura en Latinoamérica y Europa.

Esta presencia internacional se ve respaldada por el reconocimiento del ranking WikiSolar, que sitúa a la compañía como la tercera empresa EPC del mundo y la primera de Europa en energía solar fotovoltaica. Asimismo, ocupa la cuarta posición mundial en operación y mantenimiento (O&M) de plantas fotovoltaicas, consolidando su liderazgo internacional en el ámbito de las energías renovables.

Compromiso con la transición ecológica

La sostenibilidad es un pilar estratégico de **Eiffage Energía Sistemas**, alineada con la hoja de ruta del **Grupo Eiffage** hacia la descarbonización. Pionera en el sector, fue de las primeras empresas en calcular su huella de carbono y publicar un informe detallado de emisiones GEI.

Su objetivo para 2030 es ambicioso: reducir un 46% las emisiones internas y un 30% las externas, a través de eficiencia energética, innovación, digitalización y materiales sostenibles. Un compromiso que, además de su impacto ambiental, supone un claro valor diferencial frente a la creciente demanda de soluciones de economía verde.

Innovación

La capacidad de innovación es otro de los motores de crecimiento de **Eiffage Energía Sistemas**. La compañía integra en sus proyectos las tecnologías más avanzadas en digitalización, automatización, inteligencia artificial y eficiencia energética, apostando por soluciones que optimizan el rendimiento de las instalaciones, reducen costes operativos y minimizan el impacto ambiental.

Un socio estratégico

Eiffage Energía Sistemas se posiciona hoy como un socio estratégico para afrontar los grandes retos del sector energético, aportando experiencia, solvencia técnica y una visión clara hacia un modelo sostenible y resiliente. Su enfoque integral, junto con su fuerte compromiso con la transición ecológica, le permite liderar con responsabilidad y eficacia los cambios estructurales que requiere el nuevo paradigma energético.

Proyectos destacados en 2026

Durante 2026, **Eiffage Energía Sistemas** continúa desarrollando proyectos estratégicos que refuerzan su posicionamiento en infraestructuras energéticas, energías renovables y soluciones tecnológicas avanzadas.

En Valencia, la compañía participa en el primer centro de datos de NxN Data Centers, una instalación de 6.500 m², 6 MW de capacidad y certificación BREEAM Excellent, diseñada bajo criterios Net Zero y preparada para aplicaciones de inteligencia artificial y supercomputación. En esta misma comunidad, la compañía ha ejecutado las instalaciones del Roig Arena, uno de los recintos multifuncionales más avanzados de Europa.

En Castilla y León, la empresa ejecuta en modalidad EPC las plantas fotovoltaicas Valle 3 y Valle 4 (330 MW totales) en Wamba, Valladolid, cuya entrada en operación está prevista para 2027. A esto se suman dos grandes proyectos eólicos de Capital Energy en la misma región.

Por su parte, Electromedical, filial especializada en electromedicina, ha desarrollado con apoyo del CDTI el proyecto SESPIRD™: un calibrador dinámico de espirómetros que democratiza el diagnóstico de enfermedades respiratorias como el asma o la EPOC.

MITECO concede 5,4 millones de euros en subvención al proyecto Piroliva CH4 de Troil Vegas Altas en Valdetorres



El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO), a través del Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE), ha otorgado 20 millones de euros provenientes de fondos NextGenEU del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR) a 11 proyectos, enmarcados en la segunda convocatoria del programa **RENOCOGEN 2**, para sustituir los combustibles fósiles por renovables en plantas de cogeneración.

Uno de los proyectos seleccionados es el que promueve **Troil Vegas Altas** en Valdetorres (Badajoz), bajo el nombre de **Piroliva CH4**. El proyecto contará con 1.364 KW de potencia elécctrica y 7.000 de potencia térmica. La ayuda concedida por MITECO asciende a 5,44 millones se euros.

La planta de **Troil Vegas Altas** en Valterrores trata los subproductos procedentes de las almazaras de sus socios para producir tanto energía eléctrica como hueso de aceituna para biomasa como aceite de orujo de oliva crudo.

El objetivo de esta línea de ayudas, la segunda de sus características es favorecer la autonomía estratégica y energética del sistema y reducir costes y dependencia de los combustibles fósiles en la industria. De este modo, se estima que la convocatoria repercutirá en un ahorro de más de 34 millones en el sistema eléctrico, lo que supone una ratio de ahorro respecto al coste de las ayudas de 1,7 euros por cada euro invertido.

Asimismo, a través de estos proyectos se incentivará la instalación de 21,3 MW de potencia eléctrica, y 17,3 MW de potencia térmica producidos con renovables.

La mayoría de los expedientes seleccionados optan por la solar fotovoltaica (8) como fuente energética de reemplazo de los combustibles fósiles. Otros dos proyectos se han decantado por el uso de biomasa y el proyecto restante elige una combinación de fotovoltaica e hidrotermia como vector energético de sustitución.



Texto: **César Enrique Saavedra** CEO de **ETERGY**

ETERGY: energía extremeña para impulsar el futuro de nuestra tierra

ETERGY es una PYME que demuestra que es posible crecer desde Extremadura para ofrecer un servicio de alcance nacional sin renunciar a las raíces. Nacida en 2019 y con sede en Los Santos de Maimona, nuestra comercializadora de energía es hoy un ejemplo de cómo el talento, la cercanía y la apuesta por el territorio pueden convertirse en un motor de desarrollo económico. Un modelo de crecimiento que ha sido reconocido con el Premio Expoenergea 2026 al Emprendimiento y con la selección de **ETERGY** como empresa CEPYME500 2026, distinciones que avalan nuestro potencial de crecimiento, nuestra capacidad de innovación y nuestro compromiso con la creación de empleo.

Desde nuestras instalaciones trabajamos cada día para clientes de toda España, ofreciendo soluciones personalizadas en electricidad, gas y telecomunicaciones, adaptadas a las necesidades de hogares, autónomos, empresas y grandes consumidores. Creemos que la mejor tarifa es aquella que responde a la realidad de cada cliente, con un asesoramiento cercano, transparente y profesional.

Pero nuestro compromiso va mucho más allá del suministro energético. En **ETERGY** entendemos que una empresa también tiene la responsabilidad de generar oportunidades allí donde nace. Por eso seguimos creciendo tanto en equipo humano como en infraestructuras, creando empleo estable y de calidad que permite a muchas familias desarrollar su proyecto de vida en Extremadura, contribuyendo a fijar población y evitando que el talento tenga que buscar oportunidades fuera de nuestra región.



Nuestra trayectoria confirma que Extremadura cuenta con las condiciones necesarias para convertirse en un referente empresarial e industrial. Apostar por empresas extremeñas como **ETERGY** es apostar por un modelo económico que genera riqueza, empleo y valor añadido desde el territorio para todo el país.

Seguiremos creciendo con la misma convicción con la que empezamos en 2019: demostrar que desde Extremadura se puede competir al máximo nivel, ofreciendo un servicio excelente y contribuyendo, al mismo tiempo, al desarrollo de nuestra tierra.

Bornay: energía propia para un campo que no puede detenerse





En una explotación agrícola o ganadera, la energía no es un elemento accesorio. Es la que permite extraer y distribuir agua, mantener la refrigeración, conservar alimentos y medicamentos, iluminar instalaciones, alimentar cercados eléctricos, utilizar maquinaria, controlar la temperatura de las naves o gestionar remotamente los equipos.

Cuando el suministro falla, no se apaga únicamente una bombilla. Puede detenerse una bomba, perderse una producción, deteriorarse un alimento o quedar comprometido el bienestar de los animales.

Por eso, hablar de energías renovables en el mundo rural ya no significa solamente hablar de sostenibilidad. Significa hablar de autonomía, de continuidad y de capacidad de respuesta.

Del consumo energético a la autonomía

Durante décadas, muchas instalaciones rurales han dependido de largas extensiones de cableado, grupos electrógenos y combustibles que deben transportarse y almacenarse. En otras ocasiones, la distancia respecto de la red eléctrica ha limitado directamente el desarrollo de una finca o ha encarecido cualquier ampliación.

Hoy, la combinación de energía minieólica, paneles fotovoltaicos, baterías y sistemas inteligentes de gestión permite plantear una alternativa diferente: producir la energía cerca del lugar en el que se consume.

No existe una única configuración válida para todas las explotaciones. Algunas necesitan bombear agua durante determinadas horas. Otras requieren suministro permanente para cámaras frigoríficas, sistemas de ordeño, ventilación o iluminación. También las hay que ya están conectadas a la red, pero buscan reducir su dependencia y disponer de respaldo ante posibles interrupciones.

La clave está en analizar cada necesidad y combinar adecuadamente los recursos disponibles.

Cuando el sol y el viento trabajan juntos

La energía solar y la eólica no tienen por qué competir. Pueden complementarse. Una instalación híbrida aprovecha la radiación solar durante las horas centrales del día y la fuerza del viento cuando las condiciones son más favorables, incluso durante la noche. La energía producida puede consumirse directamente, almacenarse en baterías o gestionarse mediante sistemas de control.

Esta complementariedad resulta especialmente interesante en entornos rurales, donde la actividad no siempre coincide con las horas de mayor producción solar. Los animales necesitan agua y ventilación con independencia del horario; los sistemas de conservación no pueden detenerse durante la noche; y una bomba de riego debe funcionar cuando lo requiere la explotación.

Bornay ha participado en instalaciones muy diferentes que demuestran esta capacidad de adaptación. Por ejemplo, en una explotación agrícola de Estados Unidos, un aerogenerador Bornay 6000 completa el sistema energético de la granja. En Cancún, México, una solución mixta combina un aerogenerador de pequeña potencia con veinte paneles solares. En un cortijo de Cádiz, la instalación incorpora producción fotovoltaica, acumulación en baterías, inversor, monitorización remota y un grupo electrógeno para atender emergencias o consumos extraordinarios.

La continuidad también es productividad

La autosuficiencia energética no implica necesariamente desconectarse por completo de la red. Significa tener mayor control sobre el suministro y reducir la vulnerabilidad de la explotación.

Un sistema renovable puede diseñarse para trabajar de forma aislada, complementar la red existente o mantener determinados consumos esenciales cuando se produce una interrupción. También puede ampliarse progresivamente a medida que crecen la finca, la cabaña ganadera o las necesidades de producción.

Esta lógica modular permite comenzar con una aplicación concreta -el bombeo de agua, la iluminación de una nave o la alimentación de un sistema de vigilancia- y añadir posteriormente nuevos equipos, baterías o fuentes de generación.

Energía renovable con raíces en el territorio

En regiones con una fuerte presencia agrícola y ganadera, la transición energética debe traducirse en soluciones útiles, comprensibles y adaptadas al terreno.

No se trata de instalar tecnología por instalarla, sino de resolver problemas concretos: llevar agua a una parcela, reducir el consumo de combustible, mantener operativa una explotación, ampliar una instalación alejada o proteger los procesos más sensibles.

El futuro del campo dependerá de muchos factores: el agua disponible, la digitalización, la rentabilidad, el relevo generacional y la adaptación climática. Pero todos ellos necesitan energía. Una energía producida cerca, combinada de forma inteligente y dimensionada según las necesidades de cada explotación puede ofrecer al mundo rural algo más que electricidad: puede darle independencia, estabilidad y capacidad para seguir avanzando.

Y allí donde llegan el sol y el viento, puede comenzar también una nueva forma de autonomía.

www.bornay.com

Pitarch Grupo Empresarial

Redes inteligentes, inversión y desarrollo local: construyendo el futuro energético de nuestro territorio







El sector energético continúa evolucionando a gran velocidad impulsado por la electrificación de la economía, la integración masiva de energías renovables, el desarrollo de nuevas tecnologías de almacenamiento y la transformación digital de las infraestructuras eléctricas. En este contexto, las empresas distribuidoras desempeñan un papel esencial para garantizar un suministro seguro, eficiente y sostenible, capaz de responder a las nuevas necesidades de consumidores, empresas y administraciones.

En **Pitarch Grupo Empresarial** mantenemos nuestro firme compromiso con una transición energética responsable, basada en la innovación, la sostenibilidad y la mejora continua de nuestras redes e instalaciones. Nuestra vocación sigue siendo contribuir al desarrollo económico y social de Extremadura mediante la modernización de las infraestructuras energéticas que prestan servicio a miles de ciudadanos y empresas de nuestro entorno.

La digitalización de las redes de distribución constituye uno de los principales ejes de esta transformación. La incorporación de sistemas avanzados de supervisión, automatización, telecomunicaciones y análisis de datos permite disponer de una información más precisa y en tiempo real sobre el estado de las instalaciones, mejorando la capacidad de gestión y respuesta ante cualquier incidencia. Estas tecnologías contribuyen además a optimizar la operación de la red, incrementar la calidad del suministro y facilitar la integración de nuevas instalaciones de generación renovable y de autoconsumo.

Este proceso de transformación ha venido acompañado de un importante esfuerzo inversor. Durante los últimos cinco años, las empresas del grupo han ejecutado inversiones superiores a los 40 millones de euros destinadas a la ampliación, modernización y digitalización de las redes eléctricas, al refuerzo de las infraestructuras existentes, a la mejora de la calidad del suministro y a la incorporación de nuevas herramientas tecnológicas para la gestión eficiente de los activos. Estas actuaciones han permitido fortalecer la capacidad de adaptación de nuestras redes ante los retos derivados de la transición energética y de la creciente electrificación de la economía.

Efecto positivo

Además de su impacto sobre las infraestructuras, estas inversiones han generado un efecto positivo directo sobre la economía local. Prácticamente la totalidad de los proyectos ejecutados durante este periodo han sido desarrollados por proveedores, contratistas y empresas colaboradoras de nuestro entorno más cercano, contribuyendo a la creación de actividad económica, empleo especializado y oportunidades de crecimiento para el tejido empresarial de la región. Este modelo de desarrollo nos permite combinar la mejora continua de nuestros servicios con la generación de valor compartido para el territorio en el que desarrollamos nuestra actividad.

En este contexto, la cercanía al territorio y el conocimiento de las necesidades locales se convierten en elementos diferenciales para las empresas distribuidoras. En nuestro grupo empresarial trabajamos para anticipar la evolución de la demanda eléctrica, facilitando la conexión de nuevos suministros y apoyando la electrificación de sectores clave como la industria, la movilidad o los servicios. Nuestro modelo de gestión combina planificación técnica, inversión sostenida y atención directa a nuestros usuarios, con el objetivo de ofrecer un servicio fiable, ágil y adaptado a los retos actuales, contribuyendo así a reforzar la competitividad de nuestro entorno y a impulsar un desarrollo energético equilibrado y sostenible.

Desde **Pitarch Grupo Empresarial** seguiremos trabajando con la misma determinación con la que lo hemos hecho durante casi un siglo, combinando experiencia, cercanía e innovación para impulsar un modelo energético más eficiente, sostenible y comprometido con el desarrollo de nuestro territorio. Nuestro objetivo continúa siendo aportar valor en la prestación de nuestros servicios, contribuyendo a construir un futuro energético más seguro, más digital y preparado para los desafíos de las próximas décadas.

El sector productor de pellets español producirá 630.000 tn en 2026 para un consumo nacional de 700.000 tn



La producción prevista en Extremadura este año será de 25.000 tn

La **Asociación Española de la Biomasa (AVEBIOM)** ha publicado el Informe PELLETS 2026, documento estadístico que recoge la evolución de la producción, el consumo, la capacidad industrial, la certificación ENplus®, los formatos de venta, los flujos comerciales y la distribución territorial del mercado español del pellet de madera.

El informe, elaborado con datos recabados por AVEBIOM durante junio de 2026, estima que España contará este año con 63 plantas de pellet operativas, con una capacidad máxima teórica de 1,86 millones de toneladas anuales y una producción prevista de 630.000 toneladas. Esta cifra supondría una recuperación respecto a las 574.000 toneladas producidas en 2025, después del ajuste registrado tras el fuerte tensionamiento del mercado energético en 2022 y la posterior acumulación de producto en fábrica y almacenes de distribución.

Según los datos del informe de AVEBIOM, la producción prevista en la Comunidad de Extremadura en 2026 será de 25.000 toneladas. La capacidad máxima teórica actual de producción en la región sería de 40.000 tn anuales, a la espera de la entrada en el mercado de la nueva planta de Sierra de Gata.

Por regiones

En 2025, Castilla y León concentró el 32,4 % de la producción nacional de pellet, seguida de Cataluña, con el 20 %, y Galicia, con el 7,1 %. En producción certificada ENplus®, Castilla y León refuerza su liderazgo, con el 35,6 % del total nacional, seguida por Cataluña, con el 17 %, y Galicia, con el 10,9 %.

En capacidad máxima teórica, Castilla y León representa el 26,2 % del total nacional, seguida de Castilla-La Mancha, Andalucía, Aragón, Galicia y Cataluña, todas ellas por encima del 10 % o en el entorno de ese umbral.

En 2025, España importó 70.000 toneladas de pellet, procedentes prácticamente en su totalidad de Portugal, y exportó 164.218 toneladas, principalmente a Francia e Italia. El sector nacional dispone de capacidad para cubrir una mayor demanda interna, especialmente en instalaciones térmicas donde el pellet puede sustituir combustibles fósiles como gasóleo, gas natural o propano.

Formatos de venta

En cuanto a los formatos de venta, el pellet ensacado sigue siendo mayoritario, con el 61,9 % del mercado, mientras que el granel alcanza el 24,6 % y el big-bag el 13,5 %. Esta distribución confirma el peso del consumo doméstico asociado a estufas, aunque la presencia de formatos a granel y big-bag refleja también el uso de pellet en calderas para edificios, pequeñas redes de calor, sector servicios e industrias.

"El pellet, junto con otras biomasas, es la solución renovable más competitiva para calefacción doméstica, edificios públicos, pymes como demuestra nuestra comparativa de precios semestrales con datos de Eurostat. Los pellets son una alternativa madura y disponible para sustituir gasóleo o gas", señala Pablo Rodero, presidente del Consejo Europeo del Pellet y responsable de certificación en AVEBIOM.

"Tenemos industria, tenemos calidad certificada y tenemos recurso. Lo importante es que las políticas energéticas reconozcan el papel de la biomasa sólida en la desfosilización del calor", concluye Rodero.

MARLE
EXPLOTACIONES FORESTALES S.L.

OFRECE SERVICIOS INTEGRALES EN TODAS SUS ACTIVIDADES:
GESTIÓN DE RESIDUOS NO PELIGROSOS Y PLANTA DE CLASIFICADO DE ASTILLA.



Astillado de madera reciclada



Planta de clasificado de astilla

Empresa Extremeña, con más de 30 años de antigüedad, dedicándose desde sus inicios a todas las actividades relacionadas con la Explotación Forestal, Agrícola e Industrial, potenciando ésta última en los últimos años tanto por la biomasa como por el reciclado.

EXPLOTACIONES FORESTALES MARLE **EN CIFRAS**

29.000 **tn/residuos/año**

GESTIÓN DE RESIDUOS NO PELIGROSOS

Contamos con dos plantas autorizadas para la Valorización de Residuos No Peligrosos. Una sita en Gévora (Badajoz) con una superficie para el desarrollo de la actividad de 115.000 m^2 y, la otra en Mérida (Badajoz) cuya superficie es de 54.703 m^2.

Principalmente nuestra actividad se basa en la Gestión de Biomasa Industrial, procedente de la que se genera en las actuaciones de las podas municipales y de particulares, así como la Gestión de Madera contando con todos los códigos L.E.R. autorizado para la gestión de esta.

Los servicios que ofrecemos se adaptan a las necesidades del cliente, como por ejemplo:

- Descarga del material en nuestras instalaciones.
- Carga y transporte con camiones multilift con pulpo desde las instalaciones del cliente a centro gestor.
- Alquiler y retirada de contenedores.
- Servicio de pretriturado insitu, por un equipo formado por pretrituradoras móviles y, palas cargadoras dotada de pinzas y cazo, utilizada tanto en la alimentación de material para la pretrituradora, como en la carga en nuestros camiones para el posterior traslado a nuestras instalaciones.

Una vez que el material está en nuestras plantas, se realiza el pesaje en las basculas que disponemos en ambas plantas procediendo a la clasificación del material en los diferentes boxes de clasificado, donde se separan del residuo principal metales, plástico, cartón, etc., para que posteriormente dicho residuos se pretritura o trituran según necesidad, es en este proceso donde se refina el residuo ya que cuentan con un imantador dejando el material limpio.

Contamos con una gran experiencia en la Gestión de Residuos trabajando con grandes empresas del sector industrial agroalimentario, madereros, de la construcción,... realizando más de 25 plantas fotovoltaicas en los últimos dos años, tanto en Extremadura como en Andalucía.

PLANTA DE CLASIFICADO DE ASTILLA

Las instalaciones de Gévora están adaptadas para la elaboración de la astilla con el siguiente proceso:

Procedencia.

Las fuentes principales, son fustes de que no cumplen con los estándares exigidos para el aserradero. Principalmente provenientes de pinos, que son llevados a nuestras instalaciones. Una vez en ellas, se apilan según el grado de humedad y, posteriormente se procesan para su secado natural.

Astillado y clasificado.

Una vez seca la madera, el paso siguiente es el Astillado.

El material resultante pasa por una criba, que clasifica la astilla según su tamaño, y la deposita en los diferentes boxes habilitados a tal efecto, mediante cintas transportadoras.

Tamaño de la Astilla y Destino.

Según los diferentes tamaños de la astilla resultante, ésta se clasifica en: MICRO-ASTILLA, P-16, G-30 Y P-65, de menor a mayor tamaño. Será el tamaño el que decida el destino de esta, pudiendo ser para: granjas de animales, calderas caloríficas, secaderos, piscinas climatizadas, etc.

Cualidades de la Astilla.

Nuestra Astilla es de alta calidad, con un gran poder calorífico y un grado de humedad por debajo del 25%.

CENTRO LOGISTICO Y DE TRANSFORMACION

Todos los trabajos son realizados por nuestro personal de plantilla, contando con maquinaria especializada para ello. Disponemos de transporte propio autorizado contando con 445 códigos L.E.R. diferentes. Actualmente disponemos de una flota de 26 camiones, incluido un conjunto euromodular (dúo-trailers).

Actualmente, disponemos de los siguientes **Certificados de Cadena de Custodia:**

Certificado para la gestión de Biomasa Sostenible establecidos en la normativa SURE y Certificados de Calidad según las ISO 9001, ISO 14001 Y ISO 45001.



Texto: **Juan Jesús Ramos**, AVEBIOM (Asociación Española de la Biomasa)

Extremadura refuerza su posición como referente en bioenergía

En Extremadura utilizan biomasa para calefacción alrededor de 60.000 hogares, casi un 10% del total de viviendas en la región

Extremadura llega a 2026 con una posición destacada en el aprovechamiento energético de la biomasa agroforestal. La combinación de recursos procedentes de sus montes, dehesas, cultivos e industrias agroalimentarias convierte a Extremadura en uno de los territorios con mayor capacidad para generar energía renovable, actividad económica y empleo rural a partir de recursos locales.

La tercera planta bioeléctrica funcionando en Extremadura

En diciembre de 2025 comenzó a producir energía eléctrica renovable y a inyectarla a la red la planta de biomasa de ACCIONA ubicada en Logrosán (Cáceres). Es una planta de 49,9 MW eléctricos que tiene previsto producir, con subproductos agroforestales, alrededor de 380 GWh/año, que equivaldría al abastecimiento de algo más de 100.000 hogares.

Se estima que consumirá 275.000 toneladas de biomasa anualmente; la mayor parte procedente del monte, potenciando así una gestión forestal activa que reducirá la carga de combustible y la virulencia de los incendios, si llegaran a producirse. También utilizará biomasa procedente de subproductos y restos de los sectores del olivar, la viña, los frutales y la horticultura.

Esta planta, en su máximo nivel de producción evitará la emisión de más de 187.000 tm eq. de CO_2 anuales a la atmósfera, una cifra equivalente a retirar de las calles unos 40.000 vehículos de combustión.

Extremadura con tres bioeléctricas en funcionamiento, la de ACCIONA en Miajadas (Cáceres) con 15 MWe, la planta de MAGNON-ENCE de Mérida (Badajoz), con 20 MWe y la de Logrosán (Cáceres), está en posiciones de cabeza en el ranquin de potencia eléctrica instalada con biomasa en España, con una producción estimada de 630 GWh/año, evitando el consumo de 54.600 tep (toneladas equivalentes de petróleo). Esta energía renovable sería equivalente al consumo eléctrico de cerca de 120.000 habitantes y evitaría la emisión de unas 240.000 toneladas de CO□ equivalente al año.

Mucho más que una planta de generación eléctrica

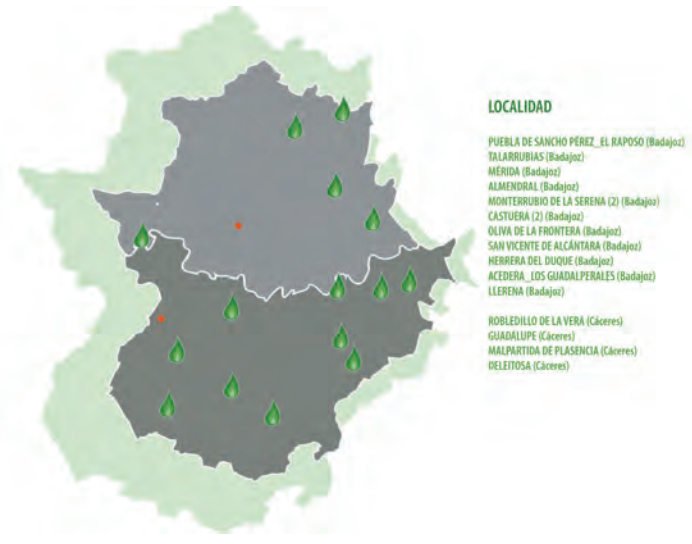
La biomasa es una fuente de energía gestionable, capaz de operar de forma continuada y ser un excelente complemento a otras renovables no gestionables o apoyo en momentos de picos de demanda, por lo que aporta inercia y estabilidad a la red.

Además, el impacto económico y territorial también es significativo. La actividad de estas plantas genera trabajos de recogida, acopio, acondicionamiento y transporte de biomasa, en la mayoría de los casos realizados por empresas y proveedores locales. Según las estimaciones manejadas por AVEBIOM, el conjunto de la actividad podría sostener cerca de 700 empleos directos, indirectos e inducidos, reforzando el papel de la bioenergía como motor de desarrollo en zonas rurales.

La biomasa en el ámbito residencial

La biomasa térmica tiene también un peso notable en los hogares extremeños. En Extremadura utilizan biomasa para calefacción alrededor de 60.000 hogares, casi un 10% del total de viviendas en la Comunidad Autónoma, que se distribuyen un 76% en zonas rurales y un 24% en zonas urbanas. El consumo residencial se apoya principalmente en leña, pellet, astilla y hueso de aceituna. Las estimaciones apuntan a un consumo anual aproximado de 80.000 tm de leña, unas 40.000 tm de pellets, 8.000 tm de hueso de aceituna y 1.500 toneladas de astilla.

La biomasa forma parte de la cultura energética de muchas familias, especialmente en municipios pequeños y zonas rurales, donde existe disponibilidad de recurso, espacio para almacenamiento y una relación directa con el monte y la actividad agroforestal. Al mismo tiempo, las chimeneas y equipos



Mapa de las Redes de Calor y Frío (Sistema Urbanos de Calefacción y Refrigeración) con biomasa en Extremadura



Entrada de tabaco en un centro de recepción para realizar el proceso de secado en La Vera (Cáceres)

tradicionales van dando paso a soluciones más eficientes, automatizadas y con mejores prestaciones ambientales.

La biomasa en la industria

En el ámbito industrial, la biomasa tiene un papel destacado en sectores muy ligados al territorio extremeño como el secado de tabaco, las almazaras, la industria del corcho y otras actividades agroalimentarias que requieren calor de proceso como panaderías, bodegas, industrias cárnicas, queserías o fábricas de piensos.

El Observatorio de la Biomasa de AVEBIOM tiene registrados 46 secaderos de tabaco con una potencia acumulada con biomasa de 205 MW, además de instalaciones en almazaras, extractoras y empresas agroalimentarias. La industria del corcho es otro ejemplo de uso de la biomasa en Extremadura, donde se emplea habitualmente para generar el calor necesario en los cocederos.

La biomasa en edificios del sector público

El sector público y los servicios también avanzan en la incorporación de biomasa. Decenas de ayuntamientos, centros educativos, residencias de mayores, piscinas climatizadas, hospitales y edificios de uso social o cultural cuentan ya con instalaciones térmicas renovables, aunque el margen de crecimiento sigue siendo amplio.

Las administraciones deberán avanzar en la descarbonización de los edificios de titularidad pública en las próximas décadas, de acuerdo a la Directiva Europea de Eficiencia Energética en Edificios [EPBD], pues están obligados a alcanzar el estándar de cero emisiones a partir de 2028 y todo el parque inmobiliario público existente deberá estar totalmente descarbonizado para el año 2050.

Apertura de la planta de pellet en Villasbuenas de Gata (Cáceres)

La empresa Biomasa Sierra de Gata, nuevo asociado de AVEBIOM, ultima los detalles para iniciar la producción de una planta de producción de pellets de madera en Villasbuenas de Gata (Cáceres). La planta está diseñada con una capacidad de producción anual entorno a las 40.000 toneladas y la materia prima forestal provendrá de los montes de la Sierra de Gata y Hurdes. El proyecto permitirá la creación de más de 15 empleos directos y se espera que genere y consolide 80 empleos indirectos en actividades como la gestión forestal, el transporte y servicios auxiliares.

Tipología edificación	Nº Centros con biomasa	Nº de Centros existentes
Edificio Consistorial (Ayuntamiento)	11	388
Piscinas deportivas climatizadas	11	26
Residencias de Mayores	26	258
Centros de Enseñanza NO Universitaria	58	867
Edificios AGS (Administración-Gestión-Servicios)	6	No evaluado
Edificios LECS (Lúdico-Educativo-Cultural-Social)	14	No evaluado
Hospitales	2	30

Datos del Observatorio de la biomasa de AVEBIOM en Extremadura

Biogás y biometano: un gran potencial por desarrollar

La región no cuenta todavía con plantas de biometano operativas con inyección a red, pero sí existen plantas de biogás ligadas a la depuración, como la EDAR de Almendralejo, donde el biogás generado en la digestión anaerobia de los fangos se utiliza para producir calor y electricidad para autoconsumo.

El interés por esta tecnología está creciendo y la Junta de Extremadura tramita ya 18 proyectos, entre los cuales hay plantas de biometano como la promovida en Miajadas, en información pública en 2026, y otras vinculadas al aprovechamiento de subproductos agroganaderos y agroindustriales.

Y es que Extremadura dispone de subproductos procedentes de la ganadería, el olivar, la industria agroalimentaria -vino, queso, cultivos hortícolas- y de la gestión de lodos de depuradora. De hecho, es la quinta comunidad con mayor potencial de generación de biometano en España, con una capacidad teórica superior a su actual consumo de gas.

Extremadura ya es fuerte en biomasa sólida y puede ampliar esa posición con buenos proyectos de biogás y biometano.



Centro Logístico de Biomasa de EXVER en Navalmoral de la Mata (Cáceres)



Texto:
Maribel Cotolí Cáceres
Ingeniera Industrial de **Arram Consultores SL**

Baterías de almacenamiento: claves para elegir la configuración adecuada según normativa y aplicación

El almacenamiento energético mediante baterías se ha consolidado como un componente clave en la transición energética y la gestión de redes eléctricas más flexibles. Sin embargo, no todas las soluciones de almacenamiento son iguales. A la hora de diseñar e implantar una instalación de baterías, existen múltiples factores técnicos y normativos que condicionan su rendimiento, viabilidad económica y prioridad de operación.

Una de las primeras decisiones clave es el tipo de contenedor que albergará las baterías y si éste incluye o no los inversores integrados. Los sistemas de almacenamiento modulares tipo contenedor con inversores integrados presentan la ventaja de ofrecer soluciones compactas, preinstaladas y listas para su conexión, lo que simplifica la logística, el montaje en campo y la integración en proyectos. Esta modalidad, cada vez más popular entre fabricantes líderes, reduce los riesgos técnicos asociados a la interoperabilidad y acorta los plazos de puesta en marcha. Se podría decir, incluso, que es la única opción a elegir en aquellos proyectos con problemas de espacio, sobre todo eligiendo al fabricante adecuado. Sin embargo, su principal inconveniente radica en la posible dependencia tecnológica del fabricante (vendor lock-in), que puede limitar futuras ampliaciones o adaptaciones.

Por el contrario, los sistemas en los que los inversores se ubican fuera del contenedor permiten una mayor versatilidad en el diseño del sistema y una adaptación más fácil a distintas topologías de red o estrategias de operación. Esta alternativa, más abierta, es ideal para proyectos que requieren un alto grado de personalización o para operadores que prefieren mantener el control sobre los distintos elementos del sistema. No obstante, requiere mayor complejidad en la ingeniería y más espacio físico, además de una planificación más cuidadosa para garantizar la compatibilidad entre los distintos equipos.

Además, el hecho de que los inversores se sitúen fuera del contenedor de baterías implica que la instalación eléctrica entre ambos elementos debe realizarse en corriente continua (DC), lo que introduce consideraciones técnicas específicas. A diferencia de las conexiones en corriente alterna (AC), propia de plantas de almacenamiento con inversores integrados, las líneas de DC requieren un diseño cuidadoso en cuanto a distancias, secciones de cableado, protección contra sobretensiones y coordinación de equipos de desconexión. Aunque esta configuración ofrece mayor libertad para seleccionar y dimensionar el inversor de forma independiente, también supone una mayor complejidad en campo, tanto en la ingeniería como en la puesta en marcha. Además, la operación en DC entre contenedor e inversor implica una supervisión más estricta de la seguridad eléctrica,





Ejemplo de planta de almacenamiento STAND ALONE,
con contenedores de baterías de 2 horas de almacenamiento e inversores integrados

especialmente en lo relativo a las corrientes de fuga, el aislamiento y la detección de fallos a tierra.

Capacidad temporal

Otro elemento decisivo es la capacidad temporal del sistema: es decir, cuántas horas puede operar la batería a su potencia nominal. En el contexto regulatorio actual, y bajo el marco del Real Decreto 1183/2020, las instalaciones con al menos 2 horas de almacenamiento comienzan a ser consideradas como gestionables, lo que les otorga ciertas ventajas operativas. Sin embargo, son los sistemas con una duración de 4 horas los que están llamados a tener un papel protagonista. La regulación actual y las futuras subastas contemplan dar prioridad de despacho a las instalaciones hibridadas con almacenamiento que puedan garantizar esta autonomía de 4 horas, consolidando así su atractivo para proyectos renovables con mayor penetración en el mercado.

El Real Decreto-ley 7/2025, aprobado por el Gobierno en junio, proponía medidas ambiciosas para reforzar esta visión, como la prioridad de despacho para sistemas híbridos, la exención de evaluación ambiental o la declaración de utilidad pública para instalaciones de almacenamiento. No obstante, dicho real decreto-ley no fue convalidado por el Congreso el 22 de julio de 2025, por lo que todas estas medidas han quedado sin efecto y no son actualmente aplicables. La normativa vigente sigue siendo, por tanto, la que se deriva del RD 1183/2020 y de la normativa comunitaria.

Esta capacidad de almacenamiento no solo es relevante desde el punto de vista normativo, sino también técnico y económico. Las baterías de 2 horas pueden ser suficientes para aplicaciones como la regulación de frecuencia o la estabilización de red, pero en escenarios de arbitraje energético, integración de renovables o gestión de picos de demanda, la opción de 4 horas ofrece un margen de operación mucho más amplio y rentable. A pesar de su mayor coste inicial, la tendencia del sector apunta claramente hacia este tipo de soluciones de mayor capacidad.

Modelos de implantación

En relación con la integración del sistema en el entorno energético, existen dos grandes modelos de implantación: el almacenamiento hibridado con instalaciones de generación renovable y el almacenamiento stand-alone o conectado de forma independiente a la red. En el primer caso, el sistema de baterías comparte punto de conexión con una planta fotovoltaica o eólica, y puede alimentarse directamente de la energía generada. Esta configuración, amparada también por el RD 1183/2020, simplifica los trámites administrativos y permite aprovechar al máximo la energía excedentaria, contribuyendo a un mayor grado de autosuficiencia energética. Aunque el RDL 7/2025 iba a reforzar estas ventajas con nuevas medidas de tramitación preferente y simplificación ambiental, su rechazo en el Congreso ha dejado vigente el marco anterior.

Por otro lado, los sistemas stand-alone no dependen de ninguna fuente renovable propia y se conectan directamente a la red. Su principal ventaja es la libertad operativa: permiten cargar y descargar según las condiciones del mercado eléctrico, siendo muy útiles en esquemas de arbitraje, regulación de frecuencia o participación en mercados de capacidad. A pesar de esta flexibilidad, estos sistemas suelen tener menor prioridad de despacho y no cuentan con los beneficios regulatorios que sí se otorgan a las instalaciones híbridas.

En ambos casos, la evolución normativa tanto en España como en la Unión Europea avanza hacia una mayor integración del almacenamiento como actor esencial del sistema eléctrico. La nueva Directiva europea sobre baterías (UE 2023/1542), así como el Reglamento de emergencia sobre aceleración de renovables (UE 2022/2577), refuerzan el papel del almacenamiento como solución prioritaria, al tiempo que establecen requisitos más exigentes en materia de seguridad, trazabilidad, huella de carbono y reciclaje.

En definitiva, la elección entre uno u otro tipo de batería no puede hacerse de forma aislada. Factores como la integración del inversor, la duración del sistema, el tipo de operación (híbrida o independiente), así como el cumplimiento de la normativa vigente, deben formar parte de una estrategia técnica y económica bien alineada con los objetivos del proyecto. Contar con el asesoramiento adecuado y una visión clara del marco regulatorio permitirá a promotores y clientes invertir en soluciones robustas, rentables y preparadas para el futuro energético europeo, por ello, desde **ARRAM** estamos dispuestos a ayudarte, ya que si algo nos define que es la pasión por lo que hacemos.

Grupo Incalexa integra eficiencia energética e infraestructuras para facilitar nuevos proyectos industriales en Extremadura



Grupo Incalexa presentó el pasado mes de mayo el Escudo Energético 360 (EE360), una solución de eficiencia energética planteada como un servicio diseñado para ayudar a las empresas a optimizar su consumo energético y ganar competitividad sin necesidad de inversión inicial. El modelo es sencillo, **Grupo Incalexa** audita las instalaciones, consumos y procesos para implementar mejoras que pueden incluir soluciones, como autoconsumo fotovoltaico, bomba de calor, recuperación de calor, optimización de sistemas de frío o monitorización energética. Todo ello opera bajo un modelo de "Eficiencia Energética como Servicio" (EEaaS), en el que la empresa abona una cuota mensual financiada directamente con los ahorros obtenidos en su factura energética, sin desembolso inicial, sin deuda y sin asumir riesgo tecnológico. El lanzamiento del EE360 responde a una realidad que **Pablo Cervigón**, Director Comercial de Grupo Incalexa, resumía con claridad: la energía ha dejado de ser un coste fijo, no se trata solo de eficiencia energética, sino de blindar la competitividad industrial a largo plazo.

La llegada de nuevos proyectos industriales a Extremadura está poniendo de manifiesto una realidad que hace apenas unos años pasaba desapercibida: disponer de suelo y financiación ya no garantiza que una inversión pueda materializarse en los plazos previstos. La capacidad de conexión al sistema eléctrico se ha convertido en uno de los principales cuellos de botella para el desarrollo de nuevas instalaciones productivas. Las limitaciones de la red eléctrica y la necesidad de reforzar infraestructuras están retrasando muchos proyectos empresariales e incluso comprometiendo la viabilidad de algunas iniciativas industriales, logísticas o de gran consumo energético. Esta situación afecta especialmente a promotores industriales y empresas electrointensivas, que necesitan conocer desde el inicio si dispondrán del suministro eléctrico que cubra su demanda.

El EE360 sigue siendo una solución eficaz para empresas con acceso a la red que buscan optimizar costes, reducir su dependencia energética y mejorar su competitividad. Se trata de una solución madura, probada y con resultados medibles. Grupo Incalexa va más allá de la ejecución convencional, diseñando y poniendo en servicio infraestructuras críticas que optimizan la gestión de la energía y facilitan el acceso al punto de conexión.

Evaluación inicial y reducción de la incertidumbre

El objetivo es incorporar la variable energética a la planificación desde el primer momento, reduciendo incertidumbres y evitando que la falta de capacidad de la red se convierta en un obstáculo una vez iniciadas las inversiones. Esta capacidad permite acompañar al cliente durante todo el proceso, aportando una visión global que combina ingeniería, construcción y gestión de soluciones energéticas.



Grupo Incalexa dispone de los recursos técnicos y humanos para diseñar, construir y poner en funcionamiento las infraestructuras necesarias, articuladas en tres líneas de actividad concretas: el diseño, la ingeniería y la ejecución de líneas eléctricas de media y alta tensión, que permiten ampliar o reforzar la capacidad de conexión; subestaciones eléctricas adaptadas a las necesidades específicas de cada proyecto industrial y nodo de distribución, que hacen viable la integración de grandes consumos, y soluciones avanzadas de almacenamiento energético con baterías (BESS), capaces de aportar flexibilidad, optimizar el consumo, gestionar picos de demanda y mejorar la disponibilidad energética del cliente en un entorno de red cada vez más congestionado. Estas tres soluciones no son excluyentes entre sí, son complementarias y se escalan según las necesidades de cada proyecto y punto de conexión.

Lo que diferencia a **Grupo Incalexa** no es solo el catálogo de soluciones, sino que reúne estas capacidades desde su condición de empresa extremeña, con equipos propios especializados, experiencia en infraestructuras eléctricas y un profundo conocimiento del territorio y de sus particularidades.

En un contexto donde asegurar la viabilidad del punto de conexión puede resultar tan determinante como la propia inversión industrial, disponer de una solución con capacidad para convertir la viabilidad técnica en una realidad constituye una ventaja competitiva para cualquier proyecto que aspire a implantarse y crecer en Extremadura.



Texto:
María Jara
Cofundadora de **Smallops**

"La valorización de alpechín y alperujo con nanopartículas OPS permite optimizar su uso en biogás y biometano"

El sector oleícola se encuentra en una encrucijada entre la sostenibilidad obligatoria y la rentabilidad necesaria. Lo que tradicionalmente se ha gestionado como un residuo complejo, el alperujo y el alpechín, hoy se posiciona como el precursor de una innovación disruptiva: las nanopartículas OPS. Una tecnología que permite cerrar el círculo del olivar, devolviendo al campo y a la industria una eficiencia energética sin precedentes.

España, líder mundial en producción de aceite de oliva, genera anualmente millones de toneladas de subproductos. El alperujo, con su alta carga orgánica y la presencia de compuestos fenólicos, ha sido históricamente un "cuello de botella" logístico y ambiental para el sector. La ciencia actual permite ver estos residuos no como un desecho, sino como una fuente de carbono y minerales con un potencial tecnológico extraordinario.

La innovación: ¿Qué son las nanopartículas OPS?

En este contexto nace la nanotecnología circular de **Smallops**. El concepto es tan innovador como eficiente: mediante un proceso de síntesis avanzada, se transforman los precursores presentes en el alpechín y el alperujo en nanopartículas de hierro encapsuladas en carbono (OPS). A la vista, es como un polvo negro.

La clave de esta innovación reside en su estructura. Hablamos de partículas de un tamaño microscópico que poseen una gran superficie específica. Esta característica permite que una cantidad mínima de OPS actúe de manera masiva en procesos químicos y biológicos industriales complejos. El carbono funciona como una armadura protectora y conductora, mientras que el núcleo de hierro actúa como el motor reactivo de la partícula.

Ventajas para el sector: Del residuo a la eficiencia energética

La integración de las OPS en el sector oleícola no es solo una mejora ambiental, es una ventaja competitiva directa en tres ejes fundamentales:

1. Optimización del Biogás y Biometano: Muchas almazaras y orujeras han apostado por la digestión anaerobia (DA) para producir energía. Sin embargo, procesar sustratos oleícolas suele generar inestabilidades, inhibiciones y, por ende, un rendimiento pobre en biometano. Las OPS se añaden junto con el sustrato que entra al digestor actuando como un "catalizador inteligente". Gracias a la Transferencia Directa de Electrones (DIET), las OPS facilitan la comunicación entre las bacterias del digestor, acelerando la producción de metano, estabilizando el proceso, evitando las inhibiciones y eliminando el sulfhídrico.

2. Eliminación de pretratamientos costosos: Uno de los grandes frenos para valorizar el alperujo en la DA es la necesidad de tratamientos previos (térmicos o químicos) para hacerlo digerible. La tecnología OPS permite superar estas barreras biológicas sin necesidad de inversiones en maquinaria adicional. Se trata de una solución de fácil implementación que se integra directamente en la línea de producción existente. Gracias a su capacidad para reducir el contenido de polifenoles, plantas de biometano en España ya han logrado batir sus récords históricos de producción. Las OPS permiten el uso de +20% de subproductos del olivar en la mezcla, eliminando por completo la necesidad de cualquier pretratamiento.



3. El retorno al suelo: el fertilizante del futuro: La economía circular no termina en la producción de energía. El residuo final del proceso, el digestato, queda enriquecido con el hierro y el carbono de las nanopartículas. Este digestato se convierte en un fertilizante orgánico de alta calidad, cumpliendo con la normativa vigente y permitiendo devolver al olivar los nutrientes que el árbol utilizó para crear el fruto. Smallops ya ha demostrado que el producto duplica la materia orgánica, N, P y K, y multiplica por 5–7 la biodisponibilidad de microelementos clave en suelo; es decir, mejora la fertilidad real del suelo.

Tras seis años de validación industrial y reconocimientos por parte de organismos internacionales como la World Biogas Association, queda demostrado que el sector oleícola español, con empresas DeepTech como Smallops, puede liderar la revolución de la energía limpia. La valorización del alpechín y el alperujo mediante nanopartículas OPS no es solo una mejora técnica; es la transformación de un desafío ambiental en un activo estratégico.



Texto:
José Mediato Arribas
y **Susana Mª Timón Sánchez**
Instituto Geológico y Minero de España-CN IGME-CSIC

El Programa Nacional de Exploración Minera: el potencial geológico y minero de Extremadura en recursos minerales críticos y estratégicos

La transformación del modelo energético e industrial de nuestra sociedad, impulsada por los objetivos del Pacto Verde Europeo en relación a la descarbonización, electrificación y digitalización, ha provocado un fuerte aumento en la demanda de materias primas minerales consideradas críticas y estratégicas. Estos minerales son fundamentales para producir tecnologías de bajas emisiones de carbono, sistemas de almacenamiento de energía, movilidad eléctrica, infraestructuras digitales, equipamiento aeroespacial y defensa. En este contexto, y con el fin de preservar la correcta operatividad del mercado interior, se aprobó el Reglamento (UE) 2024/1252 de Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de abril de 2024, que establece un marco para garantizar el suministro seguro y sostenible de materias primas fundamentales, conocido como Reglamento de materias fundamentales o CRMA, por sus siglas en inglés.

El Reglamento establece plazos concretos para los procedimientos de autorización de los proyectos de materias primas estratégicas de la Unión Europea, permite a la Comisión y a los Estados miembros (EEMM) reconocer un proyecto como estratégico, exige evaluaciones de riesgos de la cadena de suministro, garantiza el acceso de la UE a las materias primas fundamentales mediante unos parámetros de referencia de extracción, tratamiento, reciclado y diversificación de las fuentes de importación, y demanda, a los EEMM, que dispongan de Planes Nacionales de Exploración Minera (PNEM).

En el caso del Estado español, se ha lanzado el PNEM 2026-2030 como una de las actuaciones prioritarias del I Plan de Acción para la Gestión Sostenible de las Materias Primas Minerales y, además, de contemplar un programa específico para las materias primas fundamentales primarias y los minerales portadores de estas, incluye la valorización de aquellas procedentes de los residuos de extracción.

El PNEM se configura como un instrumento científico-técnico orientado a mejorar el conocimiento sobre los recursos minerales de nuestro país mediante el desarrollo de cuatro grandes líneas generales: 1) procesar e integrar información previa sobre las materias primas fundamentales en bases de datos, tanto para los depósitos minerales como para los residuos de extracción; 2) plantear y ejecutar trabajos de exploración e investigación, según la materia prima mineral y el tipo de yacimiento para definir áreas de interés; 3) mejorar los modelos metalogenéticos de las mineralizaciones, que servirán de guía para descubrir, estudiar y evaluar nuevos yacimientos; 4) e identificar y caracterizar las instalaciones de residuos de extracción que contengan materias primas con valor económico. Además, se contemplan actuaciones transversales para sostenibilidad, gestión de datos, formación y difusión y divulgación científica.



Portada PNEM

Elementos críticos y estratégicos

Los elementos críticos se definen como aquellos de gran importancia económica para la UE y cuyo riesgo de interrupción del suministro por parte de los países productores es elevado. La evaluación de la criticidad se desarrolla periódicamente por la Comisión Europea e integra factores como el valor económico del elemento en cuestión en términos de sus aplicaciones finales y el valor añadido de los sectores de fabricación, la concentración geográfica de la



Mina de La Parrilla en Almoharin (Cáceres)



Mina de Aguablanca (www.minaaguablanca.com)

producción, la estabilidad política de los países productores, o la dificultad de sustitución tecnológica del elemento en cuestión. En marzo de 2023, la CE señaló 34 elementos críticos y además definió 17 elementos estratégicos que son fundamentales para el desarrollo de las tecnologías de la transición energética, digital, espacial y de defensa y con previsiones de un fuerte crecimiento de la demanda.

Entre las materias primas consideradas de mayor interés estratégico destacan el litio, el cobalto, el níquel, las tierras raras, el grafito, el manganeso, el wolframio, el silicio metálico, el antimonio y el fósforo. Estos elementos se utilizan en la fabricación de baterías recargables, en los imanes permanentes de los motores eléctricos y los aerogeneradores, en los paneles fotovoltaicos, en los sistemas electrónicos avanzados, semiconductores y otras aplicaciones relacionadas con la transición energética y digital.

La creciente demanda mundial de estos elementos pone de manifiesto la elevada dependencia de los países europeos respecto a un número reducido de países productores y transformadores. Esta situación representa uno de los principales factores de vulnerabilidad para la competitividad industrial de la UE. Por ello, se han impulsado políticas específicas destinadas a garantizar el abastecimiento de las materias primas minerales porque permitirán conocer, evaluar y gestionar mejor los recursos disponibles.

Con el desarrollo de los programas nacionales de exploración y también con la puesta en marcha de otras actuaciones, como la declaración de proyectos estratégicos en los EEMM, se espera contribuir al objetivo marcado por la UE que consiste en garantizar que en 2030 la extracción, el procesado y el reciclado cubran respectivamente el 10%, 40% y 25% de la demanda interior. En 2025, la CE seleccionó 47 proyectos estratégicos en 13 países, con una inversión estimada de 22.500M€, siete de ellos se ubican en España, tres de ellos en Extremadura: Las Navas, Aguablanca y P6 Metals.

El potencial geológico y minero de Extremadura

Dentro del contexto geológico español, Extremadura constituye una de las regiones con mayor potencial para la exploración de minerales críticos y estratégicos. A lo largo de la historia, la región ha explotado recursos como el hierro, cobre, plomo, cinc, plata, estaño, wolframio, etc. La Comunidad Autónoma se localiza en la Zona Centroibérica y Zona Ossa-Morena del Macizo Ibérico, dos dominios geológicos caracterizados por una compleja evolución tectonomagmática que favoreció el desarrollo de numerosos y variados depósitos minerales.

En la Zona Centroibérica, existen mineralizaciones de estaño, wolframio, fósforo, litio, plomo, cinc, cobre, antimonio y oro genéticamente relacionados con los granitoides que intruyeron durante la Orogenia Varisca. Algunos depósitos se originaron a partir de fluidos generados durante el emplazamiento de los granitoides, mientras que otros se formaron como resultado de la removilización de depósitos exhalativo-sedimentarios preexistentes.

La mayoría de los depósitos de estaño-wolframio relacionados con estos granitoides, contienen scheelita, wolframita, casiterita y venas de cuarzo ricas en sulfuros, stockworks, y depósitos de tipo greisen. También existen depósitos de uranio, en forma de venas intragraníticas y pegmatitas, que pueden contener minerales ricos en berilio, niobio, tantalio, litio y tierras raras. La Zona de Ossa-Morena presenta un gran número de depósitos e indicios minerales, incluyendo hierro, plomo-cinc, cobre, oro, plata, antimonio, níquel, manganeso, wolframio, mercurio, barita, etc., que se formaron mediante procesos muy diferentes durante el Cadomiense y la Orogenia Varisca.

La riqueza mineral de Extremadura, sumada a los trabajos de exploración desarrollados por distintas empresas, han posicionado a la región como líder de proyectos estratégicos reconocidos por la Comisión Europea. La región alberga tres proyectos estratégicos:

-Las Navas, proyecto diseñado por Lithium Iberia para la extracción de litio en Cañaveral (Cáceres).

´-Aguablanca, proyecto liderado por Río Narcea Recursos y enfocado en la extracción y procesado de níquel y cobre, ubicado en Monesterio (Badajoz).

-P6 Metals, iniciativa promovida por Iberian Resources Spain para la reapertura de la mina La Parrilla, enfocada en la extracción y procesado de wolframio en Almoharín (Cáceres).

Extremadura reúne condiciones geológicas favorables para convertirse en una de las principales regiones europeas en la exploración y, en su caso, aprovechamiento sostenible de metales críticos. La integración de conocimiento geológico, innovación tecnológica, sostenibilidad ambiental y planificación territorial permitirá el aprovechamiento de estos recursos dentro de un modelo de minería responsable, sostenible y alineado con los objetivos de autonomía estratégica establecidos por la UE.

Las ventas de coches electrificados en Extremadura crecen un 77% en el primer semestre del 2026



Las matriculaciones de coches diesel en la región ya suponen menos del 3% del total

Las ventas de coches electrificados (eléctricos puros e híbrido enchufable) han dado ya el gran salto en el mercado de ventas de coches nuevos en Extremadura. Según las cifras de ANFAC (fabricantes) y FACONAUTO (concesionarios) del primer semestre del año 2026, entre enero y junio de este año las ventas de coches electrificados suponían el 27% del total del mercado. Una cifra por encima incluso de la media del mercado español en este periodo. Y si sumamos híbridos no enchufables y gas, las ventas de "vehículos alternativos" alcanzaría el 75% en la región.

Las cifras así lo demuestran. Según ANFAC, las ventas de coches electrificados en la región crecieron un 77% entre enero y junio, hasta alcanzar las 1.522 unidades, frente a las 856 unidades en el mismo periodo del año 2025. Por su parte, los coches híbridos no enchufables crecieron un 17% en ventas en este periodo hasta las 2.576 unidades mientras que los de Gas lo hicieron en un 32% hasta las 231 unidades.

Hay que tener en cuenta que las matriculaciones de coches nuevos en el primer semestre del año 2026 en Extremadura fueron de 5.537 unidades, de ellas 3.230 en la provincia de Badajoz y 2.307 en la provincia de Cáceres. Las ventas totales en la provincia cacereña crecieron con mucha más fuerza (23%) que en la provincia de Badajoz (6,4%).

Las ventas de vehículos electrificados (eléctricos e híbridos enchufables, comprendiendo turismos, cuadriciclos, vehículos comerciales e industriales y autobuses) alcanzaron en España en el mes de junio 32.542 unidades, con un aumento del 19,8% respecto a junio de 2025. La cuota de mercado mensual se sitúa en 21,4%, posicionándose los vehículos con enchufe como segunda opción de compra y, por primera vez, las ventas de vehículos electrificados superaron las 30.000 unidades vendidas en un mes. En la primera mitad del año, estos vehículos acumulan 154.271 unidades vendidas, un aumento del 38,8% y el 20% del mercado total.

En cuanto a las matriculaciones de vehículos alternativos (electrificados, híbridos y de gas), suman en el primer semestre 484.928 unidades vendidas. Con un aumento del 19,8% respecto a junio de 2025.

Marcas y modelos

Por marcas y modelos, las cifras de ANFAC también muestran un cambio muy importante el el perfil de coche que se vende en la región. Así, la marca más vendida a nivel regional en el primer semestre del año ha sido Toyota con 552 vehículos, mientras que la segunda marca en ventas ya es la china BYD con 474 unidades, por delante de marcas muy asentadas y con importantes redes de concesionarios en la región. En el global de las ventas, las marcas japonesas y chinas -con mayor peso de coches eléctricos puros e hibrido enchufable- ya suponen en torno al 50% de las ventas en la región.

Para el desarrollo del coche eléctrico, la infraestructura de recarga sigue siendo clave. Según ANFAC, durante el segundo trimestre de 2026 ha aumentado un 2,9%, con la instalación de 1.605 nuevos puntos. La red total de recarga se sitúa así en 56.682 puntos de acceso público en todo el país. Aunque al cierre del segundo trimestre, 17.821 puntos de recarga ya instalados aún no están operativos aún, uno de los grandes inconvenientes actuales. Durante este primer semestre del año 2026, la mejora en la infraestructura de recarga en la Comunidad de Extremadura ha crecido un 1,4% según el último Barómetro de Electromovilidad de ANFAC.



Javier Goikoetxea
CEO de **Next Mobility**

“El gran reto no es solo vender más coches eléctricos, sino construir un ecosistema completo”

¿Cómo valoras el momento actual de la movilidad renovable/eléctrica en el mercado español frente a las expectativas previstas?

El momento actual es positivo, pero todavía insuficiente respecto a las expectativas marcadas hace unos años. La movilidad eléctrica está creciendo, gana cuota y cada vez pesa más en las decisiones de fabricantes, empresas y administraciones, pero el ritmo de adopción en España sigue siendo más lento de lo necesario para una transición energética realmente eficiente.

Los datos muestran que hay evolución: los vehículos electrificados aumentan sus matriculaciones y ANFAC recogía que en marzo de 2026 sus ventas crecieron un 62,5% interanual, hasta alcanzar una cuota del 18,9%. Sin embargo, partimos de una base baja y persisten barreras muy claras: precio, infraestructura de recarga, incertidumbre sobre autonomía real, valor residual, tiempos de carga y ayudas públicas.

España está en una fase de transición, pero no de consolidación. Para que el vehículo eléctrico pase de ser una opción interesante a una alternativa masiva, hacen falta más asequibilidad, una red de recarga verdaderamente viable y una estrategia industrial más sólida. El gran reto no es solo vender más coches eléctricos, sino construir un ecosistema completo: almacenamiento, infraestructura, software, datos, inteligencia artificial, servicios digitales y una industria capaz de competir.

¿Hasta qué punto la gestión y disponibilidad de los puntos de recarga sigue siendo un importante freno para la compra de vehículos eléctricos?

Sigue siendo uno de los principales frenos, junto al precio. Y no solo por una cuestión técnica, sino también psicológica. El usuario puede estar interesado en comprar un eléctrico, pero si no tiene claro dónde va a cargar, cuánto tardará, cuánto le costará o si el punto funcionará cuando llegue, retrasa la decisión.

España ha avanzado en despliegue, pero todavía hay diferencia entre tener puntos instalados y contar con una red realmente útil. Según ANFAC, España alcanzó los 55.077 puntos de recarga pública en el primer trimestre de 2026, tras sumar 2.005 nuevos puntos. Es una evolución positiva, pero aún insuficiente.

El reto es de cantidad, calidad y operatividad. No basta con que un cargador aparezca en un mapa: debe funcionar, tener potencia suficiente, estar bien ubicado, permitir un pago sencillo y ofrecer una experiencia previsible. Además, hay que diferenciar entre recarga privada y pública. La privada será clave para el uso cotidiano, pero no todos los usuarios tienen garaje ni todos los edificios están preparados. En la pública, faltan capilaridad y potencia, especialmente para viajes largos, logística, taxis, VTC o flotas.

En territorios como Extremadura, con mayor dispersión territorial, este reto es aún más relevante. La movilidad eléctrica no puede concentrarse solo en grandes ciudades. Debe funcionar también en rutas interurbanas y zonas donde el vehículo privado o profesional sigue siendo esencial.

En España, entre ellas en Extremadura, hay importantes proyectos de inversión en fabricación de baterías para movilidad eléctrica. ¿Cómo los valoras?

Estos proyectos pueden ser muy positivos porque sitúan a España, y en particular a Extremadura, dentro de una parte esencial de la nueva cadena de valor de la movilidad eléctrica. El vehículo eléctrico no se juega solo en la fábrica de coches, sino también en baterías, almacenamiento, software, gestión energética e industria auxiliar.

El caso de Extremadura es especialmente relevante. La futura gigafactoría de baterías de AESC en Navalmoral de la Mata se anunció con una inversión inicial superior a los 1.000 millones de euros y previsión de inicio de producción en 2026. Además, la Junta firmó en 2025 un acuerdo de reserva de 108 hectáreas para una gigafactoría destinada a baterías LFP.

Este tipo de inversiones puede generar empleo directo e indirecto, atraer proveedores, logística, ingeniería, mantenimiento, formación especializada y actividad auxiliar. También puede reforzar la industrialización de territorios con menor peso manufacturero, conectando energía renovable, suelo disponible, posición geográfica y recursos con una industria de futuro.

Ahora bien, hay que ser prudentes. Muchos grandes proyectos requieren años de tramitación, permisos, financiación, conexión a infraestructuras y adaptación tecnológica. La clave será que estas inversiones no sean plantas aisladas, sino parte de un verdadero ecosistema industrial y energético.

El número de gasolineras crece en Extremadura hasta cerca de 500, con la incógnita del coche eléctrico



El sector de la estaciones de servicio sigue creciendo en región en los últimos años, al igual que lo ha hecho en el resto de España, empujado sobre todo por la apertura de las gasolineras "no atendidas" o "Low cost". Aunque las cifras difieren según la fuente estadística. Mientras la Confederación de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEES), en la que está integrada la extremeña ARESEX, asegura que en la región operan 465 gasolineras (167 en Cáceres y 298 en Badajoz), las cifras de la CNMC difieren al alza. Con datos del 2024, la CNMC asegura que en Extremadura hay abiertas 497 estaciones, de ellas 325 en la provincia de Cáceres y 172 en la de Cáceres. Hace 15 años, según los datos de la CNMC, en la región existían 355 estaciones de servicio.

Un sector que se enfrenta a grandes desafíos en el futuro que tienen que ver principalmente con los cambios producidos en el parque automovilístico, con muy matriculaciones ya en vehículos diesel y un lento despertar de los coches eléctricos puros pero muy constante ya de los híbridos enchufables. Aunque hay que tener en cuenta que por la edad media del parque de vehículos en la región, especialmente en zonas urbanas, el consumo de diésel sigue siendo mayor que en la media nacional.

Según la CNMC, "en nuestro país, al contrario de lo que sucede en la mayoría de los países de la Unión Europea (UE) donde la red de estaciones de servicio se está reduciendo o permanece sin grandes cambios, parece que sigue habiendo potencial de crecimiento, sobre todo en el segmento desatendido.

A 15 de junio de 2025, había en España 12.685 estaciones de servicio operativas. Un 43,8 % eran independientes (no tienen un contrato de suministro en exclusiva con un operador al por mayor de productos petrolíferos). Con el paso del tiempo, las instalaciones independientes han aumentado su porcentaje de participación en el total de la red, en detrimento de las gasolineras de los principales operadores.

En todo caso, en los seis primeros meses de 2025, vemos una disminución del peso de las independientes en la red nacional. Se debe a la compra por parte de Cepsa-Moeve de la red de Ballenoil que, al integrase en el operador, ha perdido su carácter independiente. Si este cambio no se hubiera materializado, el número de estaciones sin contrato de suministro en exclusiva hubiera crecido como ha sucedido a lo largo de la serie histórica.

El número de estaciones de servicio por cada 100.000 habitantes correspondiente al total nacional se situó en 26,3, mientras que el número de estaciones por cada 100 kilómetros cuadrados fue de 2,44. Cuenca y Teruel fueron las provincias con más estaciones por habitante, mientras que Madrid, Barcelona y Alicante, aquellas con más instalaciones por kilómetro cuadrado. La provincia de Cáceres cuenta con 0,88 estaciones de servicios/100 Km2 mientras que la de Badajoz dispone de 1,54 estaciones/100 km^2.

Estaciones independientes

La red española de estaciones independientes está bastante atomizada. En concreto, las estaciones independientes con marca recurrente representaron el 26 % del total de la red independiente (1.440 instalaciones sobre un total de 5.559). El 74 % restante lo conformaron instalaciones sin marca recurrente. Destacó el incremento de las redes de Plenergy y Petroprix (302 y 169 instalaciones, respectivamente). Por su parte, las redes de marcas de hipermercados (Carrefour, Alcampo, Eroski, Leclerc, etc.), que aumentaron significativamente en el periodo 2013-2021, siguen sin grandes cambios.

El 45 % del total de carburantes vendidos en 2024 en el canal de estaciones de servicio se distribuyó a través de la red independiente y el 43 % mediante las redes de los operadores con capacidad de refino en España. El 12 % restante se vendió en instalaciones de otros operadores mayoristas. La venta media anual por instalación de suministro se situó en 2024 en el entorno de los 2,5 millones de litros. La venta de carburantes tradicionales (gasolina 95 y gasóleo A) fue la mayoritaria, representando en 2024 el 91,1 % del total.

La aprobación definitiva de la **doble potencia eléctrica** en el sector agro reducirá un 20% el coste energético de 285.000 has de regadío en Extremadura



Plantación de tomate para industria en las Vegas del Guadiana

La Federación Nacional de Comunidades de Regantes (Fenacore) ha celebrado la consolidación definitiva de la doble potencia eléctrica, una medida que refuerza la capacidad del regadío para protegerse frente a episodios de tensión energética, incluida en el Real Decreto 88/2026, de 11 de febrero.

La Comunidad de Extremadura dispone de unas 285.000 hectáreas de regadío, de las que más del 60% ya utilizan sistemas de riego localizado. Desde el año 2024, es decir, en la última década, la región ha visto aumentar sus regadíos en cerca de 80.000 nuevas hectáreas, a la espera de los proyectos de Monterrubio de la Serena y Tierra de Barros. La mayor parte de la producción final agraria de la región depende de los cultivos industriales de regadío como tomate, arroz, maíz o tabaco así como de leñosas, desde olivar a fruta de hueso o almendro.

La nueva regulación, aprobada en marzo de 2026, confirma definitivamente el derecho de las comunidades de regantes a contratar dos potencias eléctricas distintas a lo largo del año, lo que les permite adaptar el consumo a las temporadas de riego y ahorrar costes eléctricos en su factura.

En un contexto en el que Bruselas estudia medidas para contener el encarecimiento de la electricidad y ha instado a los Estados miembros a reducir al mínimo los impuestos eléctricos ante la volatilidad provocada por la guerra en Oriente Próximo, Fenacore calcula que el regadío podrá recortar en más de un 20% su coste energético. Así, en una comunidad de regantes media, el ahorro anual puede alcanzar los 40.000 euros.

Reivindicación histórica

La medida culmina además una reivindicación histórica del sector, iniciada en 2008, y pone fin a años de prórrogas temporales. Gracias a esta disposición, las comunidades de regantes podrán contratar dos potencias eléctricas diferentes a lo largo del año, adaptando el suministro a la demanda real.

De esta forma, podrán contratar una potencia alta durante la campaña de riego (cuando funcionan bombas y estaciones de elevación), y una potencia mucho más baja el resto del año, evitando pagar potencia innecesaria durante meses en los que se reduce significativamente el consumo.

Fenacore destaca que esta consolidación no solo representa un ahorro significativo, sino que facilita la modernización de los sistemas de riego, eliminando uno de los principales frenos históricos, como es el elevado coste de la energía.

Además, la normativa garantiza que los precios del término de potencia no tendrán incremento respecto de las tarifas de aplicación, y obliga a las compañías eléctricas a ofrecer un canal de atención para consultas de las comunidades.

Durante los últimos años, desde que se aprobó el Real Decreto-Ley 18/2022, de 18 de octubre que incluía esta posibilidad, la medida se pospuso en periodos de 6 meses hasta que las prórrogas expiraron el 31 de diciembre de 2025. La Ley 1/2025, de Prevención de Pérdidas y Desperdicio Alimentario, ya incorporó la posibilidad de doble tarifa, pero era necesario su desarrollo reglamentario para que la medida fuera plenamente operativa.

Este desarrollo se ha materializado ahora con la aprobación del Real Decreto 88/2026, que regula su aplicación en los contratos de acceso a la red.

Para Fenacore, “la aprobación de esta medida, una reivindicación largamente perseguida por el sector, que por fin se convierte en una realidad operativa y estable que beneficia a los regantes, supone un ahorro fundamental para las comunidades, que va a jugar un papel protagonista en el impulso de la modernización de nuestros regadíos, consolidando a España como el país con los regadíos más modernos y eficientes del mundo.”

Pese a la situación actual de bonanza de los pantanos extremeños, tras las abundantes del invierno, lo ocurrido hace apenas tres campañas con limitaciones importantes en determinados cultivos como tomate y arroz por la sequía, muestra la importancia del ahorro en agua.

Extremadura presenta la mayor intensidad de potencia de energías renovables de España: 0,29 MW/ km²



La nueva legislación regional limita su desarrollo en zonas de grandes cultivos de regadío y leñosos, y de valor agronómico

El encaje entre el desarrollo de las energías renovables, la fotovoltaica sobre todo en el caso e la Comunidad de Extremadura, y el sector agrario y ganadero ha encendido un amplio debate en los últimos tres años a nivel nacional. También con la irrupción de la agrivoltaica, cada vez más avanzada en sistemas que permiten compatibilizar los usos renovables con los agroganaderos.

Según el informe trimestral del Observatorio de Energías Renovables elaborado por Opina 360 con datos provisionales de Red Eléctrica, en relación con la superficie, Extremadura presenta la mayor intensidad de potencia verde (0,29 MW/km²), seguida de Galicia (0,27), Murcia (0,26), Navarra (0,24) y Aragón (0,24), mientras que Asturias, Madrid, Baleares, País Vasco y Cantabria se sitúan por debajo de la media nacional (0,20 MW/km²).

En términos de capacidad, las energías renovables cerraron 2025 con 103.558 MW instalados, tras incorporar 11.131 MW adicionales en el año. La fotovoltaica aportó 10.004 MW nuevos (+25,24%), hasta alcanzar 49.632 MW, consolidándose como la principal tecnología renovable por potencia instalada, por delante de la eólica, que sumó 1.116 MW hasta los 33.244 MW. Por comunidades, Andalucía (+2.977 MW) y Castilla y León (+2.974 MW) lideraron el crecimiento de potencia renovable, seguidas de Castilla-La Mancha (1.391 MW), Aragón (1.063 MW) y Extremadura (733 MW). En conjunto, Castilla y León, Andalucía, Castilla-La Mancha, Extremadura y Aragón concentran el 72% de la potencia renovable instalada en España.

La Administración regional, en el que las competencias en materia energética recaen en una consejería liderada por el Partido Popular, y las agrarias y ganaderas liderada por Vox, ha tratado en los últimos meses de encontrar este encaje entre el desarrollo futuro de las renovables y las reivindicaciones de las organizaciones agrarias y ganaderas.

Planificación

El Diario Oficial de Extremadura publicó una resolución de 11 de febrero por la que se da publicidad a las zonas prioritarias para el desarrollo de proyectos de energía solar fotovoltaica en la Comunidad Autónoma de Extremadura. Según la anterior Consejería de Agricultura, "Extremadura ha experimentado en los últimos años una rápida y robusta contribución a la transición energética en España, especialmente en lo que a generación de energía solar fotovoltaica se refiere, impulsada por el elevado recurso solar existente en toda la región".

"Si bien, los beneficios que el despliegue de este tipo de energías renovables están generando son incuestionables, por otro lado, no se trata de energías totalmente inocuas, pues, asumiendo que el espacio es un recurso finito, este tipo de proyectos requiere habitualmente de amplias superficies de terreno, especialmente la energía solar fotovoltaica, lo cual hace necesario contar con una planificación para evitar y minimizar los impactos de estas infraestructuras en los ecosistemas, la biodiversidad y las actividades de producción agrícola tradicional".

Según indicaba la resolución, "de este modo, durante años, los proyectos de energía solar fotovoltaica han venido compitiendo en cierta manera con el sector agrario por el recurso natural del suelo, dada la incompatibilidad de aquellos principalmente con los cultivos leñosos, tales como olivar, vid, frutales, así como en las dehesas".

"La nueva legislación pretende también una actualización de los mapas de acogida que sirvieron en su día de referencia para la instalación de grandes proyectos fotovoltaicos en la región. El acuerdo de Gobierno suscrito por PP y Vox incluía en materia energética este objetivo: El Gobierno de Extremadura asume el compromiso de emplear todos los medios legales y administrativos necesarios para favorecer la no instalación de macroparques fotovoltaicos y eólicos en suelos productivos, en terrenos de uso tradicional -incluidas vías pecuarias- y en aquellos suelos en los que se produzca una afección al patrimonio natural. Añadiendo como factores excluyentes o, en su caso, condicionantes del "Mapa de Capacidad de Acogida" de Extremadura todo suelo productivo y con valor agronómico".

Recarga tu ahorro con Smart Mobility de Iberdrola



DENTRO DE CASA >

Consigue hasta un 90% de ahorro frente a la gasolina.

Disfruta de **500€ de dto. en tus facturas de luz** al instalar tu cargador con Iberdrola.

Infórmate y te contamos cómo Tu punto de Recarga puede salirte GRATIS.

FUERA DE CASA >

Viaja con **la red de recarga pública más grande de España.**

Y si tienes la luz con nosotros, consigue **hasta un 40% de ahorro** para tus recargas con la Tarjeta Iberdrola.



UNIVERSO MUJER

900 24 24 24
iberdrola.es
Puntos de Atención

125 Iberdrola

€CO PRÉSTAMOS

BANCA PUEYO

Financiación de proyectos comprometidos con el ahorro energético, la sostenibilidad y el Medio Ambiente.



€CO PRÉSTAMOS

Tipos de préstamos

PYME y Maquinaria
Rehabilitación y Coche
Comunidad

Dirigido a

- Empresarios y personas jurídicas
- Personas físicas y financiación de hogares
- Comunidades de propietarios

BANCA PUEYO
FUNDADA EN 1890

tú eliges

bancapueyo.es
e-pueyo.com

Banca Pueyo colaborador de la:
fundación JOSÉ MANUEL CALDERÓN