



Resumen de prensa 04/12/2025

4/12/2025

Índice

UNEF

La patronal fotovoltaica UNEF defiende en Murcia que la energía solar y la agricultura son compatibles	4
Cuatro proyectos agrovoltaicos murcianos exponen sus avances en una jornada de la UNEF	5
UNEF analizará las oportunidades de la agrovoltaica el 3 de diciembre en Murcia	7
Agricultores, instituciones, investigadores y empresas comparten en Murcia el potencial de la agrovoltaica	8
El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica	12
El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica	16
El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica	19
El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica	22
El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica	25
Energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica	28
La Comunidad impulsa la energía agrovoltaica para compatibilizar el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica	31
La energía agrovoltaica se abre paso en la Región de Murcia como una vía de ingresos para los agricultores	32
Jornada sobre energía solar y agricultura en Castellón y Valencia	35
Jornada sobre energías renovables para un futuro agrícola más rentable en Castellón y Valencia	36
La agrovoltaica como solución rentable para la producción agrícola bajo placas solares // Declaraciones de José Donoso, Director de UNEF	37
La agrovoltaica podría impulsar la producción agrícola y la rentabilidad en instalaciones fotovoltaicas a partir de 2026	38
En la Región de Murcia el consejero de Medio Ambiente , Juan María Vázquez , participa hasta ahora junto al director general de la Unión Española Fotovoltaica , José Donoso , en la jornada Sol , agua y campo agro voltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente	39
A la altura de un momento histórico: reflexiones sobre el XII Foro Solar de UNEF	40
Statkraft avanza en la tramitación de su primer proyecto híbrido eólico y solar en España	44

LA ENERGIA FOTOVOLTAICA

España alcanzará un millón de tejados solares el próximo 2026	47
GreenYellow despliega en el Puerto de Cádiz su mayor proyecto europeo de frío industrial asociado a autoconsumo fotovoltaico	48

GreenYellow y PTP España impulsan en Cádiz un proyecto de refrigeración industrial de alta eficiencia alimentado con energía solar	51
¿Puede el cableado preensamblado ayudar a maximizar la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos a gran escala?	53
Baterías inteligentes y ciberseguras: el salto tecnológico de Cegasa Energía e Ikerlan	56
El Gobierno aborda la gestión de las ayudas al autoconsumo y al Moves III del PRTR	58
El récord fotovoltaico no dispara la generación renovable	60
Inversores híbridos y almacenamiento inteligente: la apuesta tecnológica de Solplanet en Genera 2025	62
ITP Aero acelera su transición energética con casi 2 MW de autoconsumo desplegados por Edison Next	64
JA Solar aterriza en el mercado del almacenamiento y reúne a referentes de la energía en Chile	66
Las comunidades solares de Factorenergía permiten ahorrar hasta un 50% en la factura eléctrica durante todo el año	70
Las empresas que transforman la energía para que pueda llegar hasta tu casa	72
México apuesta por la flexibilidad dando "ventajas competitivas" a la solar, las baterías y a la gestión avanzada	74
Nueva planta fotovoltaica cooperativa de 2,97 MW refuerza la generación en Lleida	76
Nuevo equipo autónomo y móvil para generar agua potable a partir de la humedad del ambiente 100% solar	78
Osona licita un proyecto fotovoltaico de 1.696 kWp para una planta de residuos	80
Tres investigadores por robar 2.900 metros de cable en una planta fotovoltaica de Valladolid	82

LAS RENOVABLES

El Ejecutivo rebaja la tarifa de la luz para el hidrógeno verde y el coche eléctrico	83
Acciona completa la venta de 440 MW a Odepenergy	84
Acciona Energía cierra la venta de 440 MW eólicos en España a Odepenergy por 530 millones de euros	85
Acciona Energía culmina la venta de 440 MW eólicos a Odepenergy por 530 millones de euros	87
Las energías renovables reducirán el precio de la luz del 4% al 10% en 2026	89
Las renovables cubren el 56,7% de la generación eléctrica en España en noviembre	94
Reganosa se alía con Squadron para gestionar una planta de GNL en Australia	96
Reganosa entra en Oceanía al lograr un contrato para operar y mantener una terminal de gas en Australia	97
ABB amplía su presencia en el mercado eólico, solar y de almacenamiento tras la compra del negocio de electrónica de potencia de Gamesa Electric	99
Abiertas las subastas europeas de hidrógeno, calor industrial y proyectos dotadas con 4.000 millones	101
Autoridad ambiental de Colombia da viabilidad a dos proyectos estratégicos de energía limpia	103
El 56,7% de la producción eléctrica de noviembre en España fue renovable	105

El Govern assigna a l'Urgell 688 MW d'energia solar i 732,2 d'eòlica en el PLATER	107
eRoots Map & VeraGrid: una solució estratègica per nous projectes de renovables, data centers y grandes consumidores	108
Espana y Portugal se libran de la subida de precios en los mercados eléctricos europeos en noviembre	112
Haizeeko, un proyecto para revolucionar la eólica offshore con materiales sostenibles y tecnologías de protección avanzadas	114
La Junta atrae la inversión de una empresa internacional líder en energías renovables	116
La Junta libera 50 millones para contratar energía renovable en centros sanitarios	117
La luz es un 44% más barata que hace un año	118
McDonald's UK firma un innovador PPA a largo plazo para compartir energía	120
Nuevo software universal para el control del avance de la construcción de proyectos	122
Pieralisi y Genia Bioenergy se alían para impulsar la producción de biogás a partir de alpeorajo	124
Portugal certifica els carregadors de Circontrol	126
Prosolia Energy se incorpora a CEOE para "impulsar la descarbonización" del tejido empresarial español	127
Redeia estima que la propuesta de retribución de redes de CNMC es "bastante ajustada"	129
Sungrow y Engie completan los primeros 400 MWh del mayor proyecto de almacenamiento en baterías de Europa	131
TotalEnergies anuncia la jubilación de Javier Sáenz de Jubera tras 46 años en el sector energético	133
Un nuevo mapa de oportunidades para los desarrolladores de energía	135

LAS OTRAS ENERGÍAS

El Gobierno promete bajar la luz hasta un 10% en enero	137
El coste de la operación reforzada tras el apagón asciende a 486 millones	138
Los consumidores pagan 486 millones de más por el gran apagón	139
Red Eléctrica mantendrá la operación reforzada mientras no esté segura de que todo el mundo cumple requisitos de tensión	140
Los costes del sistema eléctrico suben más de un 33% por el modo reforzado	143
Los costes del sistema eléctrico se incrementan casi un 34% en noviembre por el modo reforzado tras el apagón	146
Veolia absorbe 100 marcas locales refuerza un plan de 300 millones anuales para hacerse grande en España	148
Almacenamiento energético: la mejora de la calidad de la red eléctrica en República Checa con el proyecto 'Unanov'	149
El Grupo BMW prevé ahorrar 60 millones de toneladas de CO2e para 2035 en su camino hacia emisiones netas	152
Fraunhofer IWES realiza mediciones con boyas lidar en el Mar del Norte	154
La eficiencia energética mejora de manera desigual en Alemania	156
La factura energética de un electrointensivo en España es un 166% más cara que en Francia	159

La flexibilidad de la demanda podría ahorrar 95 euros de media anual en las facturas energéticas de los hogares	161
La inversión mundial en redes eléctricas podría superar los 470.000 millones de dólares por primera vez en 2025	164
Sant Adrià de Besòs y Montgat se incorporan al accionariado del Grupo TERSA	167
Un apagón masivo en la mitad occidental de Cuba deja a 3,5 millones de personas sin luz	169

LA ECONOMÍA

Decepción en la UE por el 'no' a los fondos: "Es una mala señal"	171
Ofensiva proteccionista de la UE: creará un 'Gran Hermano' de la seguridad económica	172
La campaña navideña disparará el empleo: 452.000 nuevos contratos	174

La patronal fotovoltaica UNEF defiende en Murcia que la energía solar y la agricultura son compatibles

- El presidente de la patronal fotovoltaica UNEF, José Donoso, cree que puede incrementar la productividad y generar una renta adicional para los agricultores



La patronal fotovoltaica UNEF defiende en Murcia que la energía solar y la agricultura son compatibles

<https://www.orm.es/informativos/la-patronal-fotovoltaica-unef-defiende-en-murcia-que-la-energia-solar-y-la-a...>

Miércoles, 03 diciembre 2025

La patronal Fotovoltaica UNEF defiende en Murcia, **en una jornada de divulgación, la compatibilidad entre los paneles solares y los cultivos**. Según su presidente, José Donoso, puede incrementar la productividad y generar una renta adicional para los agricultores.

El consejero de Medio Ambiente, **Juan María Vázquez**, agradecía la elección de Murcia para dar a conocer esas técnicas que ya están en marcha en algún punto de la Región de Murcia y que demuestra esa compatibilidad.

El presidente de UNEF, José Donoso, explicaba como **mediante las placas en altura se preserva la producción de la radiación solar extrema** y, cuando es sobre balsas, desciende la evaporación ahorrando agua.

Cuatro proyectos agrovoltaicos murcianos exponen sus avances en una jornada de la UNEF

- Cuatro proyectos agrovoltaicos que desarrollan centros de investigación de la Región de Murcia han expuesto este miércoles sus avances sobre estos sistemas d



Agrovoltaica (Foto UNEF)

[Imida](#) [fundación Séneca](#) [unef](#) [UPCT](#) [agrovoltaica](#)<https://www.agrodiario.com/articulo/tecnologia/cuatro-proyectos-agrovoltaicos-murcianos-exponen-avances-jo...>

MURCIA Agrodiario

Jueves, 04 diciembre 2025

Cuatro proyectos agrovoltaicos que desarrollan centros de investigación de la Región de Murcia han expuesto este miércoles sus avances sobre estos sistemas de generación, que hacen compatible el uso agrícola del suelo y la energía solar, en una jornada organizada por la patronal fotovoltaica UNEF en la Universidad de Murcia.

En concreto, el Equipo de Sostenibilidad y Calidad Hortofrutícola del Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental (IMIDA), la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT) y la Fundación Séneca están desarrollando varios proyectos de investigación y experimentación que están empezando a dar fruto.

Así, una de las investigaciones se centra en horticultura bajo invernadero y se ha puesto en marcha en la pedanía murciana de La Alberca. Los primeros resultados experimentales muestran aumentos del rendimiento de entre el 20 y el 60 por ciento en las explotaciones.

Además, la sombra de los paneles ayuda a regular la temperatura y humedad, minimizando el estrés en los cultivos.

Otro es la Instalación PS Agrovoltaica, en San Javier, una infraestructura experimental de 36 kilovatios con módulos opacos y semitransparentes en el Centro de Demostración y Trasferencia

Agraria (CDTA) El Mirador. El proyecto está aportando datos útiles para evaluar la interacción entre estructura, orientación, microclima y rendimiento agrícola.

El IMIDA también participa en una investigación sobre agrovoltaica en el Parque Solar de Enel, en Totana, compartiendo el terreno con plantaciones de pimiento rojo, brócoli, alcachofa, tomillo y pitaya.

Por su parte, un equipo de la UPCT está desarrollando estructuras agrovoltaicas para viñedos, a través de una iniciativa que cuenta con ayudas del Programa Regional de Transferencia de Conocimientos de la Fundación Séneca, dependiente de la Consejería.

La línea de investigación, denominada Solarcap (visera solar), busca la compatibilización de la producción energética, la agrícola y la protección climática. Para ello, los investigadores han desarrollado la integración de estructuras agrovoltaicas en el viñedo en espaldera.

Se trata de un proyecto relevante para la Región de Murcia, ya que tiene más de 29.000 hectáreas de viñedos, lo que podría generar entre 6.000 y 9.000 megavatios de fotovoltaica.

El consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, quien ha inaugurado la jornada, ha señalado el potencial de esta tecnología en una Región con "una combinación única de una agricultura muy potente y tecnificada y más de 3.300 horas de sol al año".

Según Vázquez, la agrovoltaica se ha convertido en una práctica en marcha, con "proyectos iniciados con datos contrastados". Además, ha destacado que esta tecnología "tiene un gran potencial de crecimiento", especialmente por las posibles nuevas ayudas a través de fondos.

europeos.



UNEF analizará las oportunidades de la agrovoltaica el 3 de diciembre en Murcia

El próximo miércoles 3 de diciembre, de 09:00h a 13:00h, la **Unión Española Fotovoltaica (UNEF)** celebra la jornada **“Sol, agua y campo: agrovoltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente”** en el Salón de Actos del Paraninfo de la Universidad de Murcia (Edificio Rector Loustau), Murcia.

Abrirá el encuentro **Juan María Vázquez**, consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor del Gobierno de la Región de Murcia. **Inmaculada Carceller**, subdirectora general adjunta de Cultivos Herbáceos, Industriales y Aceite de Oliva del **Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación**, abordará los detalles de la aplicación de la PAC en Agrovoltaica. El IDAE, por su parte, compartirá el detalle de las ayudas y recursos con los que pueden contar los proyectos de agrovoltaica y fotovoltaica flotante, de la mano de **Carlos Montoya Rasero**, jefe del Departamento Solar y Autoconsumo (IDAE).

Los ponentes ofrecerán la **posibilidad de declaraciones** al inicio de la jornada. Tras la mesa redonda, los asistentes disfrutarán de una **visita en autobús a una planta agrovoltaica del IMIDA**, el Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental, que ha desarrollado dos proyectos clave en la región. El emplazamiento que se visitará durante la jornada de Murcia está ubicado en La Alberca, y se centra en horticultura bajo invernadero.

Puedes encontrar el programa definitivo del evento en [este enlace](#), y la información detallada en la nota de prensa adjunta.

Agricultores, instituciones, investigadores y empresas comparten en Murcia el potencial de la agrovoltaica

- Murcia.com - Noticias de la Region de Murcia. Agricultores, instituciones, investigadores y empresas comparten en Murcia el potencial de la agrovoltaica - Empresa - murcia.com. Noticias de la Region de Murcia y sus municipios, noticias de Murcia, noticias de Cartagena, noticias de Lorca, etc.



Agricultores, instituciones, investigadores y empresas comparten en Murcia el potencial de la agrovoltaica

[Murcia](#) [Cartagena](#) [Lorca](#) [Yecla](#) [Caravaca](#) [informacion](#) [actualidad](#) [empresas](#) [Noticias de la Region de Murcia](#)

<https://www.murcia.com/empresas/noticias/2025/12/03-en-la-jornada-celebrada-hoy-por-unef-en-la-universida...>

Murcia.com

Miércoles, 03 diciembre 2025

La Región de Murcia resalta, tanto por su desarrollo agrícola como por contar con algunas de las empresas más destacadas en desarrollos fotovoltaicos, y abandera proyectos agrovoltaicos avanzados que compatibilizan el uso agrícola y de generación de energía solar renovable en un mismo terreno, mejorando la rentabilidad de los agricultores y la producción y calidad de los cultivos

La jornada "Sol, agua y campo: agrovoltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente", organizada por UNEF en la Universidad de Murcia, con el apoyo del Gobierno de la Región de Murcia, ha finalizado con una visita a los proyectos de investigación agrovoltaica de IMIDA en La Alberca, donde se están obteniendo resultados positivos en distintos tipos de cultivos

Las ayudas de la PAC y el IDAE, se perfilan como palanca decisiva para el avance de los proyectos agrovoltaicos

La Unión Española Fotovoltaica (UNEF), en colaboración con el Gobierno de la Región de Murcia, ha celebrado hoy en la Universidad de Murcia la jornada "Sol, agua y campo: agrovoltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente", un encuentro que ha reunido a representantes institucionales, agricultores, empresas e investigadores, y donde se ha constatado que la integración de la fotovoltaica en las explotaciones agrarias ofrece relevantes oportunidades a los agricultores,

tanto para incrementar sus ingresos como para controlar el impacto de la radiación solar en los cultivos y balsas de riego.

El encuentro ha sido inaugurado por Juan María Vázquez, consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor del Gobierno de la Región de Murcia, quien ha subrayado el desarrollo de la agrovoltaica en la región: "Hace tiempo que dejó de ser un concepto abstracto para convertirse en una práctica en marcha, con proyectos contrastados y con una comunidad científica y empresarial que colabora de forma real", y subrayó el potencial de la región para su desarrollo: "En nuestro territorio, contamos con la combinación de una agricultura muy potente y tecnificada, junto a más de 3.300 horas de sol al año. En este sentido, la agrovoltaica no es una opción, sino una obligación".

José Donoso, director general de UNEF, comentó que "no existe la dicotomía entre agricultura o fotovoltaica. Toda la fotovoltaica prevista en el PNIEC seguirá dejando para usos agrarios exclusivos el 99% del suelo agrario. Además, ambos usos del suelo son compatibles y simbióticos gracias a la agrovoltaica".

"Estamos sembrando el futuro con dos tecnologías que tienen impactos positivos con la agricultura. Ambas reducen el uso del agua, pero también acercan la agricultura a los objetivos de descarbonización, mientras trabajan en la resiliencia rural", agregó Martín Behar, director de Estudios y Medio Ambiente de UNEF.

Resultados contrastados que muestran la simbiosis de fotovoltaica y agricultura

Los expertos han coincidido en el valor estratégico de la agrovoltaica y la fotovoltaica flotante como herramientas clave para mejorar la gestión del agua, reducir costes, optimizar el uso de suelo y reforzar la competitividad del sector agrario.

Micaela Carvajal, profesora de investigación CEBAS-CSIC, afirmó que "producir alimentos y energía en un mismo espacio ya es posible. El potencial es enorme", e insistió en la necesidad de seguir apostando por investigación científica rigurosa para entender mejor cómo afectan estos sistemas a la luz disponible, el microclima y la productividad de distintos cultivos. "Seguir investigando es clave para desarrollar modelos realmente eficientes y sostenibles. El futuro del campo pasa por innovar, y la agrovoltaica es un camino lleno de oportunidades", indicó.

Asimismo, Javier Egea, Product Manager de SOLTEC, compartió cómo los seguidores pueden maximizar la producción fotovoltaica de los paneles y dar al agricultor un control activo sobre la irradiancia que recibe el cultivo, "tanto para dar sombra, como para el control de la pérdida hídrica". Además, "estamos viendo cómo la agrovoltaica reduce un 30% la evapotranspiración, y eso es mejora hídrica para las plantas", destacó Emilien Simonot, de Lightsource BP.

Inmaculada Carceller, subdirectora general adjunta de Cultivos Herbáceos, Industriales y Aceite de Oliva del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (MAPA), abordó la compatibilidad de la PAC con la agrovoltaica: "El requisito fundamental de la agrovoltaica, desde la perspectiva del MAPA, tiene que ser la prevalencia de la actividad agrícola. El MAPA está trabajando en una normativa que defina requisitos más específicos para establecer la compatibilidad de la PAC con la agrovoltaica,

más allá de los proyectos singulares en el marco de ayudas IDAE o aquellos que definan las CCAA en sus respectivos territorios".

Durante la jornada, se abordaron también los proyectos de investigación agrovoltaica en marcha. En este sentido M^a Pilar Flores Fernández-Villamil, profesora de Investigación del IMIDA, comentó que "los sistemas agrovoltaicos buscan proteger la actividad agraria y fomentar la generación de energía fotovoltaica, aportando al mismo tiempo beneficios medioambientales y económicos", y subrayó que "son especialmente relevantes en cultivos de secano de zonas áridas y semiáridas ya que constituyen una oportunidad para generar nuevas actividades socioeconómicas y asegurar la continuidad de la actividad agraria".

Los olivares y viñedos también han sido protagonistas, ya que la agrovoltaica supone una gran oportunidad en esta actividad. Javier Padilla, profesor titular e Investigador Principal Grupo I+D de la Universidad Politécnica de Cartagena-UPCT, ha destacado que en los proyectos llevados a cabo han integrado la fotovoltaica en viñedos "sin alterar para nada la producción de la uva y la calidad del vino resultante, obteniendo un impacto positivo en la retención de humedad del suelo".

Siguiendo la misma línea, Pedro Pérez, catedrático de Tecnología Electrónica de la Universidad de Jaén, puso en valor que, respecto a los olivares, "estamos consiguiendo compatibilizar perfectamente la producción agrícola y energética, e incluso mejorando hasta un 5% la producción agrícola. No sólo no disminuye, sino que mejoramos la producción, y además generamos energía".

Carlos Montoya Rasero, jefe del Departamento Solar y Autoconsumo (IDAE), presentó las ayudas a proyectos de agrovoltaica y fotovoltaica flotante, detallando los recursos disponibles y los requisitos técnicos para su acceso, así como ejemplos de iniciativas ya en marcha. "El IDAE ha destinado a 73 proyectos de este tipo, más de 87 millones de euros en ayudas a través de la convocatoria RENOINN, que se han dirigido a ayudas a la agrovoltaica y la fotovoltaica flotante en balsas de riego y cultivos existentes. Estos proyectos suponen la instalación de más de 164 MWp de nueva potencia fotovoltaica, con más de 187 MWh de nueva capacidad de almacenamiento en baterías".

La empresa murciana Soltec, que cuenta con un sistema propio de trackers para balsas de riego, moderó la última mesa de la jornada, que abordó las ventajas que ofrece la instalación de fotovoltaica flotante en esta actividad. "La fotovoltaica flotante nació de necesidades agrícolas para evitar evaporación, reducir algas y controlar los gastos energéticos ante la gran variación de precios" comentó Andrés Franco, CEO de ISIGENERE. Además, supone unas ventajas que impulsan también la electrificación y tecnificación de las explotaciones agrarias, como subrayó Eduardo De San Nicolás, CEO y fundador de Nautracker.

Entre los asistentes destacados estuvo Santiago Martínez, presidente de la Federación de Cooperativas Agrarias de Murcia (FECOAM), quien subrayó el interés de la jornada "porque se está hablando de algo que va a ser el futuro en los próximos años. Igual que en 2008 con el RD 661, muchísimas personas se apuntaron a poner energía fotovoltaica para poder tener luego una jubilación digna, ya que las jubilaciones de los agricultores y ganaderos son muy bajas; ahora está ocurriendo lo mismo con la agrovoltaica: este es el futuro para que se evapore menos agua, se aligeren los cultivos, y además se intente de todas las formas respetar el medio ambiente".

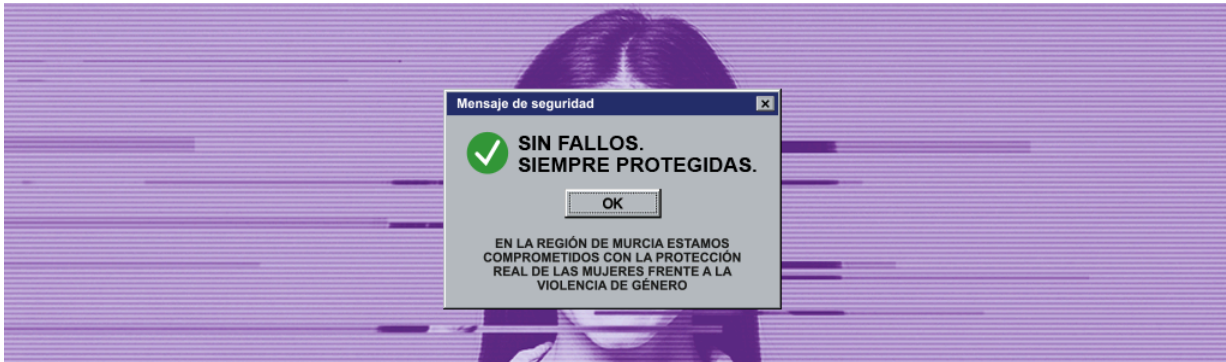
Visita a las instalaciones del IMIDA

Andrés Martínez Bastida, director del Instituto Murciano de Investigación Agraria y Medioambiental (IMIDA), clausuró el evento, con una idea clara: "El sector agrario en la Región de Murcia es muy importante, y siempre tenemos que buscar una renta adicional al agricultor, algo que la agrovoltaica ofrece. Pero para eso hay que estar rápidos y hay que ser activos".

Tras las mesas redondas, los asistentes tuvieron la oportunidad de disfrutar de una visita técnica a una de estas instalaciones agrovoltaicas del IMIDA, entidad pionera en el impulso de esta tecnología en la región. El grupo se desplazó hasta La Alberca, donde se desarrolla uno de los proyectos clave de la Región de Murcia, centrado en horticultura bajo invernadero. Allí, pudieron conocer de primera mano cómo se integran los sistemas fotovoltaicos en estructuras agrícolas protegidas y qué resultados se están obteniendo en términos de productividad, eficiencia hídrica y calidad del cultivo.

El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la ...

 carm.es/web/pagina



03/12/2025

El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica

El consejero Juan María Vázquez inaugura una jornada de trabajo centrada en este tipo de energía, sobre la que el Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental desarrolla dos proyectos pioneros en Murcia y San Javier

El responsable de Energía en el Gobierno regional apunta el potencial de esta tecnología en una Región "con una combinación única de una agricultura muy potente y tecnificada y más de 3.300 horas de sol al año"

 El consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, junto con el director general de la Unión Española...

El consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, junto con el director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), José Donoso, antes de comenzar la jornada 'Sol, agua y campo: agrovoltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente'.

El Gobierno regional está plenamente comprometido con el impulso y el desarrollo de la energía agrovoltaica, según remarcó el consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, durante la apertura de una jornada sobre esta tecnología, que compatibiliza y mejora el uso agrícola del suelo con la instalación de diversas configuraciones de paneles solares, organizada por la patronal fotovoltaica UNEF en la Universidad de Murcia.

“En una Región como la nuestra en la que contamos con la combinación de una agricultura muy potente y tecnificada junto a más de 3.300 horas de sol al año, la agrovoltaica no es una opción, sino una obligación”, explicó el responsable de Energía en el Gobierno regional. Juan María Vázquez señaló que a través del Equipo de Sostenibilidad y Calidad Hortofrutícola del Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental (IMIDA), la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT) y la Fundación Séneca “desarrollamos varios proyectos de investigación y experimentación que están empezando a dar fruto”.

El proyecto ubicado en la pedanía murciana de La Alberca se centra en horticultura bajo invernadero, y según los primeros resultados experimentales, “encontramos aumentos del rendimiento de entre el 20 y el 60 por ciento en las explotaciones”, explicó el consejero Juan María Vázquez. Las placas están ayudando también a minimizar el estrés que la alta temperatura y el exceso de radiación provoca en los cultivos, “y esta regulación de la temperatura y humedad mediante la sombra de los paneles podría permitir incluso la introducción de nuevos cultivos o variedades que normalmente no pueden cultivarse en climas semiáridos, abriendo un nuevo abanico de posibilidades para nuestro sector agroalimentario”, explicó Juan María Vázquez.

El segundo gran proyecto es la instalación PS Agrovoltaica en el Centro de Demostración y Tránsito Agrario (CDTA) El Mirador, en San Javier. “Se trata de una infraestructura experimental de 36 kilowatios con tres seguidores solares y módulos tanto opacos como semitransparentes que permite analizar parámetros ambientales, edáficos, fisiológicos y productivos, además de identificar barreras reales para su gestión”, resaltó el consejero Juan María Vázquez. La incorporación de una zona de control equivalente y de distintas tipologías de módulos “está aportando datos muy útiles para evaluar la interacción entre estructura, orientación, microclima y rendimiento agrícola”, explicó el consejero.

El IMIDA también participa en una investigación sobre agrovoltaica en el Parque Solar de la firma Enel en Totana, que cuenta con 248.000 módulos fotovoltaicos y empezó a verter energía a la red en 2029. Allí, el terreno se comparte con plantaciones de pimiento rojo, brócoli, alcachofa, tomillo y pitaya para evaluar el impacto de la instalación de los paneles en estos cultivos.

Viñedos en espaldera con viseras solares

El consejero también destacó la investigación que realiza un equipo de la UPCT liderado por el profesor Javier Padilla desarrollando estructuras agrovoltaicas para viñedos, un programa que cuenta con ayudas del Programa Regional de Transferencia de Conocimientos de las Fundaciones Séneca, dependiente de la Consejería.

Esta línea de investigación, denominada Solarcap (visera solar), ahonda en la compatibilización de la producción energética, la agrícola y la protección climática. Juan María Vázquez desveló que los investigadores “ya han desarrollado la integración de estructuras agrovoltaicas en un cultivo concreto como es el viñedo en espaldera, especialmente adecuado

al contar ya con estructuras metálicas para guiar las cepas. Así, los paneles fotovoltaicos pueden integrarse verticalmente por encima de la cepa sin generar sombras entre calles adyacentes”.

En la Región de Murcia hay más de 29.000 hectáreas de viñedos, una cifra que según el responsable de la consejería “permitiría generar entre 6.000 y 9.000 megawatios de fotovoltaica, lo que equivale a varias veces la potencia instalada en toda la comunidad autónoma, pero con la ventaja de no requerir ningún uso de suelo adicional al que ya existe como explotación agrícola”.

Juan María Vázquez apuntó en la apertura de la jornada que “en la Región de Murcia, la agrovoltaica dejó hace tiempo ya de ser un concepto abstracto para convertirse en una práctica en marcha, con proyectos iniciados con datos contrastados y con una comunidad científica y empresarial que colabora de forma real”. El consejero también apuntó que esta tecnología “tiene un gran potencial de crecimiento, máxime cuando se están barajando posibles nuevas ayudas a través de fondos europeos para el desarrollo de la agrovoltaica”.

El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y...

- El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica



Región

<https://www.cartagenaactualidad.com/articulo/region/gobierno-regional-impulsa-desarrollo-energia-agrovoltaic...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica

El consejero Juan María Vázquez inaugura una jornada de trabajo centrada en este tipo de energía, sobre la que el Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental desarrolla dos proyectos pioneros en Murcia y San Javier

El responsable de Energía en el Gobierno regional apunta el potencial de esta tecnología en una Región "con una combinación única de una agricultura muy potente y tecnificada y más de 3.300 horas de sol al año"

03.12.2025 El Gobierno regional está plenamente comprometido con el impulso y el desarrollo de la energía agrovoltaica, según remarcó el consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, durante la apertura de una jornada sobre esta tecnología, que compatibiliza y mejora el uso agrícola del suelo con la instalación de diversas configuraciones de paneles solares, organizada por la patronal fotovoltaica UNEF en la Universidad de Murcia.

"En una Región como la nuestra en la que contamos con la combinación de una agricultura muy potente y tecnificada junto a más de 3.300 horas de sol al año, la agrovoltaica no es una opción, sino

una obligación”, explicó el responsable de Energía en el Gobierno regional. Juan María Vázquez señaló que a través del Equipo de Sostenibilidad y Calidad Hortofrutícola del Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental (IMIDA), la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT) y la Fundación Séneca “desarrollamos varios proyectos de investigación y experimentación que están empezando a dar fruto”.

El proyecto ubicado en la pedanía murciana de La Alberca se centra en horticultura bajo invernadero, y según los primeros resultados experimentales, “encontramos aumentos del rendimiento de entre el 20 y el 60 por ciento en las explotaciones”, explicó el consejero Juan María Vázquez. Las placas están ayudando también a minimizar el estrés que la alta temperatura y el exceso de radiación provoca en los cultivos, “y esta regulación de la temperatura y humedad mediante la sombra de los paneles podría permitir incluso la introducción de nuevos cultivos o variedades que normalmente no pueden cultivarse en climas semiáridos, abriendo un nuevo abanico de posibilidades para nuestro sector agroalimentario”, explicó Juan María Vázquez.

El segundo gran proyecto es la instalación PS Agrovoltaica en el Centro de Demostración y Tránsito Agrario (CDTA) El Mirador, en San Javier. “Se trata de una infraestructura experimental de 36 kilowatios con tres seguidores solares y módulos tanto opacos como semitransparentes que permite analizar parámetros ambientales, edáficos, fisiológicos y productivos, además de identificar barreras reales para su gestión”, resaltó el consejero Juan María Vázquez. La incorporación de una zona de control equivalente y de distintas tipologías de módulos “está aportando datos muy útiles para evaluar la interacción entre estructura, orientación, microclima y rendimiento agrícola”, explicó el consejero.

El IMIDA también participa en una investigación sobre agrovoltaica en el Parque Solar de la firma Enel en Totana, que cuenta con 248.000 módulos fotovoltaicos y empezó a verter energía a la red en 2029. Allí, el terreno se comparte con plantaciones de pimiento rojo, brócoli, alcachofa, tomillo y pitaya para evaluar el impacto de la instalación de los paneles en estos cultivos.

Viñedos en espaldera con viseras solares

El consejero también destacó la investigación que realiza un equipo de la UPCT liderado por el profesor Javier Padilla desarrollando estructuras agrovoltaicas para viñedos, un programa que cuenta con ayudas del Programa Regional de Transferencia de Conocimientos de las Fundaciones Séneca, dependiente de la Consejería.

Esta línea de investigación, denominada Solarcap (visera solar), ahonda en la compatibilización de la producción energética, la agrícola y la protección climática. Juan María Vázquez desveló que los investigadores “ya han desarrollado la integración de estructuras agrovoltaicas en un cultivo concreto como es el viñedo en espaldera, especialmente adecuado al contar ya con estructuras metálicas para guiar las cepas. Así, los paneles fotovoltaicos pueden integrarse verticalmente por encima de la cepa sin generar sombras entre calles adyacentes”.

En la Región de Murcia hay más de 29.000 hectáreas de viñedos, una cifra que según el responsable de la consejería “permitiría generar entre 6.000 y 9.000 megavatios de fotovoltaica, lo que equivale a

varias veces la potencia instalada en toda la comunidad autónoma, pero con la ventaja de no requerir ningún uso de suelo adicional al que ya existe como explotación agrícola”.

Juan María Vázquez apuntó en la apertura de la jornada que “en la Región de Murcia, la agrovoltaica dejó hace tiempo ya de ser un concepto abstracto para convertirse en una práctica en marcha, con proyectos iniciados con datos contrastados y con una comunidad científica y empresarial que colabora de forma real”. El consejero también apuntó que esta tecnología “tiene un gran potencial de crecimiento, máxime cuando se están barajando posibles nuevas ayudas a través de fondos europeos para el desarrollo de la agrovoltaica”.

El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y...

- El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica El



<https://murciaactualidad.com/el-gobierno-regional-impulsa-el-desarrollo-de-la-energia-agrovoltaica-para-hacer...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica

El consejero Juan María Vázquez inaugura una jornada de trabajo centrada en este tipo de energía, sobre la que el Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental desarrolla dos proyectos pioneros en Murcia y San Javier

El responsable de Energía en el Gobierno regional apunta el potencial de esta tecnología en una Región "con una combinación única de una agricultura muy potente y tecnificada y más de 3.300 horas de sol al año"

03.12.2025 El Gobierno regional está plenamente comprometido con el impulso y el desarrollo de la energía agrovoltaica, según remarcó el consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, durante la apertura de una jornada sobre esta tecnología, que compatibiliza y mejora el uso agrícola del suelo con la instalación de diversas configuraciones de paneles solares, organizada por la patronal fotovoltaica UNEF en la Universidad de Murcia.

"En una Región como la nuestra en la que contamos con la combinación de una agricultura muy potente y tecnificada junto a más de 3.300 horas de sol al año, la agrovoltaica no es una opción, sino una obligación", explicó el responsable de Energía en el Gobierno regional. Juan María Vázquez

señaló que a través del Equipo de Sostenibilidad y Calidad Hortofrutícola del Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental (IMIDA), la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT) y la Fundación Séneca “desarrollamos varios proyectos de investigación y experimentación que están empezando a dar fruto”.

El proyecto ubicado en la pedanía murciana de La Alberca se centra en horticultura bajo invernadero, y según los primeros resultados experimentales, “encontramos aumentos del rendimiento de entre el 20 y el 60 por ciento en las explotaciones”, explicó el consejero Juan María Vázquez. Las placas están ayudando también a minimizar el estrés que la alta temperatura y el exceso de radiación provoca en los cultivos, “y esta regulación de la temperatura y humedad mediante la sombra de los paneles podría permitir incluso la introducción de nuevos cultivos o variedades que normalmente no pueden cultivarse en climas semiáridos, abriendo un nuevo abanico de posibilidades para nuestro sector agroalimentario”, explicó Juan María Vázquez.

El segundo gran proyecto es la instalación PS Agrovoltaica en el Centro de Demostración y Transferencia Agraria (CDTA) El Mirador, en San Javier. “Se trata de una infraestructura experimental de 36 kilowatios con tres seguidores solares y módulos tanto opacos como semitransparentes que permite analizar parámetros ambientales, edáficos, fisiológicos y productivos, además de identificar barreras reales para su gestión”, resaltó el consejero Juan María Vázquez. La incorporación de una zona de control equivalente y de distintas tipologías de módulos “está aportando datos muy útiles para evaluar la interacción entre estructura, orientación, microclima y rendimiento agrícola”, explicó el consejero.

El IMIDA también participa en una investigación sobre agrovoltaica en el Parque Solar de la firma Enel en Totana, que cuenta con 248.000 módulos fotovoltaicos y empezó a verter energía a la red en 2029. Allí, el terreno se comparte con plantaciones de pimiento rojo, brócoli, alcachofa, tomillo y pitaya para evaluar el impacto de la instalación de los paneles en estos cultivos.

Viñedos en espaldera con viseras solares

El consejero también destacó la investigación que realiza un equipo de la UPCT liderado por el profesor Javier Padilla desarrollando estructuras agrovoltaicas para viñedos, un programa que cuenta con ayudas del Programa Regional de Transferencia de Conocimientos de las Fundación Séneca, dependiente de la Consejería.

Esta línea de investigación, denominada Solarcap (visera solar), ahonda en la compatibilización de la producción energética, la agrícola y la protección climática. Juan María Vázquez desveló que los investigadores “ya han desarrollado la integración de estructuras agrovoltaicas en un cultivo concreto como es el viñedo en espaldera, especialmente adecuado al contar ya con estructuras metálicas para guiar las cepas. Así, los paneles fotovoltaicos pueden integrarse verticalmente por encima de la cepa sin generar sombras entre calles adyacentes”.

En la Región de Murcia hay más de 29.000 hectáreas de viñedos, una cifra que según el responsable de la consejería “permitiría generar entre 6.000 y 9.000 megawatios de fotovoltaica, lo que equivale a varias veces la potencia instalada en toda la comunidad autónoma, pero con la ventaja de no requerir ningún uso de suelo adicional al que ya existe como explotación agrícola”.

Juan María Vázquez apuntó en la apertura de la jornada que “en la Región de Murcia, la agrovoltaica dejó hace tiempo ya de ser un concepto abstracto para convertirse en una práctica en marcha, con proyectos iniciados con datos contrastados y con una comunidad científica y empresarial que colabora de forma real”. El consejero también apuntó que esta tecnología “tiene un gran potencial de crecimiento, máxime cuando se están barajando posibles nuevas ayudas a través de fondos europeos para el desarrollo de la agrovoltaica”.

El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y... y...

- Murcia.com - Noticias de la Region de Murcia. El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica - murcia.com. Noticias de la Region de Murcia y sus municipios, noticias de Murcia, noticias de Cartagena, noticias de...



El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica

[Murcia](#) [Cartagena](#) [Lorca](#) [Yecla](#) [Caravaca](#) [informacion](#) [actualidad](#) [empresas](#) [Noticias de la Region de Murcia](#)

<https://www.murcia.com/region/noticias/2025/12/03-el-gobierno-regional-impulsa-el-desarrollo-de-la-energia-...>

Murcia.com

Miércoles, 03 diciembre 2025

El responsable de Energía en el Gobierno regional apunta el potencial de esta tecnología en una Región “con una combinación única de una agricultura muy potente y tecnificada y más de 3.300 horas de sol al año”

El Gobierno regional está plenamente comprometido con el impulso y el desarrollo de la energía agrovoltaica, según remarcó el consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, durante la apertura de una jornada sobre esta tecnología, que compatibiliza y mejora el uso agrícola del suelo con la instalación de diversas configuraciones de paneles solares, organizada por la patronal fotovoltaica UNEF en la Universidad de Murcia.

“En una Región como la nuestra en la que contamos con la combinación de una agricultura muy potente y tecnificada junto a más de 3.300 horas de sol al año, la agrovoltaica no es una opción, sino una obligación”, explicó el responsable de Energía en el Gobierno regional. Juan María Vázquez señaló que a través del Equipo de Sostenibilidad y Calidad Hortofrutícola del Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental (IMIDA), la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT) y la Fundación Séneca “desarrollamos varios proyectos de investigación y experimentación que están empezando a dar fruto”.

El proyecto ubicado en la pedanía murciana de La Alberca se centra en horticultura bajo invernadero, y según los primeros resultados experimentales, “encontramos aumentos del rendimiento de entre el 20 y el 60 por ciento en las explotaciones”, explicó el consejero Juan María Vázquez. Las placas están ayudando también a minimizar el estrés que la alta temperatura y el exceso de radiación provoca en los cultivos, “y esta regulación de la temperatura y humedad mediante la sombra de los paneles podría permitir incluso la introducción de nuevos cultivos o variedades que normalmente no pueden cultivarse en climas semiáridos, abriendo un nuevo abanico de posibilidades para nuestro sector agroalimentario”, explicó Juan María Vázquez.

El segundo gran proyecto es la instalación PS Agrovoltaica en el Centro de Demostración y Transferencia Agraria (CDTA) El Mirador, en San Javier. “Se trata de una infraestructura experimental de 36 kilowatios con tres seguidores solares y módulos tanto opacos como semitransparentes que permite analizar parámetros ambientales, edáficos, fisiológicos y productivos, además de identificar barreras reales para su gestión”, resaltó el consejero Juan María Vázquez. La incorporación de una zona de control equivalente y de distintas tipologías de módulos “está aportando datos muy útiles para evaluar la interacción entre estructura, orientación, microclima y rendimiento agrícola”, explicó el consejero.

El IMIDA también participa en una investigación sobre agrovoltaica en el Parque Solar de la firma Enel en Totana, que cuenta con 248.000 módulos fotovoltaicos y empezó a verter energía a la red en 2029. Allí, el terreno se comparte con plantaciones de pimiento rojo, brócoli, alcachofa, tomillo y pitaya para evaluar el impacto de la instalación de los paneles en estos cultivos.

Viñedos en espaldera con viseras solares

El consejero también destacó la investigación que realiza un equipo de la UPCT liderado por el profesor Javier Padilla desarrollando estructuras agrovoltaicas para viñedos, un programa que cuenta con ayudas del Programa Regional de Transferencia de Conocimientos de las Fundación Séneca, dependiente de la Consejería.

Esta línea de investigación, denominada Solarcap (visera solar), ahonda en la compatibilización de la producción energética, la agrícola y la protección climática. Juan María Vázquez desveló que los investigadores “ya han desarrollado la integración de estructuras agrovoltaicas en un cultivo concreto como es el viñedo en espaldera, especialmente adecuado al contar ya con estructuras metálicas para guiar las cepas. Así, los paneles fotovoltaicos pueden integrarse verticalmente por encima de la cepa sin generar sombras entre calles adyacentes”.

En la Región de Murcia hay más de 29.000 hectáreas de viñedos, una cifra que según el responsable de la consejería “permitiría generar entre 6.000 y 9.000 megawatios de fotovoltaica, lo que equivale a varias veces la potencia instalada en toda la comunidad autónoma, pero con la ventaja de no requerir ningún uso de suelo adicional al que ya existe como explotación agrícola”.

Juan María Vázquez apuntó en la apertura de la jornada que “en la Región de Murcia, la agrovoltaica dejó hace tiempo ya de ser un concepto abstracto para convertirse en una práctica en marcha, con proyectos iniciados con datos contrastados y con una comunidad científica y empresarial que colabora de forma real”. El consejero también apuntó que esta tecnología “tiene un gran potencial de

crecimiento, máxime cuando se están barajando posibles nuevas ayudas a través de fondos europeos para el desarrollo de la agrovoltaica”.

El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica

 prensa

Hace 2 horas

 24

 3 minutos de lectura

03/12/2025

El Gobierno regional impulsa el desarrollo de la energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica

El consejero Juan María Vázquez inaugura una jornada de trabajo centrada en este tipo de energía, sobre la que el Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental desarrolla dos proyectos pioneros en Murcia y San Javier

El responsable de Energía en el Gobierno regional apunta el potencial de esta tecnología en una Región «con una combinación única de una agricultura muy potente y tecnificada y más de 3.300 horas de sol al año»

 [El consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, junto con el director general de la Unión Española...](#)

El consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, junto con el director general de la Unión Española Fotovoltaica (UNEF), José Donoso, antes de comenzar la jornada 'Sol, agua y campo: agrovoltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente'.

El Gobierno regional está plenamente comprometido con el impulso y el desarrollo de la energía agrovoltaica, según remarcó el consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, durante la apertura de una jornada sobre esta tecnología, que compatibiliza y mejora el uso agrícola del suelo con la instalación de diversas configuraciones de paneles solares, organizada por la patronal fotovoltaica UNEF en la Universidad de Murcia.

“En una Región como la nuestra en la que contamos con la combinación de una agricultura muy potente y tecnificada junto a más de 3.300 horas de sol al año, la agrovoltaica no es una opción, sino una obligación”, explicó el responsable de Energía en el Gobierno regional. Juan María Vázquez señaló que a través del Equipo de Sostenibilidad y Calidad Hortofrutícola del Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental (IMIDA), la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT) y la Fundación Séneca “desarrollamos varios proyectos de investigación y experimentación que están empezando a dar fruto”.

El proyecto ubicado en la pedanía murciana de La Alberca se centra en horticultura bajo invernadero, y según los primeros resultados experimentales, “encontramos aumentos del rendimiento de entre el 20 y el 60 por ciento en las explotaciones”, explicó el consejero Juan María Vázquez. Las placas están ayudando también a minimizar el estrés que la alta temperatura y el exceso de radiación provoca en los cultivos, “y esta regulación de la temperatura y humedad mediante la sombra de los paneles podría permitir incluso la introducción de nuevos cultivos o variedades que normalmente no pueden cultivarse en climas semiáridos, abriendo un nuevo abanico de posibilidades para nuestro sector agroalimentario”, explicó Juan María Vázquez.

El segundo gran proyecto es la instalación PS Agrovoltaica en el Centro de Demostración y Trasferencia Agraria (CDTA) El Mirador, en San Javier. “Se trata de una infraestructura experimental de 36 kilowatios con tres seguidores solares y módulos tanto opacos como semitransparentes que permite analizar parámetros ambientales, edáficos, fisiológicos y productivos, además de identificar barreras reales para su gestión”, resaltó el consejero Juan María Vázquez. La incorporación de una zona de control equivalente y de distintas tipologías de módulos “está aportando datos muy útiles para evaluar la interacción entre estructura, orientación, microclima y rendimiento agrícola”, explicó el consejero.

El IMIDA también participa en una investigación sobre agrovoltaica en el Parque Solar de la firma Enel en Totana, que cuenta con 248.000 módulos fotovoltaicos y empezó a verter energía a la red en 2029. Allí, el terreno se comparte con plantaciones de pimiento rojo, brócoli, alcachofa, tomillo y pitaya para evaluar el impacto de la instalación de los paneles en estos cultivos.

Viñedos en espaldera con viseras solares

El consejero también destacó la investigación que realiza un equipo de la UPCT liderado por el profesor Javier Padilla desarrollando estructuras agrovoltaicas para viñedos, un programa que cuenta con ayudas del Programa Regional de Transferencia de Conocimientos de las Fundación Séneca, dependiente de la Consejería.

Esta línea de investigación, denominada Solarcap (visera solar), ahonda en la compatibilización de la producción energética, la agrícola y la protección climática. Juan María Vázquez desveló que los investigadores “ya han desarrollado la integración de estructuras agrovoltaicas en un cultivo concreto como es el viñado en espaldera, especialmente adecuado al contar ya con estructuras metálicas para guiar las cepas. Así, los paneles fotovoltaicos pueden integrarse verticalmente por encima de la cepa sin generar sombras entre calles adyacentes”.

En la Región de Murcia hay más de 29.000 hectáreas de viñedos, una cifra que según el responsable de la consejería “permitiría generar entre 6.000 y 9.000 megawatios de fotovoltaica, lo que equivale a varias veces la potencia instalada en toda la comunidad autónoma, pero con la ventaja de no requerir ningún uso de suelo adicional al que ya existe como explotación agrícola”.

Juan María Vázquez apuntó en la apertura de la jornada que “en la Región de Murcia, la agrovoltaica dejó hace tiempo ya de ser un concepto abstracto para convertirse en una práctica en marcha, con proyectos iniciados con datos contrastados y con una comunidad científica y empresarial que colabora de forma real”. El consejero también apuntó que esta tecnología “tiene un gran potencial de crecimiento, máxime cuando se están barajando posibles nuevas ayudas a través de fondos europeos para el desarrollo de la agrovoltaica”.



prensa

Publicaciones relacionadas

La Arrixaca y el Conservatorio celebran el concierto inaugural de la campaña ‘Movember’ para visibilizar el cáncer masculino

🕒 octubre 29, 2025

El Foro Contract del Mediterráneo reúne en Cartagena a los principales agentes internacionales del diseño y la arquitectura

🕒 Hace 4 semanas

La Región recibe más de 952.000 turistas internacionales hasta septiembre que generaron la cifra récord de 1.383 millones de euros

🕒 octubre 31, 2025

Categorías	
> Gobierno de España	(536)
> Museos	(20)
> Noticias de Andalucía	(870)
> Noticias de Aragón	(45)
> Noticias de Asturias	(14)
> Noticias de Baleares	(14)
> Noticias de Canarias	(1.007)
> Noticias de Cantabria	(758)
> Noticias de Castilla y León	(20)
> Noticias de Castilla-La Mancha	(695)

> Noticias de Comunidad de Madrid	(305)
> Noticias de Europa	(90)
> Noticias de la Comunidad Valenciana	(172)
> Noticias de Murcia	(529)
> Noticias del País Vasco	(1.029)
> Uncategorized	(556)

Archives

- diciembre 2025
- noviembre 2025
- octubre 2025
- septiembre 2025
- julio 2025
- abril 2025
- marzo 2025
- enero 2025
- noviembre 2024
- septiembre 2024
- junio 2024
- mayo 2024
- septiembre 2021
- junio 2021

Categories

- Gobierno de España
- Museos
- Noticias de Andalucía
- Noticias de Aragón
- Noticias de Asturias
- Noticias de Baleares
- Noticias de Canarias
- Noticias de Cantabria
- Noticias de Castilla y León
- Noticias de Castilla-La Mancha
- Noticias de Comunidad de Madrid
- Noticias de Europa
- Noticias de la Comunidad Valenciana
- Noticias de Murcia
- Noticias del País Vasco
- Uncategorized

Publicidad

Error, ¡no se ha establecido el ID del anuncio! ¡Comprueba tu sintaxis!

Error, ¡no se ha establecido el ID del anuncio! ¡Comprueba tu sintaxis!

Error, ¡no se ha establecido el ID del anuncio! ¡Comprueba tu sintaxis!

Energía agrovoltaica para hacer compatible el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica

- Murcia celebra una jornada de trabajo centrada en este tipo de energía, sobre la que el Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental desarrolla dos proyectos pioneros en Murcia y San Javier



<https://novaciencia.es/energia-agrovoltaica-para-hacer-compatible-el-uso-agricola-del-suelo-y-la-generacion-f...>

Nova Ciencia

Miércoles, 03 diciembre 2025

Murcia celebra una jornada de trabajo centrada en este tipo de energía, sobre la que el Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental desarrolla dos proyectos pioneros en Murcia y San Javier

Instalación agrivoltaica del IMIDA de Murcia. Foto: IMIDA.

El proyecto ubicado en la pedanía murciana de La Alberca se centra en horticultura bajo invernadero, y según los primeros resultados experimentales, "encontramos aumentos del rendimiento de entre el 20 y el 60 por ciento en las explotaciones", explicó de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez.

Las placas están ayudando también a minimizar el estrés que la alta temperatura y el exceso de radiación provoca en los cultivos, "y esta regulación de la temperatura y humedad mediante la sombra de los paneles podría permitir incluso la introducción de nuevos cultivos o variedades que normalmente no pueden cultivarse en climas semiáridos, abriendo un nuevo abanico de posibilidades para nuestro sector agroalimentario", explicó Juan María Vázquez.

El segundo gran proyecto es la instalación PS Agrovoltaica en el Centro de Demostración y Tránsito Agrario (CDTA) El Mirador, en San Javier. "Se trata de una infraestructura experimental de 36 kilovatios con tres seguidores solares y módulos tanto opacos como semitransparentes que

permite analizar parámetros ambientales, edáficos, fisiológicos y productivos, además de identificar barreras reales para su gestión”, resaltó el consejero Juan María Vázquez. La incorporación de una zona de control equivalente y de distintas tipologías de módulos “está aportando datos muy útiles para evaluar la interacción entre estructura, orientación, microclima y rendimiento agrícola”, explicó el consejero.

El IMIDA también participa en una investigación sobre agrovoltaica en el Parque Solar de la firma Enel en Totana, que cuenta con 248.000 módulos fotovoltaicos y empezó a verter energía a la red en 2029. Allí, el terreno se comparte con plantaciones de pimiento rojo, brócoli, alcachofa, tomillo y pitaya para evaluar el impacto de la instalación de los paneles en estos cultivos.

El laboratorio creado por la Universidad de Jaén para evaluar la viabilidad de la energía agrivoltaica

Viñedos en espaldera con viseras solares

El consejero también destacó la investigación que realiza un equipo de la UPCT liderado por el profesor Javier Padilla

desarrollando estructuras agrovoltaicas para viñedos, un programa que cuenta con ayudas del Programa Regional de Transferencia de Conocimientos de las Fundación Séneca, dependiente de la Consejería.

Esta línea de investigación, denominada Solarcap (visera solar), ahonda en la compatibilización de la producción energética, la agrícola y la protección climática. Juan María Vázquez desveló que los investigadores “ya han desarrollado la integración de estructuras agrovoltaicas en un cultivo concreto como es el viñedo en espaldera, especialmente adecuado al contar ya con estructuras metálicas para guiar las cepas. Así, los paneles fotovoltaicos pueden integrarse verticalmente por encima de la cepa sin generar sombras entre calles adyacentes”.

En la Región de Murcia hay más de 29.000 hectáreas de viñedos, una cifra que según el responsable de la consejería “permitiría generar entre 6.000 y 9.000 megawatios de fotovoltaica, lo que equivale a varias veces la potencia instalada en toda la comunidad autónoma, pero con la ventaja de no requerir ningún uso de suelo adicional al que ya existe como explotación agrícola”.

Agrivoltaica, la realidad de hacer compatibles las renovables y la agricultura

Jornada organizada por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) en Murcia

Juan María Vázquez apuntó en la apertura de la jornada que “en la Región de Murcia, la agrovoltaica dejó hace tiempo ya de ser un concepto abstracto para convertirse en una práctica en marcha, con proyectos iniciados con datos contrastados y con una comunidad científica y empresarial que colabora de forma real”. El consejero también apuntó que esta tecnología “tiene un gran potencial de crecimiento, máxime cuando se están barajando posibles nuevas ayudas a través de fondos europeos para el desarrollo de la agrovoltaica”.

El Gobierno regional está plenamente comprometido con el impulso y el desarrollo de la energía agrovoltaica, según remarcó el consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, Juan María Vázquez, durante la apertura de una jornada sobre esta tecnología, que

compatibiliza y mejora el uso agrícola del suelo con la instalación de diversas configuraciones de paneles solares, organizada por la patronal fotovoltaica UNEF en la Universidad de Murcia.

“En una Región como la nuestra en la que contamos con la combinación de una agricultura muy potente y tecnificada junto a más de 3.300 horas de sol al año, la agrovoltaica no es una opción, sino una obligación”, explicó el responsable de Energía en el Gobierno regional. Juan María Vázquez señaló que a través del Equipo de Sostenibilidad y Calidad Hortofrutícola del Instituto Murciano de Investigación y Desarrollo Agrario y Medioambiental (IMIDA), la Universidad Politécnica de Cartagena (UPCT) y la Fundación Séneca “desarrollamos varios proyectos de investigación y experimentación que están empezando a dar fruto”.

Estas nuevas placas solares
transparentes revolucionarán
la agricultura

La Comunidad impulsa la energía agrovoltaica para compatibilizar el uso agrícola del suelo y la generación fotovoltaica

https://fotos.europapress.es/fotonoticia/f7144572_

fotos.europapress.es

03/12/2025

La energía agrovoltaica se abre paso en la Región de Murcia como una vía de ingresos para los agricultores

- La Unión Española Fotovoltaica y la Consejería de Medio Ambiente exponen en una jornada técnica en Murcia casos de éxito de la integración de placas en cultivos



Celebración de la jornada sobre la agrovoltaica en la Universidad de Murcia, este miércoles.

energía agrovoltaica abre paso region oportunidad ingresos agricultores

<https://www.laverdad.es/murcia/energia-agrovoltaica-abre-paso-region-murcia-via-20251203190304-nt.html>

LA VERDAD

Miércoles, 03 diciembre 2025

La integración de la fotovoltaica en las explotaciones agrarias se abre como una vía de oportunidad a los agricultores, tanto para incrementar sus ingresos como para controlar el impacto de la radiación solar en los cultivos y balsas de riego. Así se constató este miércoles en la jornada 'Sol, agua y campo: agrovoltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente', organizada por la Unión Española Fotovoltaica (UNEF) y el Gobierno regional en la Universidad de Murcia, un encuentro que reunió a representantes institucionales, agricultores, empresas e investigadores.

El encuentro fue inaugurado por Juan María Vázquez, consejero de Medio Ambiente, Universidades, Investigación y Mar Menor, quien subrayó el desarrollo de la agrovoltaica en la Región: «Hace tiempo que dejó de ser un concepto abstracto para convertirse en una práctica en marcha, con proyectos contrastados y con una comunidad científica y empresarial que colabora de forma real», y subrayó el potencial de la región para su desarrollo: «En nuestro territorio, contamos con la combinación de una agricultura muy potente y tecnificada, junto a más de 3.300 horas de sol al año. En este sentido, la agrovoltaica no es una opción, sino una obligación».

José Donoso, director general de UNEF, comentó que «no existe la dicotomía entre agricultura o fotovoltaica. Toda la fotovoltaica prevista en el PNIEC seguirá dejando para usos agrarios exclusivos

el 99% del suelo agrario. Además, ambos usos del suelo son compatibles y simbióticos gracias a la agrovoltaica».

«Estamos sembrando el futuro con dos tecnologías que tienen impactos positivos con la agricultura. Ambas reducen el uso del agua, pero también acercan la agricultura a los objetivos de descarbonización, mientras trabajan en la resiliencia rural», agregó Martín Behar, director de Estudios y Medio Ambiente de UNEF.

Los expertos coincidieron en el valor estratégico de la agrovoltaica y la fotovoltaica flotante como herramientas clave para mejorar la gestión del agua, reducir costes, optimizar el uso de suelo y reforzar la competitividad del sector agrario.

Micaela Carvajal, profesora de investigación CEBAS-CSIC, afirmó que «producir alimentos y energía en un mismo espacio ya es posible. El potencial es enorme», e insistió en la necesidad de seguir apostando por investigación científica rigurosa para entender mejor cómo afectan estos sistemas a la luz disponible, el microclima y la productividad de distintos cultivos. «Seguir investigando es clave para desarrollar modelos realmente eficientes y sostenibles. El futuro del campo pasa por innovar, y la agrovoltaica es un camino lleno de oportunidades», indicó.

Asimismo, Javier Egea, Product Manager de SOLTEC, compartió cómo los seguidores pueden maximizar la producción fotovoltaica de los paneles y dar al agricultor un control activo sobre la irradiancia que recibe el cultivo, «tanto para dar sombra, como para el control de la pérdida hídrica». Además, «estamos viendo cómo la agrovoltaica reduce un 30% la evapotranspiración, y eso es mejora hídrica para las plantas», destacó Emilien Simonot, de Lightsource BP.

Inmaculada Carceller, subdirectora general adjunta de Cultivos Herbáceos, Industriales y Aceite de Oliva del Ministerio de Agricultura, Pesca y Alimentación (MAPA), abordó la compatibilidad de la PAC con la agrovoltaica: «El requisito fundamental de la agrovoltaica, desde la perspectiva del MAPA, tiene que ser la prevalencia de la actividad agrícola. El MAPA está trabajando en una normativa que defina requisitos más específicos para establecer la compatibilidad de la PAC con la agrovoltaica, más allá de los proyectos singulares en el marco de ayudas IDAE o aquellos que definan las CCAA en sus respectivos territorios».

Durante la jornada, se abordaron también los proyectos de investigación agrovoltaica en marcha. En este sentido M^a Pilar Flores Fernández-Villamil, profesora de Investigación del IMIDA, comentó que «los sistemas agrovoltaicos buscan proteger la actividad agraria y fomentar la generación de energía fotovoltaica, aportando al mismo tiempo beneficios medioambientales y económicos», y subrayó que «son especialmente relevantes en cultivos de secano de zonas áridas y semiáridas ya que constituyen una oportunidad para generar nuevas actividades socioeconómicas y asegurar la continuidad de la actividad agraria».

Los olivares y viñedos también han sido protagonistas, ya que la agrovoltaica supone una gran oportunidad en esta actividad. Javier Padilla, profesor titular e Investigador Principal Grupo I+D de la Universidad Politécnica de Cartagena-UPCT, ha destacado que en los proyectos llevados a cabo han integrado la fotovoltaica en viñedos «sin alterar para nada la producción de la uva y la calidad del vino resultante, obteniendo un impacto positivo en la retención de humedad del suelo».

Siguiendo la misma línea, Pedro Pérez, catedrático de Tecnología Electrónica de la Universidad de Jaén, puso en valor que, respecto a los olivares, «estamos consiguiendo compatibilizar perfectamente la producción agrícola y energética, e incluso mejorando hasta un 5% la producción agrícola. No sólo no disminuye, sino que mejoramos la producción, y además generamos energía».

Carlos Montoya Rasero, jefe del Departamento Solar y Autoconsumo (IDAE), presentó las ayudas a proyectos de agrovoltaica y fotovoltaica flotante, detallando los recursos disponibles y los requisitos técnicos para su acceso, así como ejemplos de iniciativas ya en marcha. «El IDAE ha destinado a 73 proyectos de este tipo, más de 87 millones de euros en ayudas a través de la convocatoria RENOINN, que se han dirigido a ayudas a la agrovoltaica y la fotovoltaica flotante en balsas de riego y cultivos existentes. Estos proyectos suponen la instalación de más de 164 MWp de nueva potencia fotovoltaica, con más de 187 MWh de nueva capacidad de almacenamiento en baterías».

La empresa murciana Soltec, que cuenta con un sistema propio de trackers para balsas de riego, moderó la última mesa de la jornada, que abordó las ventajas que ofrece la instalación de fotovoltaica flotante en esta actividad. «La fotovoltaica flotante nació de necesidades agrícolas para evitar evaporación, reducir algas y controlar los gastos energéticos ante la gran variación de precios» comentó Andrés Franco, CEO de ISIGENERE. Además, supone unas ventajas que impulsan también la electrificación y tecnificación de las explotaciones agrarias, como subrayó Eduardo De San Nicolás, CEO y fundador de Nautracker.

Entre los asistentes destacados estuvo Santiago Martínez, presidente de la Federación de Cooperativas Agrarias de Murcia (FECOAM), quien subrayó el interés de la jornada «porque se está hablando de algo que va a ser el futuro en los próximos años. Igual que en 2008 con el RD 661, muchísimas personas se apuntaron a poner energía fotovoltaica para poder tener luego una jubilación digna, ya que las jubilaciones de los agricultores y ganaderos son muy bajas; ahora está ocurriendo lo mismo con la agrovoltaica: este es el futuro para que se evapore menos agua, se aligeren los cultivos, y además se intente de todas las formas respetar el medio ambiente».

Jornada sobre energía solar y agricultura en Castellón y Valencia

[Reproducir](#) 

03/12/2025 09:42

[...] esta hora tenemos 9 grados en Castellón y Valencia , 10 en Alicante , en la Región de Murcia . El consejero de Medio Ambiente , Juan María Vázquez , participa hasta ahora junto al director general de la Unión Española Fotovoltaica , José Donoso , en la jornada Sol , agua y campo agro voltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente . Veremos qué conclusiones sacan . Además [...]

Jornada sobre energías renovables para un futuro agrícola más rentable en Castellón y Valencia

[Reproducir](#) 

03/12/2025 09:42

[...] esta hora tenemos nueve grados en Castellón y Valencia , diez en Alicante , en la Región de Murcia . El consejero de Medio Ambiente , Juan María Vázquez , participa hasta ahora junto al director general de la Unión Española Fotovoltaica , José Donoso , en la jornada Sol , agua y campo agro voltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente . Veremos qué conclusiones sacan . Además [...]

La agrovoltaica como solución rentable para la producción agrícola bajo placas solares // Declaraciones de José Donoso, Director de UNEF

[Reproducir](#) 

03/12/2025 13:31

[...] nuestras preocupaciones . Y los expertos confían en que la inclusión de la agro voltaica en las ayudas de la PAC a partir de 2026 incentive la proliferación de instalaciones fotovoltaicas que abogan por mantener la producción agrícola debajo de las placas solares . Una combinación que puede ser rentable . José Donoso es el director general de la patronal del sector Unefa , que permite además reducir la necesidad de agua . Permite y mejora con este juego de sombras . Jugar con los elementos térmicos , evitar que se queme los cultivos que están debajo y esto lo que con trabajo que están haciendo institutos muy señeros . Y en este sentido , como es enemigo , además de Murcia , se está viendo los importantes incrementos de productividad . El delegado del [...]

La agrovoltaica podría impulsar la producción agrícola y la rentabilidad en instalaciones fotovoltaicas a partir de 2026

[Reproducir](#) 

03/12/2025 13:31

[...] preocupaciones . Y los expertos confían en que la inclusión de la agro voltaica en las ayudas de la PAC a partir de 2026 incentive la proliferación de instalaciones fotovoltaicas que abogan por mantener la producción agrícola debajo de las placas solares . Una combinación que puede ser rentable . José Donoso es el director general de la patronal del sector Unefa , que permite además reducir la necesidad de agua . Permite y mejora con este juego de sombras . Jugar con los elementos térmicos , evitar que se queme los cultivos que están debajo y esto lo que con trabajo que están haciendo institutos muy señeros . Y en este sentido , como es enemigo , además de Murcia , se está viendo los importantes incrementos de productividad . [...]

En la Región de Murcia el consejero de Medio Ambiente , Juan María Vázquez , participa hasta ahora junto al director general de la Unión Española Fotovoltaica , José Donoso , en la jornada Sol , agua y campo agro voltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente

[Reproducir](#) 

03/12/2025 09:42

[...] Alicante , en la Región de Murcia . El consejero de Medio Ambiente , Juan María Vázquez , participa hasta ahora junto al director general de la Unión Española Fotovoltaica , José Donoso , en la jornada Sol , agua y campo agro voltaica y solar flotante para un futuro agrícola más rentable y resiliente . Veremos qué conclusiones sacan . Además , hay pendientes de la declaración de un anestesista que participó [...]

A la altura de un momento histórico: reflexiones sobre el XII Foro Solar de UNEF - Energética 21

- 2025 marcará para siempre la historia del sector fotovoltaico español como el año del cero eléctrico, un evento que transformó profundamente el panorama regulatorio y estratégico de la industria renovable y puso a la energía fotovoltaica en la agenda mediática y política.



A la altura de un momento histórico: reflexiones sobre el XII Foro Solar de UNEF.

[foro solar de unef](#)[xii foro solar](#)[transición energética](#)[energía fotovoltaica](#)[sector energético español](#)

<https://energetica21.com/articulo/altura-momento-historico-reflexiones-xii-foro-solar-unef/>

Energética 21

Miércoles, 03 diciembre 2025

2025 marcará para siempre la historia del sector fotovoltaico español como el año del cero eléctrico, un evento que transformó profundamente el panorama regulatorio y estratégico de la industria renovable y puso a la energía fotovoltaica en la agenda mediática y política.

Muy pocas veces un evento se percibe como la sala de máquinas de todo un sector. Pero el Foro Solar de UNEF no es un evento más: durante dos días de mediados de octubre el sector energético español se reúne al completo, desde los CEOs a los juniors, desde comunidades energéticas a distribuidoras, incluyendo a todas las administraciones públicas y a toda la prensa generalista y especializada. Son dos jornadas de ebullición en el auditorio, en las mesas y ponencias, en los pasillos de networking y en las reuniones, en las que más de 1.000 participantes debaten sobre la tecnología, el mercado, el panorama regulatorio, los avances en innovación, o el escenario social. El XII Foro Solar del 15 y 16 de octubre volvió a ser un éxito de audiencia y participación y a consolidarse como el punto de encuentro de toda la industria. Hoy, semanas después, nos toca reflexionar sobre su contenido, las lecciones aprendidas y los deberes que nos hemos marcado para ver, en el próximo Foro, si los hemos cumplido. Tenemos, por cierto, la fecha marcada y recomendamos que se la guarden en la agenda: el 7 y 8 de octubre de 2026. Pero volvamos al presente: este año, el evento llevaba por título “Desafíos de la segunda fase de la transición energética”. Y estas son las principales conclusiones:

2025 marcará para siempre la historia del sector fotovoltaico español como el año del cero eléctrico, un evento que transformó profundamente el panorama regulatorio y estratégico de la industria renovable y puso a la energía fotovoltaica en la agenda mediática y política.

Desde las primeras horas tras el apagón, la fotovoltaica fue señalada como responsable sin información que respaldara tal acusación. La respuesta del sector fue contundente: contrarrestar la desinformación y explicar el verdadero papel de la energía fotovoltaica. Afortunadamente, los informes técnicos del Ministerio de Transición Ecológica, Red Eléctrica y ENTSO-E coincidieron: el problema no fue de inercia, sino de absorción e inyección de reactiva, esto es, de control de la tensión por parte de las centrales convencionales. Como afirmó la presidenta de Red Eléctrica en el Foro, la fotovoltaica no tuvo responsabilidad en el apagón, y más bien puede tener un papel fundamental en la protección de la red.

Paradójicamente, lo que en los primeros días parecía una crisis aceleró cambios regulatorios que llevábamos años esperando. El PO 7.4, que había permanecido cuatro años en los cajones de la CNMC, fue aprobado en apenas mes y medio. Este procedimiento permitirá al sector participar en el mercado de reactiva, dar mayor seguridad al suministro eléctrico y obtener ingresos adicionales muy necesarios. Las empresas que se habiliten primero disfrutarán de una doble ventaja: evitarán restricciones operativas y obtendrán rentabilidades significativas. En concreto, tener máxima prioridad de despacho, rampas más rápidas y retribución por este servicio con ingresos adicionales aún cuando no haya recurso solar, unos incentivos de peso considerable.

Por otro lado, el sector está en una encrucijada compleja. El pasado verano experimentamos vertidos significativos: en julio, un promedio del 13%, una cifra que oculta una realidad más heterogénea. Mientras algunas plantas no registraron vertidos, otras sufrieron pérdidas del 37%, 40% e incluso 45%. Este problema, en parte consecuencia del modelo reforzado tras el apagón, está afectando gravemente la rentabilidad de determinadas empresas. La rampa de 15 minutos resulta excesiva; cinco minutos hubieran sido suficientes sin expulsarnos del mercado secundario.

Los problemas estructurales persisten: la inadecuación del sistema de precios o el desacople entre oferta y demanda son desafíos urgentes. Otro es la electrificación: el sector ha avanzado en sintonía con el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima, pero vemos que otros ámbitos no han completado sus deberes: mientras el sector eléctrico se ha descarbonizado hasta alcanzar un 60% de renovables, el sector de usos finales no ha avanzado en su proceso de electrificación.

El Plan Nacional de Redes presenta datos prometedores: peticiones concedidas con avales por 44 GW, más otros 24 GW aprobados hasta 2030. Casi 60 GW que, aunque no se materialicen todos, anticipan una transformación profunda. Destacan 20 GW para nuevas instalaciones industriales, que apuestan por España por la energía fotovoltaica competitiva que ofrecemos, y que son máxima prioridad porque atraer esta industria proporcionará un vector fundamental de reindustrialización. También se añaden 16 GW de centros de datos, otros 16 GW de hidrógeno verde y 6 GW de urbanizaciones.

España reúne las condiciones objetivas para continuar con el desarrollo fotovoltaico; el desafío crítico es acertar con los tiempos. La energía continuará siendo relativamente cara a corto plazo porque cuando comience a materializarse esa nueva demanda, los precios se incrementarán. La

dificultad está, por tanto, en encontrar el equilibrio entre un precio que garantice rentabilidad de las inversiones y que proporcione ventaja competitiva suficiente para que las empresas se establezcan aquí. Además, debemos dar respuestas ágiles: aunque muchos proyectos optan por quedarse, ya vemos cómo algunos otros que consideraban España se desvían hacia Francia o países del este.

Cualquier empresa que desee continuar debe comprender que el sector de hoy ya no es el del pasado, ya no basta con desarrollar y operar una planta convencional. El riesgo ya no reside en aspectos tecnológicos ni en operación y mantenimiento, ahora radica en contar con gestores capaces de extraer valor de un producto cada vez más complejo, por lo que el gestor del precio se ha convertido en figura crítica, desplazando al tradicional director de promoción, y generando valor gestionando estratégicamente los megavatios producidos en los múltiples mercados disponibles. Estamos viendo ejemplos innovadores, como acuerdos de compra (PPAs) multimarca para empresas de moda o clubs de fútbol. Para sobrevivir estos años, las empresas más capaces de imaginar soluciones creativas y ser disruptivas en sus modelos de negocio serán las que prevalezcan.

Si durante años se ha venido advirtiendo que el almacenamiento se convertiría en fundamental para el sector, hoy ya resulta imposible concebir una planta fotovoltaica competitiva sin esta tecnología, y la batería se ha vuelto tan esencial como el panel solar. Los recientes Reales Decretos de medidas urgentes resuelven la mayor parte de los problemas regulatorios pendientes, especialmente en almacenamiento para gestión de desviaciones.

En autoconsumo se han logrado avances, aunque insuficientes. Algunos cambios son positivos, como dotar de figura jurídica al almacenamiento distribuido. Sin embargo, persisten barreras: no se ha transpuesto adecuadamente la directiva europea de renovables en simplificación administrativa hasta 500 kW, y no se ha implementado la compensación de excedentes con carácter dinámico. Por su parte, seguimos necesitando fomentar el autoconsumo colectivo y las comunidades energéticas, que poseen una capacidad extraordinaria para transformar el sector en algo realmente distribuido y competitivo.

Existe un desafío que nunca debe perderse de vista: la aceptación social. Operamos en un sector regulado que depende de los reguladores y de la percepción pública, por lo que necesitamos cuidar la opinión pública y nuestra reputación. El papel de los ayuntamientos es clave: no es posible desarrollar plantas contra la voluntad local, y es imprescindible trabajar con autoridades y vecinos, construir paz social, escuchar, divulgar, combatir la desinformación y responder con transparencia.

Otro desafío crítico es la insuficiencia de recursos en la administración pública. Es necesario reconocer a los equipos reducidos de funcionarios que han llevado sobre sus espaldas una tremenda transformación del sistema energético español. Pero a la vez resulta imprescindible reclamar más recursos humanos, más medios y más digitalización para estos servicios.

Y a estos retos se añade uno político: un posible cambio de Gobierno, que subraya la necesidad de intensificar los esfuerzos de pedagogía con todas las fuerzas políticas, difundiendo los beneficios de la tecnología fotovoltaica y la ventaja competitiva histórica que supone para España. Todas las administraciones que participan de este momento histórico, desde el Gobierno a los pueblos pequeños que apuestan por la energía fotovoltaica, tienen la responsabilidad de no desperdiciarlo. La

realidad es que con nuestras decisiones en los próximos meses podemos dejar una herencia valiosa: un modelo energético descarbonizado que impulse el crecimiento económico y la reindustrialización.

Como se expresó en el Foro Solar, tenemos un futuro brillante, pero depende de cada uno de nosotros, de nuestras empresas y de todo el trabajo que hay por delante para hacer posible esta transformación. Tenemos las condiciones objetivas y debemos seguir adelante con determinación: hagamos las cosas bien y aprovechemos la oportunidad.

Artículo escrito por:

José Donoso Director general UNEF

Statkraft avanza en la tramitación de su primer proyecto híbrido eólico y solar en España.

● SumIndustria :: Statkraft avanza en la tramitación de su primer proyecto híbrido eólico y solar en España.



Foto Statkraft avanza en la tramitación de su primer proyecto híbrido eólico y solar en España.

industria

instrumentacion

instrumentación

sumindustria

suministros industriales

automocion

automoción

<https://www.sumindustria.es/NoticiasNovedades/VerNoticia/15388>

SumIndustria.es

Miércoles, 03 diciembre 2025

Statkraft avanza en la tramitación de su primer proyecto híbrido eólico y solar en España.

Con una potencia instalada total de 38,1 MW, este proyecto conllevaría una inversión de alrededor de 45 millones de euros y 75 empleos durante la construcción. Ubicado en la provincia de Burgos, la empresa ha logrado las autorizaciones administrativas previa y de construcción de este nuevo desarrollo -denominado Abrazadilla-, y que será el primero que lleva a cabo la compañía en España combinando las tecnologías eólica y solar

Este nuevo desarrollo renovable, el tercero que impulsa la compañía en esta provincia, supondrá un mejor aprovechamiento de los recursos naturales de ambas tecnologías – viento y sol-, logrando un suministro más constante y estable

Statkraft diseña este proyecto en línea con su compromiso de preservar el entorno natural y social, por lo que implementará una serie de medidas para la conservación de la biodiversidad y priorizará la contratación de empresas locales para las fases de construcción, operación y mantenimiento

Statkraft, primer productor renovable de Europa y líder en el mercado de PPAs, ha obtenido las autorizaciones administrativas previa y de construcción (AAP y AAC, respectivamente), por parte de

la Junta de Castilla y León, para Abrazadilla, su primera instalación híbrida eólica y solar en España.

Este innovador proyecto renovable, ubicado en los municipios burgaleses de Los Ausines, Revilla del Campo, Ibeas de Juarros y Carcedo de Burgos, contará con una potencia instalada total de 38,1 MW y estará formado por una parte eólica -tres aerogeneradores de 21,6 MW de potencia instalada-, y otra solar fotovoltaica, de 16,5 MW de potencia instalada. Combinar ambas tecnologías en una misma instalación, supondrá un mejor aprovechamiento de los recursos naturales - viento y sol- y se logrará un suministro eléctrico más constante y estable.

Statkraft, que ya cuenta con el Informe de compatibilidad ambiental para este proyecto, calcula que la construcción y puesta en marcha podría conllevar una inversión de alrededor de 45 millones de euros y la creación de 75 empleos durante la fase de construcción.

Abrazadilla, que será capaz de generar la energía limpia equivalente al suministro medio anual de 18.000 hogares y contribuirá a evitar la emisión de 22.000 toneladas de CO2, es el tercer desarrollo de la empresa en esta comunidad autónoma, y, en concreto, en la provincia de Burgos, donde ha puesto en operación recientemente el parque eólico de Cernégula y cuenta con el parque eólico Páramo de Poza, en operación desde 2002.

Compromiso ambiental y social

Statkraft diseña este proyecto en línea con su compromiso de preservar tanto el entorno natural donde se ubican sus instalaciones, como de impactar de forma positiva en el territorio y las comunidades locales. Para ello, priorizará las contrataciones locales y las compras a empresas de la zona durante las fases de construcción, operación y mantenimiento.

En cuanto a las medidas ambientales, destacan:

La mejora de los hábitats de ribera de los arroyos para favorecer a las especies que allí habitan, con la construcción de áreas de refugio para potenciar la biodiversidad del entorno.

La creación de refugios para polinizadores y para la cría de invertebrados en el interior del recinto fotovoltaico.

La instalación de pasos de fauna a lo largo de todo el perímetro del vallado mediante aperturas a ras de suelo que permitan la permeabilidad de las infraestructuras.

La instalación de dispositivos de monitorización automática con parada automática en todos los aerogeneradores.

Se retrasará el inicio del arranque de los aerogeneradores hasta los seis metros por segundo de velocidad de viento durante las primeras horas de la noche, entre los meses de julio a octubre, al coincidir con las velocidades de viento, horas y fechas más activas para la quiropterofauna.

Se destinará una superficie de, al menos, dos hectáreas dentro del interior del vallado, para la formación de rodales de vegetación que ofrezca un hábitat idóneo para refugio de diferentes especies aumentando la biodiversidad presente en el entorno.

Statkraft, referente en desarrollo renovable sostenible

Statkraft, presente en España desde 2018, cuenta con proyectos eólicos y solares en operación en

Galicia, Navarra, Castilla y León, Extremadura, Comunidad Valenciana y Andalucía, además, de una cartera de proyectos en desarrollo. Actualmente, opera 11 plantas solares y 7 parques eólicos, que suman una capacidad de 1,4 GW, repartidos en 650 MW solares y eólicos propios y otros 730 MW de terceros operados por la compañía.

Cabe destacar que seis de las plantas solares que gestiona en Extremadura y Andalucía cuentan con el Sello de Excelencia en Sostenibilidad de UNEF, que acredita que los proyectos se han planteado teniendo en cuenta criterios elevados de sostenibilidad en relación con el impacto socioeconómico, la gobernanza, la integración ambiental y la protección de la biodiversidad, así como el impulso a la economía circular.

En la provincia de Burgos, Statkraft cuenta con dos parques eólicos en operación, Cernégula y Páramo de Pozas, que suman una potencia instalada de 148 MW, capaces de suministrar la energía equivalente al consumo medio de 78.000 hogares al año y contribuyen a evitar la emisión de más de 70.000 toneladas de CO2 a la atmósfera.



España alcanzará un millón de tejados solares el próximo 2026

La CNMC espera un fuerte tirón en la parte doméstica

R. Esteller MADRID.

España está a punto de superar un umbral simbólico: el millón de instalaciones de autoconsumo. Las previsiones contenidas en el informe de la CNMC remitido al Ministerio para fijar los cargos eléctricos de 2026 muestran que el autoconsumo mantiene un ritmo de crecimiento extraordinario y que, si se cumplen los escenarios del regulador, el país cerrará el próximo ejercicio con casi 986.000 suministros acogidos de forma efectiva a esta modalidad. La cifra supone un salto de más de 195.000 puntos respecto a 2025, donde la CNMC estima que se cerrará el año con 790.700 autoconsumos.

Se instalará cerca de 195.000 nuevos puntos respecto al cierre de 2025

El incremento no solo se refleja en el número de instalaciones, sino también en la energía generada y en la potencia disponible. Para 2026, el regulador proyecta 9,6 GW de potencia de autoconsumo, con un avance notable en todos los peajes de acceso y una presencia creciente tanto en hogares como en pequeñas y medianas empresas.

En baja tensión, donde se concentra la actividad residencial y comercial, el número de suministros vinculados a autoconsumo alcanzará los 974.635 puntos, mientras que en alta tensión —principalmente industria— superará los 11.000, lo que consolida el crecimiento de este tipo de plantas.

GreenYellow despliega en el Puerto de Cádiz su mayor proyecto europeo de frío industrial asociado a autoconsumo fotovoltaico - Energética 21

- El proyecto, que estará operativo a mediados de 2026, combina una instalación frigorífica centralizada basada en amoníaco (NH₃) con una planta fotovoltaica en cubierta de 1,84 MWp.



GreenYellow despliega en el Puerto de Cádiz su mayor proyecto europeo de frío industrial asociado a autoconsumo fotovoltaico.

[proyecto de frío industrial](#)[autoconsumo fotovoltaico](#)[greenyellow](#)[ptp españa](#)[puerto de cádiz](#)[refrigeración industrial](#)

<https://energetica21.com/noticia/greenyellow-despliega-puerto-cadiz-mayor-proyecto-europeo-frio-industrial-a...>

Energética 21

Miércoles, 03 diciembre 2025

El proyecto, que estará operativo a mediados de 2026, combina una instalación frigorífica centralizada basada en amoníaco (NH₃) con una planta fotovoltaica en cubierta de 1,84 MWp.

La compañía de transición energética **GreenYellow** y el operador logístico **PTP España** han anunciado el desarrollo de una nueva infraestructura energética en el Puerto de la Bahía de Cádiz. El proyecto integra un sistema de refrigeración industrial de alta eficiencia y una planta fotovoltaica en la cubierta de la nueva terminal portuaria, cuya puesta en marcha está prevista para mediados de 2026.

Esta iniciativa se enmarca en un modelo de contrato *Energy as a Service* (EaaS) y PPA (Power Purchase Agreement), donde GreenYellow asume la inversión, operación y mantenimiento de los activos energéticos, permitiendo a PTP centrar sus recursos en la operación logística.

Refrigeración con amoníaco y gestión térmica

El núcleo técnico del proyecto reside en su sistema centralizado de refrigeración, que utiliza **amoníaco (NH₃)** como refrigerante natural. Esta elección técnica responde a la necesidad de minimizar el Potencial de Calentamiento Atmosférico (GWP) de la instalación, alineándose con las normativas europeas sobre gases fluorados.

La planta de frío dará servicio a una superficie cubierta de más de **14.500 m²** y ha sido diseñada con versatilidad térmica para operar en dos rangos, dependiendo de la mercancía (hortofrutícola o cárnicos/pescados):

Media temperatura (-10 °C): Capacidad de refrigeración de **4.000 kW** .

Baja temperatura (-30 °C): Capacidad de refrigeración de **1.300 kW** .

Desde el punto de vista de la eficiencia energética, la ingeniería aplicada en este diseño *greenfield* permitirá, según los cálculos de la desarrolladora, una reducción del consumo de **6,5 GWh anuales** respecto a sistemas de refrigeración convencionales equivalentes.

Complementando la demanda térmica, se desplegará una instalación fotovoltaica sobre la cubierta de la nave. El generador solar contará con una **potencia pico instalada de 1,84 MWp** , con una estimación de producción anual de **2,4 GWh** .

Dado el alto perfil de consumo de una terminal de frío industrial (que opera 24/7), la energía solar generada se destinará íntegramente al autoconsumo, cubriendo aproximadamente el **35% de las necesidades eléctricas** totales de la planta. El suministro restante se completará mediante conexión a la red eléctrica.

La terminal servirá como punto estratégico para la logística de importación y exportación, conectando con el norte de África y rutas Ro-Ro. Además de la infraestructura energética, la nave contará con *shuttles* autónomos y conexión ferroviaria eléctrica a pie de instalación, reforzando la electrificación de la cadena de suministro.

Nicolas Daunis , Country Manager de GreenYellow España, ha señalado que este modelo integral permite garantizar el rendimiento de los activos energéticos sin que el cliente industrial deba desviar CAPEX de su actividad principal. Por su parte, **Diego Nieves** , Country Manager de PTP España, ha destacado la posición de la terminal como "Punto de Control Fronterizo" y su capacidad para gestionar 20.000 posiciones de pallets.

Ubicación: Puerto de la Bahía de Cádiz.

Modelo de contrato: EaaS / PPA.

Refrigerante: Natural (NH₃).

Potencia Frigorífica: 5,3 MW térmicos totales (4 MW a -10°C / 1,3 MW a -30°C).

Potencia Fotovoltaica: 1,84 MWp.

Producción Solar Estimada: 2,4 GWh/año.

Cobertura Solar: ~35% del consumo total.

Ahorro energético estimado (frío): 6,5 GWh/año vs. sistemas convencionales.

Fecha prevista de operación: Mediados de 2026.



GreenYellow y PTP España impulsan en Cádiz un proyecto de refrigeración industrial de alta eficiencia alimentado con...

- La nueva terminal del Puerto de Cádiz integrará refrigeración industrial eficiente y fotovoltaica para reducir costes y emisiones en la cadena logística.



GreenYellow y PTP España impulsan en Cádiz un proyecto de refrigeración industrial de alta eficiencia alimentado con energía solar

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/greenyellow-y-ntp-espaa-a-impulsan-en-20251203>

Manuel Moncada

Miércoles, 03 diciembre 2025

La iniciativa, actualmente en construcción, refuerza la apuesta de ambas compañías por reducir emisiones, optimizar costes energéticos y avanzar hacia cadenas logísticas más sostenibles.

Refrigeración eficiente para una terminal de nueva generación

El proyecto incorpora un sistema centralizado de refrigeración basado en refrigerante natural (NH3). Su diseño, concebido desde cero para maximizar la eficiencia, permitirá reducir en torno a 6,5 GWh de consumo eléctrico al año y evitar la emisión de 656 toneladas de CO2, el equivalente a plantar casi 5.000 árboles.

La terminal, con más de 14.500 metros cuadrados de superficie cubierta, contará con cámaras capaces de operar a dos rangos de temperatura:

- 4.000 kW de capacidad a -10 grados centígrados para frutas y verduras.
- 1.300 kW a -30 grados centígrados para carne, pescado y marisco.

El carácter polivalente de las cámaras permitirá ajustarlas según las necesidades operativas, optimizando espacio y flexibilidad. El complejo integrará además shuttles autónomos para agilizar los procesos de carga y descarga.

Energía solar integrada desde el diseño

La instalación fotovoltaica en cubierta alcanzará los 1,84 MWp de capacidad y producirá unos 2,4 GWh anuales, lo que permitirá cubrir aproximadamente el 35% del consumo energético asociado a la planta solar. Según las estimaciones, esta producción evitará la emisión de 240 toneladas de CO2 al

año, equivalentes a unas 6.130 plantaciones de árboles.

Aunque la terminal contará con autonomía parcial, permanecerá conectada a la red eléctrica por registrar un consumo superior a la generación prevista.

Una alianza estratégica para la logística del sur de Europa

"Este proyecto marca un hito para GreenYellow en España y demuestra cómo la eficiencia y la generación renovable pueden convertirse en motores de competitividad", señala **Nicolas Daunis, Country Manager de GreenYellow**. Según explica, el modelo integral de GreenYellow permite a sus clientes acelerar su crecimiento mientras delegan la financiación y operación de los activos energéticos.

Para PTP Group, la nueva terminal supone un punto estratégico para ampliar su red logística y conectar tres continentes: Sudamérica, Europa y África. "El emplazamiento del Punto de Control Fronterizo consolida a Cádiz como un nodo clave para el comercio internacional, especialmente en el tráfico con el norte de África", afirma **Diego Nieves, Country Manager de PTP España**.

La terminal contará con 20.000 posiciones de pallets y acceso directo a ferrocarril eléctrico, lo que permitirá desarrollar operaciones a gran escala con menores emisiones. Además, PTP Group avanza en un proyecto similar en los Países Bajos, a través de su filial PTP Rotterdam, con el objetivo de completar una red europea de corredores logísticos sostenibles.

Un modelo que impulsa la expansión empresarial

El enfoque Energy as a Service de GreenYellow permite a las compañías destinar recursos a su actividad principal mientras la energética se hace cargo del diseño, financiación y operación de infraestructuras de eficiencia y generación. En el caso de PTP España, esta fórmula contribuye a desarrollar instalaciones de alta complejidad con garantías de rendimiento a largo plazo.

Cádiz, hacia un nuevo papel en la logística sostenible

La puesta en marcha de la terminal está prevista para mediados de 2026. La iniciativa aspira a convertir a Cádiz en referencia europea de innovación energética aplicada al sector logístico, combinando tecnologías de refrigeración avanzada con producción renovable.

Con este proyecto, GreenYellow y PTP España buscan demostrar que la transición energética no solo es viable, sino también rentable y clave para el futuro de la industria.

¿Puede el cableado preensamblado ayudar a maximizar la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos a gran escala? - Energética 21

- Con la reducción de las subvenciones gubernamentales, la rentabilidad en el área fotovoltaica depende de optimizar tanto la eficiencia de capital como la operativa.



¿Puede el cableado preensamblado ayudar a maximizar la rentabilidad de los proyectos fotovoltaicos a gran escala?

cableado preensamblado

rentabilidad proyectos fotovoltaicos

costo nivelado de energía

bancabilidad proyectos solares

<https://energetica21.com/articulo/puede-cableado-preensamblado-ayudar-maximizar-rentabilidad-proyectos-fo...>

Energética 21

Miércoles, 03 diciembre 2025

Con la reducción de las subvenciones gubernamentales, la rentabilidad en el área fotovoltaica depende de optimizar tanto la eficiencia de capital como la operativa.

El papel crucial de la selección de componentes para la bancabilidad

El éxito financiero de un proyecto solar se determina principalmente por su Costo Nivelado de Energía (LCOE), que tiene en cuenta todos los costes de capital, operación y mantenimiento. Minimizar el LCOE requiere una gestión cuidadosa tanto del CapEx —los costes iniciales de adquisición de terrenos, equipos, construcción y conexión a red— como del OpEx, que incluye mantenimiento, reparaciones, seguros y gastos administrativos.

Aunque el cableado suele representar solo una pequeña parte del CapEx, puede suponer una proporción significativa del OpEx cuando se consideran los errores de instalación y las reparaciones posteriores. Los inversores y las entidades financieras evalúan rigurosamente estos costes para determinar la bancabilidad del proyecto, es decir, el nivel de riesgo financiero asociado a un proyecto, tecnología o proveedor.

Seleccionar componentes bancables es esencial para asegurar la financiación y garantizar la rentabilidad a largo plazo. Un cableado fiable y de alta calidad reduce directamente el riesgo

operativo, evita pérdidas de energía y disminuye los costes potenciales de reparación: factores clave en cualquier evaluación financiera.

Riesgos del cableado e impacto económico

Estudios como el Solar Bankability Project indican que las fallas de cableado e instalación inadecuada se encuentran entre los principales factores que contribuyen al riesgo operativo en plantas fotovoltaicas. Los operadores pueden cuantificar estos riesgos técnicos desde el punto de vista económico analizando su impacto financiero en dos niveles:

Reparación y sustitución: coste de reemplazar componentes y correcciones que demandan mucha mano de obra
Pérdida de energía: menor producción eléctrica implica pérdida de ingresos

Efectos del cableado preensamblado sobre el riesgo de fallos y el OpEx

Numerosas empresas EPC en todo el mundo han reconocido el cableado preensamblado como una solución práctica para minimizar los riesgos asociados a la instalación. Al ensamblar conectores y cables en un entorno de fábrica controlado, los proyectos se benefician de un proceso de instalación más ágil. Los carretes preparados en fábrica permiten una implementación plug-and-play, reduciendo significativamente la mano de obra en campo y los plazos de construcción.

Aún más importante, el preensamblaje mejora la fiabilidad al garantizar un crimpado correcto y conexiones seguras, eliminando eficazmente los errores humanos comunes en el montaje en obra. Además, los procedimientos de control de calidad de los proveedores verifican la integridad del aislamiento, la continuidad eléctrica, la estanqueidad y la resistencia dieléctrica, asegurando una calidad de producto óptima. Algunos fabricantes, como Voltage Energy, con sede en Estados Unidos, van aún más lejos y superan las normas internacionales como IEC o 2PFG.

Consideremos una planta solar fotovoltaica de 100 MW, compuesta por 22 bloques, cada uno con 250 cadenas y 28 módulos por cadena. Esta configuración requiere aproximadamente 22.000 conectores de corriente continua (DC), es decir, veintidós mil posibles puntos de fallo si se ensamblan manualmente en el campo. En cambio, optar por cableado preensamblado reduce al mínimo las fallas y pérdidas de rendimiento provocadas por terminaciones incorrectas. El resultado es una reducción medible del OpEx, un mayor rendimiento energético y, en última instancia, un LCOE más bajo, que mejora la rentabilidad y la bancabilidad del proyecto a largo plazo.

Conclusión: pequeña parte del CapEx, gran impacto en el OpEx

Aunque el cableado representa solo una fracción del coste de capital en proyectos solares a gran escala, su contribución a la eficiencia operativa y la gestión del riesgo es desproporcionadamente alta. El cableado preensamblado ofrece una solución sólida y probada en fábrica que reduce la mano de obra, minimiza los errores de instalación y mejora la fiabilidad general del sistema.

Al reducir tanto el CapEx como el OpEx, estas soluciones contribuyen directamente a un menor LCOE, maximizando la rentabilidad del proyecto. Para los desarrolladores y contratistas EPC de proyectos fotovoltaicos a gran escala, adoptar el cableado preensamblado no es solo una mejora técnica, sino una decisión financiera estratégica que ofrece beneficios medibles durante toda la vida útil de la planta.

Artículo escrito por:
Georg UrbanDirector General para EuropaVoltage Clean Energy GmbH

Baterías inteligentes y ciberseguras: el salto tecnológico de Cegasa Energía e Ikerlan - Energética 21

- La alianza vasca pretende transformar el almacenamiento energético industrial con IA y conectividad 'cloud'.



Baterías inteligentes y ciberseguras: el salto tecnológico de Cegasa Energía e Ikerlan.

[baterías inteligentes](#) [ciberseguridad](#) [cegasa energía](#) [ikerlan](#) [almacenamiento de energía](#) [iot](#) [inteligencia artificial](#)

<https://energetica21.com/noticia/baterias-inteligentes-ciberseguras-salto-tecnologico-cegasa-energia-ikerlan/>

Energética 21

Miércoles, 03 diciembre 2025

Cegasa Energía e Ikerlan han unido fuerzas para revolucionar el sector del almacenamiento con un nuevo modelo de baterías industriales que incorpora **electrónica avanzada, Inteligencia Artificial (IA) y conectividad en la nube**. Esta colaboración en el País Vasco tiene como meta transformar los sistemas de almacenamiento en unidades inteligentes, más eficientes y preparadas para las exigencias normativas futuras, especialmente en materia de ciberseguridad y sostenibilidad.

El ECS evolucionado: un núcleo de control extendido

El núcleo de esta innovación reside en la evolución profunda del **Extended Control System (ECS)**, la tecnología propia que CEGASA Energía utiliza como núcleo inteligente de sus sistemas de almacenamiento. El ECS actúa como un sistema de control extendido que monitoriza y coordina todos los subsistemas de la batería (BMS, PCS, seguridad, comunicaciones), además de habilitar la conectividad IoT y la comunicación con plataformas *cloud*.

Con esta alianza, el ECS adquiere nuevas capacidades críticas:

- **Ciberseguridad (*Security*)**: Un elemento diferenciador es la incorporación de la ciberseguridad **desde la fase de diseño**, anticipándose a la normativa europea de 2027.

- **Seguridad Física (*Safety*):** Se han incorporado **sensores avanzados** para detectar gases emitidos por las baterías en condiciones críticas, con el objetivo de prevenir incendios o fallos térmicos.
- **Gestión con IA:** El sistema integra **modelos de Inteligencia Artificial** para la gestión energética. A medio plazo, se espera que el ECS pueda ejecutar modelos predictivos de IA para **maximizar la vida útil** y el rendimiento energético.
- **Conectividad y Actualización:** El proyecto permite avanzar hacia un ecosistema de baterías **conectadas y actualizables de forma remota** , lo que facilita la integración de nuevos módulos de *software* según las necesidades del usuario.

Preparación normativa y sostenibilidad

Este salto tecnológico no solo mejora el rendimiento, sino que prepara a los sistemas para operar en entornos industriales complejos y cumplir con los requisitos normativos venideros. En el plano de la sostenibilidad, las mejoras buscan maximizar el autoconsumo, reducir la dependencia de la red y allanar el camino hacia nuevas aplicaciones exigentes, como el transporte marítimo o el almacenamiento a gran escala. Además, CEGASA e IKERLAN están trabajando en un **Battery Passport** (Pasaporte de Batería), en línea con la futura legislación europea, para registrar el ciclo de vida de cada unidad y facilitar su reutilización en una segunda vida.

Se prevé que los productos de CEGASA Energía que incorporen esta tecnología estén operativos en campo a **principios de 2026** .



El Gobierno aborda la gestión de las ayudas al autoconsumo y al Moves III del PRTR

- Zelestra, empresa verticalmente integrada de energías renovables, ha participado en la subasta FER X de Italia con 8 proyectos, que se ha adjudicado (60 MW)



El secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, en la Conferencia Sectorial de Energía

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-gobierno-aborda-la-gesti-n-de-20251203>

Celia García-Ceca

Miércoles, 03 diciembre 2025

La Conferencia Sectorial de Energía, reunida ayer en la sede del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (Miteco), ha analizado la evolución de la materialización de las líneas territorializadas del **Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia (PRTR)**, como el Moves III o el autoconsumo. El secretario de Estado de Energía, Joan Groizard, reiteró la necesidad de acelerar la gestión y justificación de las subvenciones concedidas a ciudadanos y empresas, que debe completarse antes de que concluya el primer semestre de 2026, según la normativa europea. Las comunidades y ciudades autónomas han podido modificar los procedimientos administrativos de las líneas territorializadas en función de sus necesidades, y han dispuesto del 5% del presupuesto para reforzar sus recursos administrativos, pero el grado de verificación de las ayudas es muy dispar entre unos territorios y otros, con casos que alcanzan el 91% y casos que se quedan en el 3%. En este sentido, Groizard informó a los representantes autonómicos de que el Miteco está trabajando con la Comisión Europea para que se autoricen procedimientos simplificados a la hora de justificar el reparto de las subvenciones y maximizar la ejecución de fondos europeos.

Groizard también solicitó la implicación de las comunidades autónomas a la hora de implementar la Estrategia Nacional contra la Pobreza Energética, y puso como ejemplo mejorar la cobertura del bono social, al objeto de que lo perciban todos los hogares que tengan derecho a él, a la vista de que también hay una gran disparidad entre territorios. La Conferencia también abordó numerosas cuestiones solicitadas por las comunidades autónomas, como la revisión del calendario de cese de actividad de las centrales nucleares, la crisis eléctrica del pasado 28 de abril o los servicios de ajuste y la evolución de los costes de la electricidad. Finalmente, las comunidades autónomas decidieron postponer el reparto de dos líneas de ayudas de 500 millones de euros para actuaciones de

eficiencia energética para Pymes y grandes empresas del sector industrial (300 millones) y el sector terciario (200 millones), procedentes del Fondo Nacional de Eficiencia Energética. Las comunidades autónomas han optado por estudiar más la propuesta compartida con ellas el pasado mes de septiembre.

El récord fotovoltaico no dispara la generación renovable

- El acuerdo establece un marco de colaboración entre ambas instituciones para fomentar la investigación y el desarrollo (I+D)



El récord fotovoltaico no dispara la generación renovable

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

El récord fotovoltaico no dispara la generación renovable

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-r-cord-fotovoltaico-no-dispara-la-20251203>

Celia García-Ceca

Miércoles, 03 diciembre 2025

La energía solar fotovoltaica batió su récord de producción el pasado noviembre, generando 17.104 GWh que se traducen en un 11,2% más que el año pasado. A pesar de estos datos, la generación de electricidad de origen renovable perdió fuerza en el tercer trimestre del año, según recoge el último informe trimestral del Observatorio de Energías Renovables, elaborado por Opina 360 a partir de datos provisionales de Red Eléctrica. En conjunto, las fuentes renovables generaron en el tercer trimestre un total de 37.583 GWh. Esta cifra supone un ascenso interanual del 2%, lastrado sobre todo por la eólica y la hidráulica, que cerraron el trimestre con descensos. La producción eólica cayó hasta los 12.438 GWh, un 3,1% menos que un año antes, con lo que encadena cuatro trimestres en negativo. Por su parte, la hidráulica retrocedió un 6,1%, hasta los 5.276 GWh. También se redujo la generación de otras fuentes verdes, a excepción del grupo de otras renovables (5,3%).

En paralelo, la generación con fuentes no renovables aumentó un 4,1% interanual, hasta 32.717 GWh, impulsada casi en exclusiva por los ciclos combinados, que elevaron su producción un 26%. La nuclear redujo su aportación un 3,5%, la cogeneración bajó un 9,7% y el carbón se desplomó un 84,7%, influido por la conversión de la central de Aboño (Asturias), que impulsó la producción de turbina de vapor un 160,1%. El mayor crecimiento de la producción no renovable en el tercer trimestre motivó que el peso de la energía verde se quedara en el 53,5% del total, medio punto menos que en el mismo periodo del año anterior.

Las cinco regiones fotovoltaicas

Andalucía y Castilla y León lideraron la generación renovable en el tercer trimestre de 2025, alcanzando 7.409 GWh y 6.644 GWh respectivamente, con crecimientos interanuales del 21,4% y 16,5%. Junto a Castilla-La Mancha, Extremadura y Aragón, estas cinco comunidades concentran el 76,4% de la producción verde del país. En contraste, se registraron descensos en doce comunidades, entre las que destacan País Vasco (-22,3%), Extremadura (-14,8%) y Comunidad Valenciana (-14,4%).

Asimismo, las comunidades con mayor porcentaje de energía verde sobre su producción total fueron Castilla y León (94,1%), Aragón (79,8%), Cantabria (79,7%), Galicia (72,4%) y Andalucía (67,7%). En el lado contrario, Cataluña, País Vasco y Baleares tuvieron cifras inferiores al 15%. Andalucía encabezó por cuarto trimestre consecutivo la generación fotovoltaica, con 4.553 GWh, mientras que Castilla y León lideró la producción eólica, con 2.795 GWh, y también la hidráulica, con 1.741 GWh.

91.000 MW de potencia verde

La potencia renovable instalada sumó 2.369 MW nuevos en el periodo, un 2,7% más trimestral, para situarse en 90.823 MW, que representan el 67,6% del parque eléctrico nacional. La mayor parte de esta expansión provino de la energía solar fotovoltaica, que añadió 2.208 MW en el trimestre, hasta los 37.352 MW. La eólica sumó 202 MW (32.770 MW totales), mientras el resto de las renovables se mantuvieron estables o con ligeros descensos. En el último año, la potencia verde acumula un crecimiento del 9,7%, con 8.008 MW más. Este volumen representa uno de los ritmos más altos de los últimos años, con la fotovoltaica como principal motor: 6.835 megavatios más, con una subida del 22,4%.

Durante el tercer trimestre del año, diez comunidades autónomas participaron activamente en el crecimiento de la potencia renovable instalada en España. Castilla y León encabezó las subidas con 772 MW nuevos, seguida de cerca por Andalucía con 745 MW y Castilla-La Mancha con 411 MW. En comparación con el mismo periodo del año anterior, Andalucía lidera el aumento, con 2.390 MW adicionales, seguida de Castilla y León (2.122), Castilla-La Mancha (1.388) y Extremadura (914). Por su parte, Asturias, Cantabria y Madrid no incorporaron nueva potencia renovable en este trimestre.



Inversores híbridos y almacenamiento inteligente: la apuesta tecnológica de Solplanet en Genera 2025

- Iñaki Pacha, Country Manager de Solplanet, aseguró a Review Energy que la apuesta de la compañía por inversores híbridos de hasta 30 kW y baterías de terc...



GALERIA

revista digital

revista energia renovable

energia renovable

energias limpias

energia fotovoltaica

energia solar

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/inversores-hibridos-y-almacenamiento-inteligente-la-apuesta-tec...>

Miércoles, 03 diciembre 2025

3 diciembre 2025 0

Solplanet ha vuelto a marcar presencia en **Genera 2025** con importantes novedades en soluciones híbridas y almacenamiento de energía, reafirmando su compromiso con la eficiencia energética y el autoconsumo optimizado. La compañía presentó sus nuevos inversores híbridos: **ASW 8-10K SH**, monofásico hasta 10 kW, y **ASW 15-30K HT**, trifásico hasta 30 kW, junto con la batería **Ai-LB G3** de tercera generación y la herramienta de inteligencia artificial **AI Power IntelliCharge**, que se ofreció a los primeros 100 instaladores tras el evento.

En entrevista con Review Energy, **Iñaki Pacha, Country Manager de Solplanet**, destacó que los nuevos equipos permiten una gestión avanzada de la energía, ofreciendo máxima flexibilidad y eficiencia: "Nuestros inversores híbridos pueden funcionar en **modo isla** y cuentan con salida de emergencia en menos de 10 milisegundos. Además, son compatibles con generadores diésel y módulos bifaciales, lo que los hace idóneos para instalaciones residenciales, industriales o aisladas", explicó.

Por su parte, la **batería Ai-LB G3** incorpora mejoras significativas en densidad, fiabilidad y seguridad, con sistema anti-incendios y capacidad de **6.000 ciclos**. Según Pacha, su integración con los inversores híbridos garantiza suministro continuo ante cortes de luz y refuerza la competitividad del

sistema: “Esta combinación nos permite ofrecer soluciones tecnológicas avanzadas a un precio muy competitivo”, afirmó.

Otro de los protagonistas de la feria fue **AI Power IntelliCharge** , una inteligencia artificial que optimiza automáticamente el flujo energético entre la red, la batería y el sistema fotovoltaico, ajustándose a precios dinámicos y condiciones meteorológicas. Según Pacha, la herramienta permite a los instaladores personalizar el sistema según las necesidades del cliente, maximizando la rentabilidad del autoconsumo.

Solplanet también reforzó su apuesta por un **soporte técnico local y cercano** . Pacha destacó que todo su **equipo de atención en España y Portugal cuenta con experiencia práctica en instalaciones**, permitiendo a los instaladores resolver dudas directamente con profesionales que hablan su mismo idioma y conocen los desafíos del sector: “Creemos que este acompañamiento es clave para diferenciarse en el mercado y garantizar proyectos exitosos”, afirmó.

Con estas novedades, Solplanet consolida su posición como uno de los fabricantes de inversores y baterías más relevantes del mercado europeo, apuntando a **crecimiento sostenido** en Iberia y otros mercados del continente. “Nuestra estrategia se centra en ampliar el portfolio híbrido, lanzar soluciones para instalaciones industriales y mantener una fuerte inversión en Europa. El objetivo es seguir ganando cuota de mercado y ofrecer soluciones confiables y rentables a nuestros clientes”, concluyó Pacha.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Últimas Noticias

3 diciembre 2025

ITP Aero acelera su transición energética con casi 2 MW de autoconsumo desplegados por Edison Next

- La compañía aeronáutica apuesta por la fotovoltaica en sus sedes y avanza en eficiencia y descarbonización de la mano de Edison Next.



ITP Aero acelera su transición energética con casi 2 MW de autoconsumo desplegados por Edison Next

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/autoconsumo/itp-aero-acelera-su-transici-n-energ-20251203>

Manuel Moncada

Miércoles, 03 diciembre 2025

Según explica Edison Next en un comunicado, el despliegue de instalaciones fotovoltaicas es uno de los ejes principales de esta colaboración, ya que la empresa especializada en soluciones energéticas ha completado el despliegue de diversas plantas de autoconsumo solar en los centros de **Albacete, Derio, Ajalvir y Zamudio**. Este último, ubicado en Vizcaya, destaca por haberse convertido en el mayor parque fotovoltaico sobre marquesinas de aparcamiento del País Vasco, un hito relevante en el ámbito de la generación distribuida en la comunidad autónoma vasca.

En conjunto, todas las instalaciones desplegadas suman **1,955 MWp de potencia**, con Zamudio (962 kWp) y Ajalvir (723 kWp) como las más significativas. La energía renovable que producirán -2.289 MWh anuales- permitirá a ITP Aero reducir de forma notable tanto su consumo energético como las emisiones asociadas a su actividad industrial.

La alianza entre ambas compañías refleja cómo la cooperación entre grandes actores industriales puede acelerar la implantación de soluciones que combinan eficiencia, ahorro económico y reducción del impacto ambiental. Gracias a una planificación conjunta y a la integración de nuevas tecnologías, ITP Aero consolida un modelo energético más competitivo en un sector que afronta crecientes retos regulatorios y operativos.

"Es un orgullo acompañar a ITP Aero en su camino hacia la descarbonización", señala **Sergio Calvo, Sales Manager North de Edison Next Spain**, que además subraya que el objetivo de la compañía

"siempre ha sido proporcionar soluciones innovadoras que impulsen la sostenibilidad y, al mismo tiempo, refuercen la competitividad y rentabilidad de las empresas". Y este enfoque no se limita a la energía solar: Edison Next también trabaja en mejoras transversales de eficiencia en distintas instalaciones de la compañía aeronáutica.

En un contexto industrial marcado por la presión para avanzar hacia modelos más sostenibles, iniciativas como esta se consolidan como catalizadores de transformación. La combinación de inversión, tecnología y colaboración estratégica está acelerando la adaptación del tejido industrial a un escenario energético en continua evolución, donde la eficiencia deja de ser una opción para convertirse en un elemento estructural del futuro empresarial.



WWW.REVIEW-ENERGY.COM

JA Solar aterriza en el mercado del almacenamiento y reúne a referentes de la energía en Chile

- El encuentro reunió a líderes del ecosistema energético chileno y fue el escenario de la presentación oficial de Solar y Storage, una nueva solución integr...



GALERIA

revista digital

revista energía renovable

energía renovable

energías limpias

energía fotovoltaica

energía solar

<https://www.review-energy.com/almacenamiento/ja-solar-ateriza-en-el-mercado-del-almacenamiento-y-reune-...>

Miércoles, 03 diciembre 2025

JA SOLAR LATAM 3 diciembre 2025 0

JA Solar aterriza en el mercado del almacenamiento y reúne a referentes de la energía en Chile

El almacenamiento de energía ha tomado cada vez más relevancia en la industria y se ha convertido en una prioridad para el sector. En ese contexto, en un exclusivo evento realizado en el Rooftop del Hotel Ritz-Carlton, **JA Solar presentó oficialmente JA Energy Storage**, junto con las principales innovaciones de su portafolio. La compañía dio a conocer **su solución integrada que combina tecnologías fotovoltaicas y sistemas de almacenamiento energético (BESS)**, marcando un hito estratégico para la compañía.

La actividad, realizada bajo el concepto **"Beyond the Sunset: extendiendo el poder del sol"**, reunió a representantes del sector energético, gremios, líderes de opinión y clientes de la compañía, reforzando el rol de Chile como punto de lanzamiento para tecnologías avanzadas que impulsan la transición energética en América Latina.

Durante el encuentro, JA Solar presentó sus novedades que integran paneles solares de alto rendimiento con sistemas BESS, bajo la marca especializada JA Energy Storage. Esta oferta permitirá, desde la integración de portafolio aplicada a proyectos en el país, aportar mayor flexibilidad al sistema, alivianar la congestión, optimizar el despacho de generación y mejorarla confiabilidad del sistema eléctrico.

“Los sistemas de almacenamiento permiten capturar la energía que hoy se pierde por restricciones en la red o por exceso de oferta. Es **una herramienta que transforma problemas operacionales en oportunidades económicas**”, destacó **Erick Melo, Technical Manager - South LATAM de JA Solar** durante el bloque técnico.

Asimismo, **Víctor Soares, Head of LATAM Technical Team** de JA Solar complementó: “La tecnología litio-ferrofosfato se ha consolidado como el estándar global en almacenamiento por su equilibrio en seguridad, vida útil y costos, lo que la convierte en la opción más confiable hoy para proyectos solares y de baterías, que es la apuesta que estamos haciendo como compañía”.

Víctor Soares, Head of LATAM Technical Team de JA Solar

El almacenamiento energético se ha convertido en una de las principales tendencias globales ante la necesidad de sistemas más flexibles, resilientes y capaces de responder a la creciente penetración de energías renovables. Chile, gracias a su liderazgo regional en adopción solar y a su marco regulatorio en evolución, se ha posicionado como un mercado clave para estas tecnologías.

Así lo recalcó **Marcos Donzino, Head of Sales South LATAM de JA Solar**, quien abrió el evento señalando que “el interés que vimos en este encuentro confirma que **el almacenamiento seguirá creciendo en Chile y la región**, y que hoy es un habilitador clave para el desarrollo de nuevos proyectos solares. Queremos que el mercado vea a JA Solar no solo como un fabricante de paneles solares, sino como un integrador de soluciones que combina solar y almacenamiento. El país es un mercado estratégico para JA Solar, por el liderazgo que ha asumido en energía solar y porque hoy comienza una nueva etapa con el desarrollo del almacenamiento”.

Por su parte, **Gabriel Magdalon, Vice president LATAM JA Solar**, agregó que “además de ser líderes en módulos fotovoltaicos, hoy queremos consolidarnos también como un actor relevante en soluciones de almacenamiento energético en América Latina y así quisimos plasmarlo con la presentación de nuestras nuevas soluciones BESS”.

Un espacio para el diálogo y la innovación

El programa incluyó un espacio de reflexiones gremiales y análisis de las tendencias actuales del sector solar y del almacenamiento energético, a través de un diálogo protagonizado por **Bárbara Barbieri, presidenta de ACESOL (Asociación Chilena de Energía Solar)**, y **Ana Lía Rojas, directora ejecutiva de ACERA (Asociación Chilena de Energías Renovables y Almacenamiento)**. La conversación —moderada por **José Tomás Ewing, Sales Manager Chile de JA Solar**— abordó los desafíos regulatorios, la creciente demanda por soluciones híbridas y la necesidad de fortalecer la resiliencia energética en la región.

“El almacenamiento es clave para resolver la brecha entre dónde generamos energía y dónde se consume. Chile produce mucha energía solar en el norte y gran parte de la demanda está en la zona central, y ahí esta tecnología se vuelve estratégica para el sistema eléctrico”, indicó **Bárbara Barbieri, presidenta de ACESOL , la Asociación Chilena de Energía Solar.**

Por su parte, **Ana Lía Rojas, directora ejecutiva de ACERA ,** el gremio que reúne al ecosistema renovable y del almacenamiento, destacó: “El desafío ya no es solo integrar más proyectos renovables: es asegurar que exista demanda suficiente para absorberlos. El efecto sustitución por retiro de carbón se va a agotar, y lo que definirá el futuro del sector será nuestra capacidad de electrificar el país. Sin electrificación profunda, especialmente en la industria minera, la transición energética quedará incompleta”.

La jornada culminó con un cierre a cargo de **Paco Tang, Senior Business Development Manager ,** quién reforzó la visión de la compañía respecto al futuro de Solar y Storage y su compromiso por aportar soluciones integrales que acompañen la transición energética en América Latina.

Comentarios

- Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

Últimas Noticias

3 diciembre 2025

JA Solar aterriza en el mercado del almacenamiento y reúne a referentes de la energía en Chile

3 diciembre 2025

Inversores híbridos y almacenamiento inteligente: la apuesta tecnológica de Solplanet en Genera 2025

3 diciembre 2025

Hydrogen and renewables take centre stage in EU's 235-priority energy projects

3 diciembre 2025

Las renovables cubren el 56,7% de la generación eléctrica en España en noviembre

3 diciembre 2025

Autoridad ambiental de Colombia da viabilidad a dos proyectos estratégicos de energía limpia

Review Energy TV

Entrevista con André Balzi de Array

Review Energy Podcast

Las comunidades solares de Factorenergía permiten ahorrar hasta un 50 % en la factura eléctrica durante todo el año

- El modelo de suscripción solar facilita el acceso a energía renovable de proximidad, sin inversión inicial y con precios más competitivos que los del mercado.



<https://www.pv-magazine.es/comunicados/las-comunidades-solares-de-factorenergia-permiten-ahorrar-hasta-u...>
pv magazine

Miércoles, 03 diciembre 2025

El modelo de suscripción solar facilita el acceso a energía renovable de proximidad, sin inversión inicial y con precios más competitivos que los del mercado.

Factorenergía

El coste de la electricidad es uno de los gastos que más preocupa a hogares y pequeños negocios, especialmente en los periodos de mayor consumo, ya sea en verano, con la climatización, o en otoño e invierno, con la calefacción y la iluminación. En este contexto, las comunidades solares de Factorenergía, la comercializadora integral de energía que suministra electricidad y gas natural, se consolidan como una solución eficaz para reducir la factura eléctrica, con ahorros de hasta el 50 % gracias a su modelo de suscripción solar sin inversión ni obras.

La compañía permite a los consumidores ubicados en un radio de hasta dos kilómetros de una instalación solar acceder y consumir la energía generada por paneles fotovoltaicos locales. Mediante una cuota flexible, los usuarios acceden a un precio fijo de 0,099 €/kWh, considerablemente inferior al del mercado, lo que se traduce en un ahorro económico significativo, especialmente durante los meses de mayor demanda energética.

“La suscripción solar representa un cambio de paradigma en el acceso a la energía. Ofrece la posibilidad de ahorrar en la factura eléctrica desde el primer día, sin necesidad de realizar obras ni inversiones iniciales. Es un modelo pensado para ser sencillo, transparente y accesible, que permite

a nuestros clientes beneficiarse de precios más estables y competitivos en cualquier época del año”, explica Antoni Franquesa, Director del Departamento de Transición Energética de Factorenergia.

Ahorro real y energía limpia, sin complicaciones

El sistema no requiere instalación de equipos, no tiene permanencia y se gestiona 100 % online. Los usuarios pueden monitorizar su consumo y su ahorro en tiempo real a través de una aplicación móvil, lo que permite un control total y fomenta un uso más eficiente de la energía.

Además del beneficio económico, la energía suministrada es 100 % renovable, contribuyendo directamente a reducir las emisiones de CO₂, avanzar en la transición energética y disminuir la dependencia de fuentes convencionales.

Un modelo pensado para ser accesible y escalable

Las comunidades solares de Factorenergia ya están operativas en varios municipios, como Palafrugell, en la Costa Brava, o La Pobla de Claramunt, en la comarca de Anoia, y próximamente en Albinyana (Baix Penedès) y Paterna (Valencia). Cada comunidad se instala en la cubierta de una empresa colaboradora, el “anfitrión solar”, que cede su espacio para generar energía local y compartirla con los vecinos de su entorno, aprovechando tejados infrautilizados con un impacto positivo tanto a nivel ambiental como social.

La compañía ya ha superado las 1.500 instalaciones de autoconsumo gestionadas y cuenta con más de 10.000 prosumidores activos, posicionándose como un referente en soluciones de autoconsumo compartido en España.

Sobre Factorenergia www.factorenergia.com

Factorenergia es una comercializadora de energía integral que suministra electricidad y gas natural tanto a empresas como a familias, con precios atractivos y un servicio al cliente cercano, eficaz y transparente. La compañía, fundada en 1999 por Emilio Rousaud Parés, es la primera comercializadora de energía independiente nacida en el mercado liberalizado en España.

La empresa, que actualmente suministra electricidad y gas natural a miles de hogares en todo el territorio nacional, ha sido desde sus inicios una gran impulsora de políticas de ahorro, eficiencia energética y lucha contra el cambio climático. En este sentido, representa a productores de energías renovables, comercializa energía renovable certificada por la CNMC y trabaja activamente para impu

Las empresas que transforman la energía para que pueda llegar hasta tu casa

- Compañías como Dishelec65 y Trafo Elettro se encargan de llevar los transformadores por todo el sistema eléctrico español ya que trabajan con numerosos clientes como Enel, Iberdrola, Red Eléctrica o desarrolladores de renovables.

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-empresas-que-transforman-la-energia-para-que-pueda-llegar-hasta-tu-c...>

Ramón Roca

Miércoles, 03 diciembre 2025

Compañías como Dishelec65 y Trafo Elettro se encargan de llevar los transformadores por todo el sistema eléctrico español ya que trabajan con numerosos clientes como Enel, Iberdrola, Red Eléctrica o desarrolladores de renovables

A menudo nos preguntamos cómo la energía eléctrica es capaz de llegar hasta nuestras casas o negocios. Cómo se hace para que la energía generada en una planta fotovoltaica, nuclear o hidroeléctrica situada a cientos de kilómetros pueda abastecernos con total normalidad.

La explicación está en una de las tecnologías más importantes del sector eléctrico y de las que casi nadie habla. Se trata de los transformadores de potencia y transformadores de distribución ubicados en subestaciones o centros de transformación. Los transformadores son aquellos aparatos en los que se transforma la energía procedente de las centrales. Primero, elevan la tensión de generación hasta los niveles necesarios para el transporte (400/220/132 kV). Después, esa tensión se reduce nuevamente hasta valores adecuados para la red de distribución (30/25/20/15kV...) y, desde ahí, pueda llegar finalmente a nuestros hogares.

Estos transformadores son los que hacen la verdadera magia de todo ello, y en España, hay empresas de primera en este mini sector energético.

Aprovechamos la feria Matelec de hace unos días para conocerlas. Se trata de **Dishelec65** y su socio italiano **Trafo Elettro**. Estas compañías trabajan para los principales actores del sector eléctrico español, que son los encargados de llevar la energía hasta las subestaciones y, desde allí, transportar la electricidad para distribuirla por todo el país.

En su stand compartido en Matelec, las compañías expusieron un transformador de potencia de 50 MVA 132/30kV que acaparó todas las miradas. Con casi cinco metros de altura, su transporte e instalación supusieron todo un reto. Nunca antes se había visto en la feria un transformador de esta envergadura. También destacamos los equipos libres de SF6 de alta tensión presentados en la feria de la marca Ping Zhi; GIS (Gas Insulated Switchgear) libres de SF6 de 72,5 y 145kV.

Casi tres décadas

Dishelec65 es una empresa española que nació en 1998 y desde entonces se ha convertido en uno de los mayores proveedores de transformadores, bancadas, sistemas anti-fuego y aparamenta de Alta tensión del sistema eléctrico español.

Trabaja muy de cerca con las grandes compañías eléctricas del sector, homologando los equipos como fase previa a la implantación en la red eléctrica. Trabajar para las principales compañías eléctricas, como Enel, Iberdrola o Unión Fenosa (Naturgy), entre otras, demuestra la calidad, el servicio y el compromiso que ofrece Dishelec65 en todos sus productos.

También nos comentan que trabajan con otras empresas del sector que desarrollan los parques fotovoltaicos y eólicos que se conectan al sistema eléctrico, así como con otras distribuidoras más pequeñas.

"La verdad es que tenemos una cartera de proyectos muy importante. La red eléctrica europea necesita muchas inversiones y los cambios son necesarios", asegura **Albert Longán, fundador y director general de Dishelec65**, que presentó en el pasado Matelec el transformador de última generación de Trafo Elettro, que se convirtió en uno de los grandes atractivos de la feria hace unas semanas.

"Llevamos casi 15 años trabajando junto a Dishelec65 y estamos encantados de poder ayudar con nuestros transformadores en la transición energética española", aseguró **Raffaele Schenato, director general de Trafo Elettro**, con quien charlamos durante la Feria Matelec.

México apuesta por la flexibilidad dando "ventajas competitivas" a la solar, las baterías y a la gestión avanzada

- Flexibilidad, almacenamiento y gestión inteligente se convierten en el nuevo eje regulatorio que orienta la inversión energética en México.



México apuesta por la flexibilidad dando "ventajas competitivas" a la solar, las baterías y a la gestión avanzada

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/m-xico-apuesta-por-la-flexibilidad-dando-20251203>

Manuel Moncada

Miércoles, 03 diciembre 2025

La publicación de las Disposiciones Administrativas de Carácter General (DACG) en materia de Planeación Vinculante del Sector Eléctrico por parte de la Secretaría de Energía marca un antes y un después en la manera en que se conciben, diseñan y autorizan los proyectos de generación en el país. El punto de inflexión fue el pasado 17 de octubre de 2025: desde esa fecha, los permisos ya no pueden evaluarse como piezas aisladas, sino en función de su contribución al equilibrio, estabilidad y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional (SEN).

El nuevo marco funciona como un semáforo técnico. Aquellos proyectos que incorporen sistemas de almacenamiento de energía (BESS), garanticen calidad de suministro o acrediten de forma robusta su aportación a la eficiencia y confiabilidad del SEN, recibirán un trato preferente dentro de la planeación vinculante. La señal es clara: el Estado dirige la inversión hacia las tecnologías que fortalecen al sistema, dejando atrás la lógica de competir únicamente por megavatios instalados.

Tal como plantea **Paulina Beck, General Counsel de Energía Real**, el debate ha cambiado de naturaleza: "ya no importa quién instala más capacidad, sino quién instala valor". Y es que las DACG empujan al sector hacia proyectos capaces de ofrecer flexibilidad, estabilidad y reducción de costos operativos en el largo plazo, elementos clave para un sistema eléctrico sometido a crecientes exigencias técnicas.

En este nuevo entorno, los generadores privados que trabajen con generación distribuida, almacenamiento y gestión avanzada se encuentran en una posición estratégica. Su capacidad para

actuar como soporte del SEN podría acelerar la transición energética y mejorar la resiliencia de la red. Incluso la participación mínima del 54% asignada a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) se interpreta menos como una barrera y más como un marco que incentiva la complementariedad entre actores públicos y privados.

Para la industria, el giro regulatorio también abre oportunidades. Las empresas que integren energía solar, BESS y herramientas de gestión inteligente no solo mejorarán su confiabilidad operativa; también podrán lograr reducciones significativas de costos y mayor trazabilidad ambiental, social y de gobernanza (ESG). En un mercado global competitivo, estos atributos pueden marcar diferencias reales.

La energía como compromiso social

La dimensión social se convierte en un pilar obligatorio dentro de los proyectos de generación. Las DACG establecen la necesidad de presentar un Plan de Gestión Social financiado con un porcentaje equivalente al 0.5% del CAPEX del proyecto, reforzando el principio de Justicia Energética. La transición energética, según este planteamiento, solo puede considerarse exitosa si genera beneficios tangibles para las comunidades involucradas.

Paulina Beck resume este cambio con precisión: "el componente social deja de ser un discurso y se convierte en una obligación presupuestal". La transformación del sector no solo requiere tecnología avanzada, sino también "relaciones sostenibles con los territorios donde la infraestructura se despliega".

La nueva política eléctrica mexicana abre una etapa en la que flexibilidad, tecnología y responsabilidad social se entrelazan. El desafío, y también la oportunidad, radica en aprovechar esta convergencia para fortalecer un sistema eléctrico que hoy vive una mutación profunda y necesaria.

Nueva planta fotovoltaica cooperativa de 2,97 MW refuerza la generación en Lleida

- Som Energia dijo a **pv magazine** que la planta fotovoltaica cuenta con 6.256 paneles bifaciales de 570 Wp, instalados en estructura fija hincada en terreno, con orientación de 0° e inclinación de 25°, y una superficie ocupada de 4,96 ha.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/03/nueva-planta-fotovoltaica-cooperativa-de-297-mw-refuerza-la-genera...>

Miércoles, 03 diciembre 2025

Som Energia dijo a **pv magazine** que la planta fotovoltaica cuenta con 6.256 paneles bifaciales de 570 Wp, instalados en estructura fija hincada en terreno, con orientación de 0° e inclinación de 25°, y una superficie ocupada de 4,96 ha.

Jose Pedrosa

Som Energia, cooperativa catalana sin ánimo de lucro, ha puesto en funcionamiento una nueva planta de generación fotovoltaica, Mas Pinós, de 2,97 MW en el municipio de Tiurana, en la comarca de la Noguera (Lleida). Este proyecto responde al modelo de pequeñas plantas con impacto limitado y propiedad cooperativa.

La cooperativa explicó a **pv magazine** que la planta fotovoltaica cuenta con estructura fija hincada en terreno, con orientación 0° e inclinación de 25°, y una superficie ocupada de 4,96 hectáreas. Consta de 6.256 paneles solares bifaciales de 570 Wp y dispone de 13 inversores de string y 2 centros de transformación a 25 kV.

Som Energia estima una generación de 5.639 MWh anuales. Esta producción representaría un incremento del 1,5 % en la generación propia de la cooperativa.

El proyecto ha sido posible gracias a la colaboración de un socio local, propietario de la parcela, y al acuerdo con una ingeniería que aportó la propuesta inicial.

La nueva planta está ubicada en una zona de secano con baja capacidad productiva, atravesada por una línea eléctrica de media tensión.

El proyecto ha recibido la autorización de impacto ambiental, ya que no afecta a espacios protegidos ni a zonas de alto valor ecológico. La cooperativa señaló que se han mantenido muros de piedra seca y una pequeña zona boscosa, respetando los elementos naturales y tradicionales.

Mas Pinós se ha financiado mediante una combinación de recursos propios, gracias a las aportaciones de las personas y entidades socias de Som Energia, y una subvención obtenida en el marco del Programa CE-Implementa del IDAE, dentro del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia impulsado por los fondos Next Generation.

Según Som Energia, la puesta en marcha de Mas Pinós tendrá un impacto directo en el ámbito local: la energía se consumirá en gran parte en la misma provincia de Lleida, donde la cooperativa ya cuenta con más de 2.500 personas socias y cerca de 4.000 contratos.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Nuevo equipo autónomo y móvil para generar agua potable a partir de la humedad del ambiente 100% solar

- El equipo autónomo, sostenible y libre de emisiones, está diseñado para suministrar agua potable en zonas remotas, instalaciones off-grid, explotaciones rurales o situaciones de emergencia humanitaria.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/03/nuevo-equipo-autonomo-y-movil-para-generar-agua-potable-a-partir...>

Miércoles, 03 diciembre 2025

El equipo autónomo, sostenible y libre de emisiones, está diseñado para suministrar agua potable en zonas remotas, instalaciones off-grid, explotaciones rurales o situaciones de emergencia humanitaria.

Pilar Sánchez Molina

El fabricante de generadores solares fotovoltaicos Nomad Solar Energy, filial del promotor de proyectos de centrales solares Lone Lighthouse, presentó en la Feria Genera el pasado mes tres nuevas soluciones: Nomad Energy Water, Nomad Energy Tow y el modelo Nomad Energy Box Aluminium, la evolución de su solución más emblemática.

El sistema Nomad Energy Water nace de la colaboración entre Nomad Solar Energy y Genaq, empresa española especializada en tecnología de generación atmosférica de agua. Esta solución convierte la humedad ambiental en agua potable gracias a un proceso de condensación avanzada alimentado al 100% por energía solar.

El equipo Nomad Energy Water es autónomo, sostenible y libre de emisiones, y está diseñado para suministrar agua potable en zonas remotas, instalaciones off-grid, explotaciones rurales o situaciones de emergencia humanitaria.

El generador para emergencias de Genaq está disponible en tres versiones: el Cumulus C5000 es capaz de generar 5.091 litros de agua al día, con un consumo de 0,26 kWh/l y una potencia de 50,2

kW. Está disponible también en versión C50, que ofrece 52 l/día, con consumo de 0,42 kWh/l y potencia de 1 kW; y versión C500, capaz de generar 502 l/día, con 0,26 kWh/l de consumo y 5,5 kW de potencia.

Otro de los productos presentados en Genera es el Nomad Energy Tow, un sistema compacto de generación solar integrado en un remolque móvil, que permite disponer de energía limpia y continua allí donde se necesite. Su diseño modular y transportable facilita su despliegue rápido en proyectos industriales, agrícolas o de asistencia en campo.

Finalmente, Nomad Solar Energy ha presentado la evolución de su Nomad Energy Box en versión aluminio, lo que, según afirma la compañía, implica el despliegue un 30% más rápido, así como una reducción significativa del peso, lo que facilita el transporte, la instalación y la logística en escenarios difíciles.

En el caso del Nomad Energy Box 10, frente a los 42,32 kWp de la versión de acero, la versión aluminio ofrece 47 kWp.

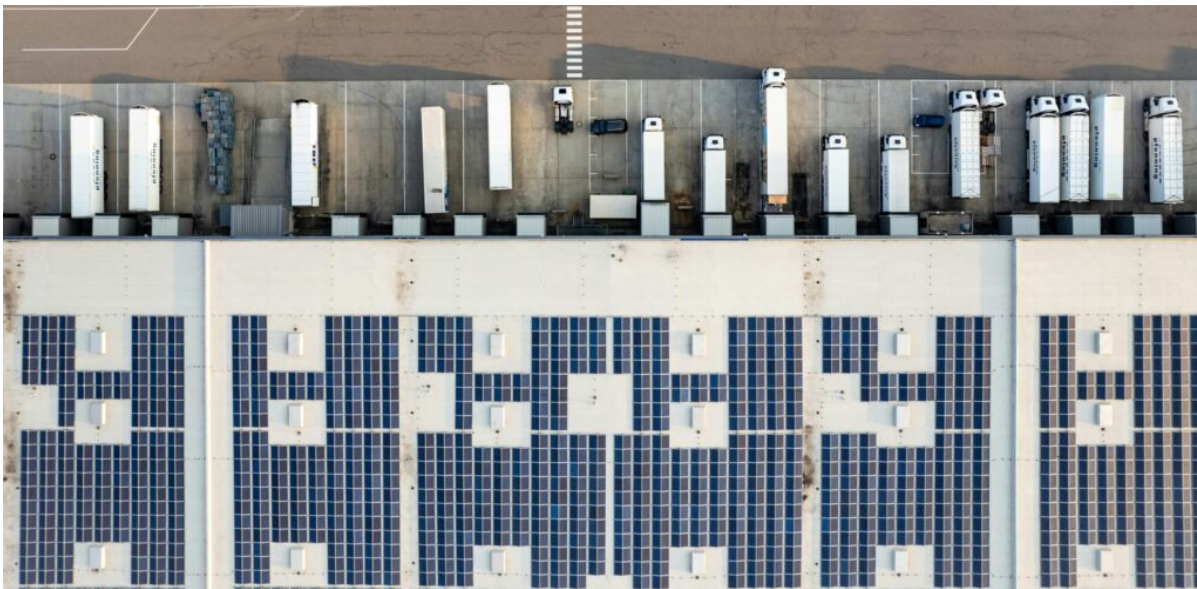
La versión de acero cuenta con 92 paneles de 460 Wp, mientras que la de aluminio reúne 80 paneles de 595 Wp. El peso de la primera es de 6500 kg, mientras que en aluminio el peso es de 5600 kg. Además, si la versión acero ocupa 112 m de largo, la de aluminio ocupa 100 m de largo. Ambas tienen el mismo ancho, 3 m. El tiempo de instalación de la versión acero es de dos horas y el de la versión aluminio de solo una.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Osona licita un proyecto fotovoltaico de 1.696 kWp para una planta de residuos

- El contrato tiene un valor estimado de 1.785.476 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 18 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras será de seis meses.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/03/osona-licita-un-proyecto-fotovoltaico-de-1-696-kwp-para-una-planta-...>

Miércoles, 03 diciembre 2025

El contrato tiene un valor estimado de 1.785.476 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 18 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras será de seis meses.

Jose Pedrosa

Planta fotovoltaica en polígono industrial

Imagen: Unsplash / Bernd Dittrich

El Consorcio para la Gestión de Residuos Urbanos de Osona (Barcelona) ha abierto una licitación para las obras de implantación de una planta solar fotovoltaica en la unidad de vertido A del depósito controlado de residuos urbanos de Orís.

El contrato tiene un valor estimado de 1.785.476 euros. Las empresas interesadas podrán presentar ofertas hasta el 18 de diciembre, y el plazo de ejecución de las obras será de seis meses.

La planta contará con 3.360 módulos fotovoltaicos de 505 Wp y una potencia de 1.696,8 kWp. Para su funcionamiento se instalarán cinco inversores de 300 kW cada uno, sumando una potencia total de 1.500 kW.

La superficie de la parcela donde se construirá la planta fotovoltaica es de 204.557 m², de los cuales 36.520,12 m² se destinarán a la instalación de los módulos fotovoltaicos. La parcela ya dispone de

cierre perimetral, pues actualmente delimita la unidad de vertido A, ya clausurada, del depósito controlado de residuos.

La evacuación de la energía eléctrica generada se realizará a una red de media tensión de 25 kV, mediante un transformador de 1.600 kVA.

Este proyecto no cuenta con financiación de la Unión Europea.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Tres investigados por robar 2.900 metros de cable en una planta fotovoltaica de Valladolid

- Zelestra, empresa verticalmente integrada de energías renovables, ha participado en la subasta FER X de Italia con 8 proyectos, que se ha adjudicado (60 MW)



Tres investigados por robar 2.900 metros de cable en una planta fotovoltaica de Valladolid

Energías Renovables [el periodismo de las energías limpias.](#)

<https://www.energias-renovables.com/fotovoltaica/tres-investigados-por-robar-2-900-metros-20251203>

Celia García-Ceca

Miércoles, 03 diciembre 2025

La Guardia Civil, en el marco de la 'Operación Berzari', investiga a tres personas por un presunto delito de robo de 2.900 metros de cableado en una planta fotovoltaica en Mota del Marqués (Valladolid), según informaron a Europa Press fuentes del Instituto Armado. Las investigaciones comenzaron tras la interposición de una denuncia por representante de la empresa. La Guardia Civil desplegó un dispositivo de vigilancia en la localidad donde se perpetró el hecho delictivo, se realizaron multitud de gestiones, apostaderos, entrevistas, visionado de imágenes y tomas de manifestaciones a testigos. Entre ellas, la declaración de un trabajador que manifestó haber visto salir un vehículo de la planta fotovoltaica, circunstancia que fue comunicada a los agentes y que reforzó las sospechas sobre los investigados. Gracias a estas actuaciones, se identificó a los presuntos autores de los hechos, afincados en las provincias de Madrid y Cuenca, los cuales utilizaban vehículos tipo monovolumen con mayor capacidad de carga.

Finalizada la fase de investigación, se explotó la operación y se procedió a la localización e investigación de tres personas como supuestas autoras de un delito de robo con fuerza. El cable sustraído ha sido valorado en unos 38.000 euros. Para el éxito de esta operación ha resultado clave la colaboración ciudadana, que ha permitido obtener información vital para el esclarecimiento de los hechos. La Guardia Civil ha instruido las diligencias las cuales fueron entregadas en el Juzgado de Guardia de Valladolid.



El Ejecutivo rebaja la tarifa de la luz para el hidrógeno verde y el coche eléctrico

El incremento de los ingresos por impuestos y subastas de CO2 permiten el recorte

Rubén Esteller MADRID.

El Ministerio para la Transición Ecológica ha presentado la memoria justificativa del proyecto de orden que fija los cargos del sistema eléctrico para 2026. El documento, sometido a trámite de urgencia, detalla la actualización anual de la parte regulada de la factura, que financia conceptos como las primas a las energías renovables, los extracostes de los sistemas no peninsulares y las anualidades del déficit eléctrico. La propuesta sitúa las necesidades netas a financiar por los consumidores en 4.057 millones, un nivel inferior al de ejercicios anteriores gracias al aumento de los ingresos procedentes de los tributos energéticos y de las subastas de derechos de emisión de CO2.

El total de los costes regulados para 2026 asciende a 8.510 millones, mientras que los ingresos estimados por tasas e impuestos alcanzan los 4.453 millones. La diferencia marca el volumen de cargos que se traslada a la factura de electricidad.

La actualización incorpora además el impacto de las medidas extraordinarias adoptadas este verano para asegurar el suministro en Canarias, que incrementa la retri-

bución asociada a los territorios no peninsulares

El proyecto también actualiza los pagos por capacidad, que financian la disponibilidad de centrales gestionables. Con las previsiones de demanda para 2026, la necesidad de ingresos se sitúa en 45 millones, cifra que ajusta ligeramente a la baja los precios unitarios aplicados en el ejercicio anterior. Asimismo, se es-

Los costes regulados para 2026 ascienden a 8.510 millones de euros y los ingresos a 4.453 millones

tablece la retribución provisional del operador del mercado, OMIE, fijada en 15,36 millones de euros, a los que se sumarán hasta 2,2 millones adicionales vinculados a proyectos sujetos a acreditación documental, entre ellos el paso a la programación cuarto horaria, la monitorización del mercado mayorista y la construcción de una nueva sede operativa. Uno de los aspectos destacados de la orden



Sara Aagesen, vicepresidenta tercera y ministra de Transición Ecológica. EFE

es la actualización del mecanismo de financiación del bono social eléctrico y de los suministros esenciales protegidos. En línea con la Ley del Sector Eléctrico y el Real Decreto 897/2017, la memoria detalla el reparto entre actividades –generación, transporte, distribución, comercialización y consumidores directos en mercado–, que deberán asumir la totalidad del coste. La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá la propuesta definitiva antes del 1 de diciembre, tras lo que el Ministerio aprobará los valores unitarios aplicables para cada segmento a partir de la primera liquidación del año.

El texto incorpora además la exención de cargos para instalaciones de electrolisis destinadas a la produc-

La luz bajará un 4% para los hogares y alrededor de un 9% para la industria electrointensiva

ción de hidrógeno renovable y define los precios específicos para los segmentos tarifarios vinculados a la recarga de vehículos eléctricos, que recuperarán el 100% de los cargos a través del término de energía, a fin de favorecer el despliegue de infraestructura de recarga pública.

El Gobierno cifra en un 4,66% la bajada para los hogares y en un 9% para la industria electrointensiva.



Acciona completa la venta de 440 MW a Opdenenergy

Expansión. Madrid

Acciona Energía completó ayer el cierre de la venta de 440 megavatios (MW) eólicos en España a Opdenenergy –empresa participada por el fondo Antin Infrastructure Partners– tras obtener las autorizaciones necesarias en materia de competencia e inversiones extranjeras a las que estaba sujeta la operación. El importe de la compraventa asciende a 530 millones de euros.

Los 440 MW objeto de la transacción se corresponden con trece parques eólicos situados en Albacete, Cádiz, Cuenca, Lleida, Valencia y Zamora con una antigüedad promedio de 15 años. El acuerdo incluye, además, una cartera de proyectos de plantas fotovoltaicas en desarrollo de hasta 351 MW, asociada al potencial de hibridación.

Desde julio de 2024, Acciona ha alcanzado acuerdos para la venta de casi 1,7 GW.

Acciona Energía cierra la venta de 440 MW eólicos en España a Opdenenergy por 530 millones de euros

- Los activos incluidos en la transacción corresponden a 13 parques eólicos ubicados en las provincias de Albacete, Cádiz, Cuenca, Lérida, Valencia y Zamora, con una antigüedad media de 15 años.



Parque eólico Tahivilla en Tarifa (Cádiz) de Acciona Energía. FOTO: Acciona Energía

<https://elperiodicodelaenergia.com/acciona-energia-cierra-la-venta-de-440-mw-eolicos-en-espana-a-opdenenerg...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

Los activos incluidos en la transacción corresponden a 13 parques eólicos ubicados en las provincias de Albacete, Cádiz, Cuenca, Lérida, Valencia y Zamora, con una antigüedad media de 15 años

ACCIONA Energía ha completado la venta de 440 megavatios (MW) de potencia eólica instalada en España a la compañía Opdenenergy, participada por el fondo Antin Infrastructure Partners, tras recibir todas las autorizaciones pertinentes en materia de competencia e inversiones extranjeras. El importe total de la operación asciende a 530 millones de euros, según informó la empresa.

Los activos incluidos en la transacción corresponden a 13 parques eólicos ubicados en las provincias de Albacete, Cádiz, Cuenca, Lérida, Valencia y Zamora, con una antigüedad media de 15 años.

Junto a ellos, el acuerdo incorpora una cartera de proyectos fotovoltaicos en desarrollo de hasta 351 MWp, destinada a explorar el potencial de hibridación de las instalaciones eólicas vendidas.

Rotación de activos

La operación forma parte de la estrategia de rotación de activos de ACCIONA Energía, que busca optimizar su cartera y fortalecer su posición financiera. Desde julio de 2024, la compañía ha suscrito

acuerdos para la enajenación de cerca de 1,7 gigavatios (GW) de capacidad renovable en España, Sudáfrica, Perú y Costa Rica, por un valor conjunto aproximado de 2.400 millones de euros. Estas desinversiones, según la empresa, reflejan el atractivo de sus activos en el mercado energético global.

ACCIONA Energía, con 15,1 GW de potencia renovable instalada y presencia en 24 países, se posiciona como la mayor compañía energética 100% renovable y sin legado fósil del mundo. Con más de tres décadas de trayectoria, ofrece soluciones energéticas diseñadas para ayudar a empresas e instituciones a cumplir sus objetivos de descarbonización, bajo criterios estrictos de sostenibilidad y gobernanza. Su accionista mayoritario es ACCIONA S.A., grupo líder en soluciones para una economía descarbonizada.



Acciona Energía culmina la venta de 440 MW eólicos a Opdenenergy por 530 millones de euros

- Este movimiento estratégico refuerza la posición financiera de Acciona Energía y consolida el apetito inversor por los activos eólicos maduros en España.



Acciona Energía culmina la venta de 440 MW eólicos a Opdenenergy por 530 millones de euros

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/eolica/acciona-energ-a-culmina-la-venta-de-20251203>

Manuel Moncada

Miércoles, 03 diciembre 2025

El acuerdo, que engloba un total de 13 parques eólicos repartidos por Albacete, Cádiz, Cuenca, Lérida, Valencia y Zamora, se trata de una operación que no involucra ni mucho menos activos recién estrenados, ya que todos ellos cuentan con una antigüedad media de quince años, lo que los sitúa en esa franja donde la tecnología ya está amortizada, pero sigue ofreciendo capacidad productiva y márgenes atractivos para operadores especializados en optimización y repotenciación.

Además del conjunto eólico ya operativo, la maniobra afecta a una cartera de proyectos fotovoltaicos en fase de desarrollo que podría alcanzar hasta 351 MWp. Estos proyectos están asociados al potencial de hibridación de los propios parques eólicos vendidos, una tendencia creciente en el sector renovable para maximizar el uso de infraestructuras existentes y suavizar la intermitencia de la producción.

La venta se inscribe en la estrategia de rotación de activos que Acciona Energía lleva aplicando desde 2024. En apenas año y medio, la compañía ha acordado la desinversión de cerca de 1,7 gigavatios (GW) de capacidad renovable por todo el mundo y en mercados tan diversos como España, Sudáfrica, Perú y Costa Rica. El conjunto de estas operaciones roza los 2.400 millones de euros, cifra que ilustra el atractivo de sus instalaciones en el mercado internacional y que refuerza la posición financiera de la empresa de cara a nuevos desarrollos.

Acciona Energía, que presume de ser la mayor compañía energética dedicada en exclusiva a las energías renovables sin legado fósil, opera más de 15 GW verdes en 24 países. A lo largo de más de tres décadas, la compañía ha conformado un catálogo variado de soluciones energéticas para grandes clientes corporativos e institucionales, con el propósito de acompañarles en sus rutas de descarbonización. Todo ello bajo estándares estrictos en materia ambiental, social y de buen gobierno, los famosos criterios ESG.

Su matriz, Acciona S.A., mantiene el control accionarial de Acciona Energía y continúa orientando su modelo de negocio hacia soluciones regenerativas para una economía plenamente descarbonizada.

El movimiento anunciado hoy se debe entender como una maniobra de reposicionamiento que abre espacio para nuevos proyectos y alianzas. Y es que en un mercado cada vez más competitivo y tecnológicamente sofisticado, la rotación de activos se ha convertido en una palanca crucial para sostener el crecimiento a largo plazo y acelerar la transición energética mundial.



Las energías renovables reducirán el precio de la luz del 4% al 10% en 2026

- Es la previsión del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, que acaba de anunciar el inicio de la tramitación de la "orden de cargos del sistema eléctri...



Las energías renovables reducirán el precio de la luz del 4% al 10% en 2026

Energías Renovables [el periodismo de las energías limpias.](#)

<https://www.energias-renovables.com/panorama/el-gobierno-anuncia-una-bajada-de-20251203>

Antonio Barrero F.

Miércoles, 03 diciembre 2025

"La disminución de las facturas finales -explican desde el Ministerio para la Transición Ecológica- se produce principalmente por la reducción del coste de la energía (el promedio de 2025 ha sido hasta el momento de 64,96 €/MWh), gracias a la generación renovable competitiva". Los precios (más bajos) de la electricidad en 2026 que estima el Gobierno para el año que viene (más bajos con respecto a 2025) son los siguientes, concretamente: en el caso de los hogares (consumidor medio acogido al Precio Voluntario para el Pequeño Consumidor), la rebaja superará holgadamente -según la previsión del Gobierno- los cuatro puntos (-4,66%). En el caso de las pequeñas y medianas empresas (Tarifa 3.0 TD), la caída del precio rondará los cinco puntos (-4,95%). La Industria (Tarifas 6.xTD) se ahorrará el año que viene, con respecto a este, más de ocho puntos (-8,55%). Y, por fin, las electrointensivas (industrias cuyo principal coste de producción es la energía eléctrica) serán las principales beneficiarias de esa caída del precio (-9,91%).

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico abre hoy a " **audiencia pública** ", para recabar alegaciones, propuestas y comentarios de la sociedad civil, el "proyecto de orden por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2026". Constituye el objeto de esta orden:

- a) Establecer los precios aplicables a los segmentos tarifarios de cargos del sistema eléctrico para el año 2026.

- b) Establecer los precios aplicables a los puntos de recarga de vehículos eléctricos de acceso público para el año 2026, de conformidad con la disposición adicional primera del Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo, por el que se establece la metodología de cálculos de los cargos del sistema eléctrico.
- c) Establecer los precios unitarios de aplicación a la financiación de los pagos por capacidad para el año 2026.
- d) Establecer las anualidades del desajuste de ingresos para el año 2026.
- e) Establecer la retribución provisional del OMI-Polo Español SA (OMIE), y los precios a cobrar a los agentes para el año 2026.
- f) Establecer la cuantía del extracoste de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- g) Establecer la exención del pago de cargos del sistema eléctrico a las instalaciones de electrólisis para la producción de hidrógeno renovable.
- h) Fijar el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, correspondiente al año 2026, hasta que resulten de aplicación los valores correspondientes a 2027.

El proyecto de orden consta de once apartados. Son estos

- El apartado primero establece los precios aplicables a los cargos del sistema eléctrico.
- El apartado segundo establece los precios aplicables a los segmentos tarifarios 2 VE y 3 VE.
- El apartado tercero establece los precios unitarios de aplicación para la financiación de los pagos por capacidad para el año 2026.
- El apartado cuarto establece las anualidades para satisfacer el pago de los déficits y desajustes de ejercicios anteriores que deberá satisfacer el sistema eléctrico a los titulares de los derechos de cobro.
- El apartado quinto establece el extracoste de producción en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares con cargo al sistema eléctrico para 2026.
- El apartado sexto establece la exención del pago de cargos del sistema eléctrico a las instalaciones de electrólisis para la producción de hidrógeno renovable.
- El apartado séptimo establece los porcentajes a aplicar a efectos de la información sobre el destino del coste de los cargos del sistema eléctrico en el contenido de la factura de electricidad.
- El apartado octavo establece la retribución provisional para 2025 de OMI-Polo Español SA (OMIE), operador del mercado, en virtud de lo dispuesto en el artículo 14 de la Ley 24/2013, de 26 de

diciembre y los precios a cobrar a los agentes.

- El apartado noveno establece los porcentajes de reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, por actividad de la cadena de suministro de energía eléctrica, hasta que resulte de aplicación la orden correspondiente a 2027.
- El apartado décimo fija, en relación con la financiación del bono social y del coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, los valores unitarios que resultan de aplicación a los sujetos que desarrollan una misma actividad hasta que resulte de aplicación la orden correspondiente a 2027.
- El apartado undécimo establece la fecha de entrada en vigor los aspectos recogidos en la presente orden (...).

Según el "proyecto de orden" abierto hoy a audiencia pública por el Ministerio, los costes del sistema eléctrico a financiar por los cargos y por otros ingresos del sistema estarán formados por:

- a) Las anualidades correspondientes a los déficits del sistema eléctrico, con sus correspondientes intereses y ajustes.
- b) La retribución del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares con régimen retributivo adicional.
- c) El régimen retributivo específico para las instalaciones de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, cogeneración y residuos.
- d) El coste del servicio de gestión de la demanda de interrumpibilidad en los territorios no peninsulares.
- e) La dotación del fondo para la financiación del Plan General de Residuos Radiactivos correspondiente a la 2ª parte del ciclo combustible nuclear.
- f) La retribución de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia correspondiente al sector eléctrico.
- g) Los saldos que resulten entre la retribución establecida para las actividades del operador del sistema y del operador del mercado, y el importe recaudado a través de los precios regulados que se cobran a los agentes.
- h) La imputación de la diferencia de pérdidas asociada al cierre de energía en el mercado de producción, en su caso.
- i) El saldo que resulte entre la retribución establecida para la aplicación de mecanismos de capacidad y los ingresos recaudados a través de los precios fijados para los pagos por capacidad.

j) Las diferencias entre los ingresos inicialmente previstos y los ingresos reales que resulten de la aplicación de los cargos del sistema eléctrico de ejercicios anteriores.

k) Cualquier otro coste atribuido expresamente como cargo del sistema eléctrico por una norma con rango legal cuyo fin responda exclusivamente a la normativa del sector eléctrico.

De igual modo -prosigue el proyecto de orden hoy abierto a audiencia-, los otros ingresos del sistema eléctrico destinados a financiar los costes del sistema eléctrico son:

a) Los ingresos por subastas de derechos de emisión de gases de efecto invernadero, a que se refiere el apartado 1.b) de la disposición adicional quinta de la Ley 17/2012, de 27 de diciembre, de Presupuestos Generales del Estado para el año 2013.

b) Los ingresos por aplicación de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

c) Los ingresos por aplicación de la disposición adicional decimoquinta de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, de Financiación del extracoste de la actividad de producción en los sistemas eléctricos en los territorios no peninsulares.

d) Cualquier otro ingreso atribuido expresamente como cargo del sistema eléctrico por una norma de rango legal o reglamentario.

Así, los cargos netos (costes totales del sistema eléctrico, a excepción de las redes, menos los ingresos del sistema antes referidos) deberán financiarse a través de los cargos del sistema que anualmente se fijen conforme a la metodología aprobada en el **Real Decreto 148/2021, de 9 de marzo** . La aprobación de dichos cargos se realiza mediante la correspondiente orden de la ministra para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico.

El importe total de los costes del sistema eléctrico -concreta la orden- asciende a 8.510.447.000 €, mientras que los ingresos destinados a compensar estos cargos ascienden a unos 4.453.023.000 €, fundamentalmente provenientes de las figuras impositivas de la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, y de las subastas de derechos de emisión de CO₂, lo que dejaría un importe de cargos netos a financiar por los consumidores en 2026 de 4.057.424.000 €. Junto a estas líneas, tabla con el resumen de los costes e ingresos asociados a la determinación de los cargos del sistema eléctrico.

El proyecto de orden hoy abierto a audiencia pública recuerda que la retribución prevista por la CNMC para la actividad de transporte asciende a algo más de 1.300 millones de euros (1.326.674.000 €) y que la retribución prevista por la Comisión para la actividad de distribución supera holgadamente los 5.500 millones de euros (5.627.081.000 €). El coste del bono social previsto para el cierre del ejercicio 2026 asciende a 371 millones de euros. El proyecto de orden estima una producción de energía total de 288.771 gigavatios hora (GWh).

El Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico ha elaborado esta propuesta de orden tras haber recibido con fecha 21 de noviembre de 2025 el Acuerdo de la Comisión Nacional de

los Mercados y la Competencia, de 20 de noviembre, por el que se remite a la Dirección General de Política Energética y Minas datos para la elaboración del escenario de ingresos y costes para el cálculo de los cargos que cubrirán parcialmente los costes del sistema eléctrico para 2026.

Proyecto de orden por la que se establecen los precios de los cargos del sistema eléctrico y se establecen diversos costes regulados del sistema eléctrico para el ejercicio 2026 y por la que se aprueba el reparto de las cantidades a financiar relativas al bono social y al coste del suministro de electricidad de los consumidores a que hacen referencia los artículos 52.4.j) y 52.4.k) de la ley 24/2013, de 26 de diciembre, del sector eléctrico, correspondiente al año 2026.

Memoria justificativa del proyecto de orden

Presentación de alegaciones



Las renovables cubren el 56,7% de la generación eléctrica en España en noviembre

- La generación renovable volvió a marcar el ritmo del sistema eléctrico español en noviembre, al cubrir el 56,7% del total y crecer un 21,9% interanual, en u...



GALERIA

[revista digital](#)

[revista energia renovable](#)

[energia renovable](#)

[energias limpias](#)

[energia fotovoltaica](#)

[energia solar](#)

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/las-renovables-cubren-el-56-7-de-la-generacion-electrica-en-esp...>

Miércoles, 03 diciembre 2025

3 diciembre 2025 0

España incrementó su demanda eléctrica en noviembre un 2,7 % respecto al mismo mes de 2024 . En términos brutos, el consumo alcanzó los 20.728 GWh, lo que representa un aumento del 4,2 % interanual, según datos de Red Eléctrica.

En el acumulado del año, la demanda nacional asciende a 232.851 GWh, un 2,5 % más interanual, o un 1,2 % si se ajustan también los efectos de calendario y clima.

La producción renovable creció un 21,9 % en noviembre y aportó el 56,7 % del total generado , mientras que el 73,1 % de la electricidad del mes procedió de tecnologías libres de emisiones.

La eólica se consolidó como primera fuente con **6.949 GWh** , equivalentes al 31,1 % del mix, y un 43,4 % más que en noviembre de 2024. Le siguieron el ciclo combinado (18,4 %) y la nuclear (16,4 %).

La solar fotovoltaica continúa su tendencia ascendente: sumó **3.155 GWh** , un 35,4 % más interanual y un 14,1 % del total. Con estos datos, la fotovoltaica ya supera la generación acumulada de todo 2024.

La hidráulica, en cambio, registró una caída del 25,2 %, con 2.040 GWh y una cuota del 9,1 %.

Además, los sistemas de almacenamiento integraron **808 GWh** al sistema eléctrico, optimizando el uso de renovables, mientras que **1.205 GWh** se destinaron a exportaciones energéticas.

En Baleares, el consumo eléctrico aumentó un 4,9 % ajustado y un 8,7 % en términos brutos, hasta 418.813 MWh. En lo que va de 2025, la demanda asciende a 5.835.800 MWh, un 4 % más.

El ciclo combinado supuso el 70,6 % de la generación en las islas y las renovables representaron el 12,7 %, con un crecimiento anual del 17,2 %. El enlace submarino Mallorca-Península cubrió el 18,1 % de la demanda balear.

En Canarias, la demanda aumentó un 1,6 % ajustado y un 1,1 % en bruto, hasta 756.700 MWh. En el acumulado anual, el consumo sube un 1 %.

El ciclo combinado también lideró el mix canario (47,5 %), mientras que las renovables alcanzaron una cuota del 17,2 %, con 129.832 MWh generados, un 78,9 % más que en noviembre de 2024.

La eólica produjo 98.611 MWh (13 % del total), más del doble que el año anterior. La solar fotovoltaica aportó 30.560 MWh, un 4 % del total y un 7 % más interanual.

Comentarios

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario



Reganosa se alía con Squadron para gestionar una planta de GNL en Australia

La gallega operará la nueva instalación de Port Kembla durante los próximos cinco años

Rubén Esteller MADRID.

Reganosa ha logrado su primera incursión en Oceanía tras ser seleccionada por la australiana Squadron Energy para operar y mantener las instalaciones terrestres de la nueva terminal energética de Port Kembla, en el estado de Nueva Gales del Sur, cerca de Sídney (Australia). El acuerdo, que tendrá una duración inicial de cinco años con la posibilidad de ampliarse tres más, sitúa a la multinacional española en un enclave estratégico para el suministro de gas en la costa este del país.

La instalación, considerada una de las terminales flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU) más avanzadas del mundo, está llamada a cubrir hasta un 70% de la demanda del mercado oriental australiano y a responder a los picos de consumo. La unidad flotante dispone de una capacidad de almacenamiento de 170.000 metros cúbicos de gas natural licuado, mientras que la terminal está preparada para regasificar hasta 130 petajulios al año, el equivalente a 3,61 bcm o 36.000 GWh.

La entrada en operación de Port Kembla se ha convertido en una pieza esencial para mitigar la escasez de gas prevista en la región y reforzar la seguridad de suministro del país. La infraestructura se conecta a la red mediante un gasoducto de 12 kilómetros y 18 pulgadas de diámetro, lo que permitirá una inyección rápida y flexible del gas al sistema.

El contrato adjudicado a Reganosa abarca la gestión integral de todos los sistemas terrestres del complejo, incluidos la estación de medida, la sala de control, los equipos auxiliares y los dispositivos vinculados al atraque y la transferencia de gas. La compañía española, con una amplia experiencia en infraestructuras energéticas en Asia y otros



La planta de Port Kembla, en Australia. EE

500
TERAJULIOS/DÍA

El terminal tiene una capacidad de suministro –una vez operativo– de hasta 500 terajulios por día (500 TJ/día), lo que, según sus promotores, sería suficiente para cubrir la demanda máxima de gas de todo el estado de New South Wales en un día punta. Traducido a base anual, esa capacidad equivale a un volumen de hasta 130 petajulios al año, es decir, un 70% de la demanda del mercado oriental australiano.

continentes, consolida así su posicionamiento global y su capacidad para prestar servicios en mercados con fuerte demanda tecnológica y operativa.

Para Squadron Energy, líder en energías renovables en Australia y propietaria de 2 GW en operación y construcción, la alianza representa un avance decisivo en su objetivo de configurar un sistema energético más seguro, competitivo y sostenible. La empresa destaca el papel de Port Kembla como solución inmediata para garantizar el suministro en la costa este y como plataforma para apoyar la transición energética del país.

Reganosa, por su parte, refuerza con este proyecto su estrategia de expansión internacional y su con-

dición de operador de referencia en infraestructuras energéticas críticas. La compañía, que gestiona la terminal de GNL de Galicia y participa en Musel E-Hub, impulsa además proyectos de almacenamiento, renovables, hidrógeno verde, economía circular y eficiencia energética.

La adjudicación en Australia supone un nuevo hito para la energética española y confirma el interés global por soluciones que combinen seguridad de suministro y transición hacia modelos energéticos más sostenibles. Con esta operación, la compañía gallega ya ha trabajado en 35 países distintos consolidándose como uno de los principales expertos en la gestión de regasificadoras.

Reganosa entra en Oceanía al lograr un contrato para operar y mantener una terminal de gas en Australia

- Reganosa ha logrado un contrato para realizar la operación y mantenimiento de la parte terrestre de la terminal energética de Port Kembla (Australia).



Render de como quedará a terminal de Port Kembla, en el estado australiano de Nueva Gales del Sur.

<https://elperiodicodelaenergia.com/reganosa-entra-en-oceania-al-lograr-un-contrato-para-operar-y-mantener-...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

La multinacional energética española **Reganosa** consigue operar en los cinco continentes, después de que su división de servicios haya conseguido hacerse con el contrato para realizar la operación y mantenimiento de la parte terrestre de la terminal energética de Port Kembla , en el estado australiano de Nueva Gales del Sur.

Tras un proceso de selección internacional, Reganosa Servicios ha sido elegida por **Squadron Energy**, empresa 100% australiana líder en energías renovables, para este contrato, que tendrá una duración inicial de cinco años, con opción de prórroga por otros tres.

En concreto, Squadron Energy ha confiado a Reganosa Servicios la gestión integral de las instalaciones terrestres del complejo: estación de medida, sala de control, sistemas auxiliares y equipos asociados al atraque y transferencia de gas natural licuado (GNL).

En un comunicado, el grupo energético español destaca que la planta de la que pasa a hacerse cargo es considerada "un modelo de primer nivel" en terminales flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU).

Esta infraestructura se conectará a la red de transporte para cubrir hasta un 70% de la demanda del mercado del Este del país y atender los picos de consumo. La FSRU puede almacenar 170.000 metros cúbicos de gas natural licuado (GNL) y la terminal tiene una capacidad de regasificación de

130 petajulios (Pjs) al año, lo que equivale a un máximo de 3,61 miles de millones de metros cúbicos anuales o 36.000 GWh.

El objetivo de esta planta es apoyar el suministro de gas nacional, reforzar la seguridad de suministro y apoyar la transición energética del país. La terminal está conectada mediante un gasoducto de 12 kilómetros y 18 pulgadas de diámetro.

Alianza entre Reganosa y Squadron Energy

La finalidad de la **terminal de regasificación de Port Kembla** es consolidarse como la solución a la inminente escasez de gas en la costa Este de Australia. La alianza de Reganosa y Squadron Energy, destacan ambas empresas, aúna "la experiencia global y el compromiso local" y busca garantizar "un suministro de gas fiable para el mercado oriental, al tiempo que quedan sentadas las bases para un sistema energético flexible, competitivo y sostenible".

Por su parte, Reganosa destaca su "experiencia acumulada en Asia y la flexibilidad de su modelo operativo" como factores clave para entrar en el mercado australiano y dar soporte a Squadron Energy, lo que subraya que impulsa su estrategia de expansión regional y consolida su "rol de referente mundial" en la gestión de infraestructuras energéticas.

Mientras que Squadron Energy cuenta con 2 gigavatios (GW) de energía renovable en funcionamiento y en construcción, Reganosa se integra en un grupo que opera o tutela activos básicos para la seguridad del suministro en los cinco continentes. Es propietaria y operadora de la terminal de gas natural licuado de Mugardos, en la provincia de Coruña, y posee un 25% del Musel E-Hub, en Gijón, además de promover proyectos de **almacenamiento energético, renovables, economía circular , hidrógeno verde, eficiencia energéticay digitalización** .

ABB amplía su presencia en el mercado eólico, solar y de almacenamiento tras la compra del negocio de electrónica de potencia de Gamesa Electric - Energética 21

- La compra incorpora al porfolio de ABB destacadas soluciones de conversión de potencia, entre ellas, convertidores eólicos, inversores fotovoltaicos para plantas utility-scale y grandes sistemas almacenamiento de energía en baterías.



ABB San Fernando de Henares

[abb](#) [mercado eólico](#) [energía solar](#) [almacenamiento de energía](#) [electrónica de potencia](#) [convertidores eólicos](#)

<https://energetica21.com/noticia/abb-amplia-presencia-mercado-eolico-solar-almacenamiento-compra-negocio...>

Energética 21

Miércoles, 03 diciembre 2025

La compra incorpora al porfolio de ABB destacadas soluciones de conversión de potencia, entre ellas, convertidores eólicos, inversores fotovoltaicos para plantas utility-scale y grandes sistemas almacenamiento de energía en baterías.

Tras casi un año desde que se anunciara la **adquisición por parte de ABB del negocio de electrónica de potencia de Gamesa Electric**, la operación por fin se ha completado. La compra permitirá a ABB ampliar de forma importante su presencia en varios mercados energéticos relacionados con la conversión de energía, entre ellos, el de **convertidores eólicos** con generador de inducción de doble alimentación (DFIG), el de grandes **sistemas almacenamiento** de energía en baterías (BESS) así como el de **inversores fotovoltaicos** para plantas utility-scale. Además, la compañía tiene también previsto crecer en el mercado de los **centros de datos** y los servicios asociados a la **inteligencia artificial** gracias a estas soluciones hasta ahora desarrolladas por Gamesa Electric.

Daniel Gerber, director de la Business Line Renewables de la división Motion High Power de ABB, y **Juan Barandiaran**, director general de Gamesa Electric desde 2011 y ahora nuevo responsable de Operaciones y Servicio en Business Line Renewables de ABB, presentaron ayer los detalles de la operación en un evento celebrado en las **instalaciones de Gamesa Electric en San Fernando de**

Henares (Madrid) . De hecho, esta factoría -donde se diseñan y fabrican tanto los convertidores eólicos como los inversores fotovoltaicos y los sistemas de almacenamiento- es una instalación mundial de referencia para el desarrollo e ingeniería de soluciones de electrónica de potencia gracias a su capacidad para fabricar productos personalizados y adaptados a las necesidades de cada cliente.

En total, esta instalación produce **más de 4 GW anuales (unos 850 equipos al año)** y tiene previsto aumentar de forma significativa su capacidad en el apartado de soluciones de almacenamiento en los próximos años. Cuenta con más de 250 empleados -en su mayor parte ingenieros e ingenieras- y dispone de unos avanzados bancos de ensayos tanto para convertidores eólicos como para inversores fotovoltaicos y baterías. De hecho, cuenta con una instalación que permite reproducir de forma fidedigna el funcionamiento completo de un aerogenerador eólico para probar distintos equipos, así como con grandes cámaras térmicas capaces de someter a los inversores solares en prueba a temperaturas que oscilan entre los 65 y los -25 grados centígrados.

Tal y como comentaron ambos responsables de ABB, la compra de Gamesa Electric supone incorporar a ABB una serie de importantes activos y centros de fabricación en todo el mundo. Además de la factoría de Madrid, **la adquisición de Gamesa Electric permite sumar otro centro de producción de convertidores en Valencia** -enfocado en este caso a soluciones más estandarizadas-, **así como instalaciones en India, China, Estados Unidos y Australia**. Para Daniel Gerber, "la combinación del alcance global de ABB y la cartera y experiencia de Gamesa Electric, sitúa a la compañía en una buena posición para captar la creciente demanda y acelerar la adopción de las energías renovables en todo el mundo".

Además, ABB también ha firmado un **acuerdo de suministro y servicios con Siemens Gamesa**. La adquisición aumenta la capacidad total de la base instalada útil de convertidores eólicos de ABB en aproximadamente 46 gigavatios y apoya la estrategia de crecimiento rentable del área de negocio Motion de la compañía.

Abiertas las subastas europeas de hidrógeno, calor industrial y proyectos dotadas con 4.000 millones

- Este miércoles comenzó el plazo para enviar solicitudes a tres grandes convocatorias del fondo de innovación de la Unión Europea: se trata de la 1.ª subasta para la producción de calor industrial, la 3.ª subasta para la producción de hidrógeno y la convocatoria de subvenciones a proyectos.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/03/abiertas-las-subastas-europeas-de-hidrogeno-calor-industrial-y-proye...>

Miércoles, 03 diciembre 2025

Este miércoles comenzó el plazo para enviar solicitudes a tres grandes convocatorias del fondo de innovación de la Unión Europea: se trata de la 1.ª subasta para la producción de calor industrial, la 3.ª subasta para la producción de hidrógeno y la convocatoria de subvenciones a proyectos.

Pilar Sánchez Molina

Este miércoles, 3 de diciembre, comenzó el plazo para enviar solicitudes a tres grandes convocatorias del fondo de innovación de la Unión Europea. Se trata, en concreto, de:

la primera subasta para la producción de calor industrial (IF25 Heat Auction), dotada con un presupuesto de 1.000 millones de euros.

la convocatoria de subvenciones 2025 para tecnologías net-zero ("Net-Zero Technologies Call"), con un total de 2.900 millones de euros disponibles.

la tercera subasta para producción de hidrógeno renovable RFNBO (a través del mecanismo del European Hydrogen Bank), cuya presupuesto es de 1100 millones de euros.

La subasta de calor industrial (IF25 Heat Auction) está orientada a proyectos de descarbonización de procesos térmicos industriales mediante calor renovable o electrificación térmica. Según el anuncio del Ministerio para la Transición Ecológica, España apoyará con fondos nacionales a las subastas: se

destinarán 415 millones a la subasta de hidrógeno y 50 millones de euros a la subasta de calor industrial. De ellos, 30 millones serán para baja temperatura (100-400 °C) y baja potencia (3-5 MWt), y 20 millones para baja temperatura (100-400 °C) y media potencia (> 5 MWt).

En cuanto al aporte de España al AaaS del Banco Europeo del Hidrógeno, se distribuirá en dos de las tres cestas o topics contempladas en los Términos y Condiciones de la tercera subasta del Banco Europeo del Hidrógeno. Se destinarán 278,6 millones al Topic #1 (producción de hidrógeno renovable de origen no biológico, RFNBO por sus siglas en inglés) y 136,4 millones al Topic #3 (apoyar la producción de hidrógeno RFNBO limitado a proyectos que abastezcan al sector marítimo y aviación con RFNBO).

Respecto a la ayuda máxima por proyecto presentado, el límite será el presupuesto nacional disponible para cada topic. En caso de que el presupuesto de uno de los dos topics no fuera adjudicado en su totalidad, se contempla a nivel nacional el trasvase de presupuesto entre ambos.

Los Info-Days informativos programados para presentar cada convocatoria tendrán lugar en diciembre: 10 de diciembre para las subastas (calor e hidrógeno) y 16 de diciembre para la convocatoria de subvenciones.

El Fondo de Innovación, financiado mediante los ingresos del Régimen de Comercio de Derechos de Emisión de la UE, constituye uno de los mayores programas internacionales destinados a demostrar tecnologías bajas en carbono. Su enfoque se centra en soluciones limpias altamente innovadoras y en proyectos emblemáticos con valor añadido europeo capaces de generar reducciones sustanciales de gases de efecto invernadero. El fondo financia tecnologías avanzadas en sectores intensivos en energía, energías renovables, almacenamiento, movilidad y edificación net-zero, hidrógeno y captura, uso y almacenamiento de carbono. Los proyectos se desarrollan en la UE, Islandia, Liechtenstein y Noruega.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content



Autoridad ambiental de Colombia da viabilidad a dos proyectos estratégicos de energía limpia

- La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) otorgó licencia ambiental a dos proyectos clave de energía renovable, incluyendo una planta solar de 175...



GALERIA

revista digital

revista energía renovable

energía renovable

energías limpias

energía fotovoltaica

energía solar

<https://www.review-energy.com/otras-fuentes/autoridad-ambiental-de-colombia-da-viabilidad-a-dos-proyectos...>

Miércoles, 03 diciembre 2025

3 diciembre 2025 0

La Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) aprobó dos proyectos clave para avanzar en la diversificación de la matriz energética y fortalecer el sistema eléctrico nacional. Se trata del **Parque Solar Aries, de 175 MW** , y la **Línea de Transmisión Sahagún 2 a 500 kV** , iniciativas que también contribuyen a consolidar una Transición Energética Justa y ecológica en Colombia.

Según expresó **Irene Vélez Torres, directora general de la ANLA**, “estos proyectos reflejan el compromiso del país con una transición energética responsable, que impulsa el aprovechamiento de fuentes limpias sin perder de vista la protección de los ecosistemas y el bienestar de las comunidades locales”.

Un parque solar de 175 MW entre Sahagún y Chinú

El Parque Solar Aries, desarrollado por Anolis Renovables S.A.S., estará ubicado entre los municipios de Sahagún y Chinú, en Córdoba. Con una capacidad instalada de **175 MW** generados mediante paneles fotovoltaicos, aportará energía limpia y reducirá emisiones de gases de efecto invernadero.

La infraestructura incluirá polígonos de paneles solares, una subestación elevadora, cerramiento perimetral, sistemas de drenaje, zonas de acopio, faenas y nuevas vías internas, además de la

adecuación de las existentes. También contempla áreas de compensación ambiental.

La licencia fue otorgada tras una evaluación técnica, ambiental y social del estudio de impacto ambiental, en la que se verificó la implementación de medidas para prevenir, mitigar y compensar impactos, con énfasis en el cuidado del **recurso hídrico, el manejo de suelos, la biodiversidad y la restauración ecológica**.

Una línea de transmisión estratégica para conectar nuevos parques solares

El segundo proyecto aprobado es la Línea de Transmisión Sahagún 2 a 500 kV, de Celsia Colombia S.A. E.S.P., que atravesará los municipios de Sahagún, Ciénaga de Oro y Pueblo Nuevo. La infraestructura estará compuesta por **23 torres metálicas y 23 torres preliminares a lo largo de 8,71 kilómetros**, con una tensión nominal de **500 kV**.

El proyecto también contempla una plaza de tendido, un campamento y la construcción de accesos vehiculares y peatonales, además del uso de accesos ya existentes para facilitar su ejecución.

Durante la evaluación participaron equipos interdisciplinarios de la ANLA, integrados por ingenieros ambientales, biólogos, ingenieros forestales, profesionales sociales y expertos en áreas como hidrología, calidad del aire, conectividad ecológica, valoración económica, paisaje y derecho ambiental, garantizando un análisis técnico riguroso y transparente.

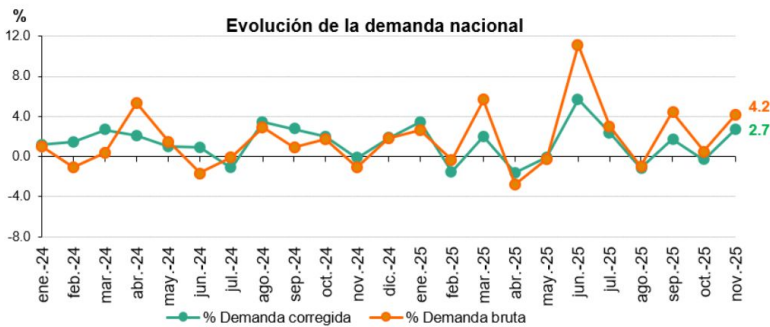
De acuerdo con la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), esta línea de transmisión será clave para conectar cinco parques solares —Ligustro I, Ligustro II, Tángara, El Espino y Sahagún—, que proyectan una capacidad conjunta de **700 MW**, reforzando así la seguridad energética del país.

Sé el primero en comentar...

Deja tu comentario

El 56,7% de la producción eléctrica de noviembre en España fue renovable - Energética 21

● La generación verde crece un 21,9 % impulsada por la eólica como primera fuente y una fotovoltaica que ya supera su producción acumulada de todo el año anterior.



El 56,7 % de la producción eléctrica de noviembre en España fue renovable.

[producción eléctrica](#) [energía renovable](#) [generación limpia](#) [tecnologías verdes](#) [emisión de co2](#) [energía eólica](#)

<https://energetica21.com/noticia/567-produccion-electrica-noviembre-espana-fue-renovable/>

Energética 21

Miércoles, 03 diciembre 2025

La generación verde crece un 21,9 % impulsada por la eólica como primera fuente y una fotovoltaica que ya supera su producción acumulada de todo el año anterior.

Noviembre ha marcado un hito en la generación limpia: el 56,7% de la producción eléctrica en nuestro país fue renovable. Según los datos provisionales de Red Eléctrica, las tecnologías verdes generaron 12.655 GWh, lo que supone un incremento del 21,9% respecto al mismo mes de 2024. Este empuje ha permitido que, en conjunto, el 73,1% de toda la electricidad producida en España durante este mes proceda de tecnologías que no emiten CO2 equivalente.

Liderazgo eólico y récord solar

La fuerza del viento ha sido determinante para alcanzar estas cifras. La eólica se situó como la primera fuente de generación del mix con una cuota del 31,1% y una producción de 6.949 GWh, un 43,4% más que en noviembre del año pasado. Por su parte, la solar fotovoltaica ha batido sus propias marcas antes de acabar el año: con un aumento del 35,4% en el mes, su producción acumulada en lo que va de 2025 ya supera a toda la generada durante el ejercicio 2024 completo.

Comportamiento de la demanda

En paralelo al auge renovable, el consumo también ha subido. La demanda de energía eléctrica ascendió un 2,7% en noviembre respecto al mismo mes del año anterior, una vez descontados los

efectos de temperatura y laboralidad. En términos brutos, la demanda se estima en 20.728 GWh, un 4,2% superior. En el acumulado anual, el crecimiento de la demanda se sitúa en un 2,5 % bruto y un 1,2 % corregido.

Descenso hidráulico y sistemas aislados

Frente al crecimiento eólico y solar, la hidráulica redujo su aportación un 25,2%, quedándose en el 9,1% del total. En los territorios extrapeninsulares, la demanda creció un 4,9% en Baleares y un 1,6% en Canarias (datos corregidos). Destaca especialmente el archipiélago canario, donde la generación eólica se duplicó respecto al año anterior y la producción renovable total aumentó casi un 80%.



El Govern assigna a l'Urgell 688 MW d'energia solar i 732,2 d'eòlica en el PLATER

El sòl no artificialitzat per a plaques solars ascendeix a 780 hectàrees, un 1,3% de la superfície comarcal

REDACCIÓ

Tàrraga

La comarca de l'Urgell haurà de contribuir als objectius del país en el marc de Pla Territorial per a la Implantació de les Energies Renovables de Catalunya (PLATER) amb 688 MW d'energia solar fotovoltaica i 732,2 MW d'eòlica en l'horitzó de l'any 2050. Així ho va comunicar dimarts la directora de l'Institut Català d'Energia (ICAEN), Anna Camp, als representants dels 20 municipis de la comarca. En total, l'ocupació de sòl no artificialitzat per a l'aprofitament fotovoltaic a la comarca ascendirà a 780 hectàrees, un 1,3% del total de la seva superfície. En l'àmbit eòlic, la potència ja instal·lada, l'autoritzada o en tramitació que finalment s'acabi executant, que en l'actualitat puna a 124,8 MW, ja comptarà per a aquest objectiu.



FOTO_ ACN Pla general dels molins de vent del parc eòlic de la Serra del Tallat

La sessió també va servir perquè els representants municipals coneguin la metodologia amb què s'ha elaborat el PLATER i les eines que el Govern posa a la seva disposició per tal que els municipis puguin ajustar

la proposta inicial a la seva realitat i les seves preferències. En l'àmbit fotovoltaic, l'Urgell acollirà 153,5 MW en edificis, 54,5 MW en espais artificialitzats (com ara pedreres o abocadors en desús, per exemple), i 480

MW en espais no artificialitzats. La potència ja instal·lada, l'autoritzada o en tramitació que finalment s'acabi executant, que en l'actualitat ascendeix a 233,5 MW, ja comptarà per a aquest objectiu.

eRoots Map & VeraGrid: una solución estratégica para nuevos proyectos de renovables, data centers y grandes...

- Así funciona el mapa eléctrico digital eRoots con el Motor VeraGrid



Ilustración de la interfaz del Mapa eRoots, que muestra la red de España y Portugal

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/eroots-map-amp-veragrid-una-soluci-20251203>

ER

Miércoles, 03 diciembre 2025

¿El resultado? Congestión creciente de la red y una dolorosa limitación de la energía renovable (*curtailment*). En 2025, España experimentó cientos de horas con precios de la energía cero o negativos (condiciones de sobreoferta); solo en septiembre, ya se registraron 693 horas de producción solar a precio cero/negativo (igual a todo el año anterior). Los datos preliminares sugieren unas 759 horas de precios cero/negativos en 2025, el doble que el año anterior.

Estas cifras reflejan una realidad donde, a veces, **la generación supera a la demanda** y, sin suficiente capacidad de red o almacenamiento, la energía limpia se desperdicia.

Agravando la situación, **el acceso a la red se ha convertido en un auténtico cuello de botella**. A finales de 2025, aproximadamente **entre el 83 y el 85% de los nudos de conexión a la red en España están a plena capacidad**.

Los principales operadores de distribución han revelado públicamente mapas que muestran que el **83,4% de los nudos de distribución están saturados**: apenas queda sitio para nuevas conexiones en muchas regiones. Esta saturación de la red es desigual: algunas zonas aún tienen capacidad, mientras que otras (como provincias enteras, por ejemplo, Burgos) están al 100% de su capacidad.

Esta situación ha reenfocado la pregunta para las inversiones en energía. Ya no se trata solo de cómo producir o consumir energía, sino de la pregunta fundamental: **¿dónde está el enchufe?** En

otras palabras, el ‘ *siting* ’ –encontrar un emplazamiento con capacidad de red disponible– se ha convertido en un factor decisivo para los proyectos renovables y las nuevas cargas industriales.

Estas presiones se intensifican por el crecimiento de la **demand**a de electricidad. Se prevé que el consumo de energía en España aumente entre un **33% y un 54% para 2030** , pudiendo duplicarse para 2035, impulsado por la electrificación masiva del transporte, la calefacción y la industria.

Están surgiendo nuevos usuarios intensivos en energía, como centros de datos, producción de hidrógeno verde y fabricación avanzada. Si la mayoría de los nudos de la red ya están restringidos hoy, acomodar este crecimiento de la demanda será desalentador sin una planificación estratégica. De hecho, la **Agencia Internacional de la Energía (AIE)** advierte que la red ibérica “no está lista para la nueva era renovable” y debe **acelerar las inversiones en redes, almacenamiento y flexibilidad** para mantener el ritmo.

El apagón regional de abril de 2025 subrayó la necesidad de un modelo de red más flexible y resiliente.

En resumen , la transición energética de España y Portugal ha llegado a un punto de inflexión. El rápido despliegue de renovables ha superado la infraestructura de la red, lo que lleva a nudos congestionados, retrasos en la conexión y una frecuencia cada vez mayor de eventos de precio cero.

Tanto los **desarrolladores de renovables** como los **grandes consumidores** de energía se enfrentan ahora a un dilema estratégico: **¿Dónde pueden conectarse nuevos proyectos a la red y cómo alinearse con las restricciones de la red para seguir siendo rentables?**

Este es el contexto en el que emerge la plataforma **eRoots Map** (y su motor **VeraGrid**), con el objetivo de convertir datos fragmentados en una **visión unificada y práctica de la red** y ayudar a los stakeholders a navegar por estos desafíos.

La Plataforma eRoots Map y el Motor VeraGrid

• eRoots Map

eRoots Map es una plataforma Software-as-a-Service (SaaS) basada en la nube que funciona como un **mapa interactivo e integrado de toda la red eléctrica española y portuguesa** .

Agrega numerosas capas de datos (redes de transmisión y distribución, subestaciones, activos de generación, cargas, flujos de potencia y capacidades) en una única interfaz geoespacial.

Ilustración de la interfaz del Mapa eRoots, que muestra la red de España y Portugal

Ilustración de la interfaz del Mapa eRoots, que muestra la red de alta tensión de España y Portugal. Las líneas de transmisión están codificadas por colores según el nivel de voltaje (p. ej., rojo para 400 kV, verde para 220 kV) y se pueden filtrar por operador (p. ej., REE, Iberdrola, etc.) a través de los controles de capa a la izquierda. El mapa interactivo de la plataforma permite a los usuarios hacer

clic en cualquier línea o subestación para ver detalles técnicos (como se muestra en la información de la herramienta) y alternar varias capas de datos. Esta vista geoespacial unificada de la red convierte datos fragmentados en una ‘fuente única de verdad’ coherente para el sistema eléctrico ibérico.

Fundamentalmente, eRoots está construido como **un mapa ‘vivo’ en lugar de estático** . No solo muestra las condiciones actuales de la red, sino que también permite a los usuarios **simular escenarios futuros** de la red y el mercado. Cada línea de transmisión, subestación y nudo se modela con datos eléctricos reales (impedancias, capacidades, etc.), lo que permite cálculos realistas de flujo de potencia en toda la península ibérica.

La plataforma integra datos del TSO nacional y múltiples DSOs, precios históricos del mercado y proyecciones (por ejemplo, generación planificada en proceso), unificando lo que antes estaba disperso en hojas de cálculo y bases de datos aisladas. En resumen, eRoots “habla el lenguaje de la red” y proporciona el primer **mapa eléctrico integral de Iberia** con datos tanto actuales como prospectivos en un solo lugar.

Lo que realmente diferencia a eRoots es la capacidad de ‘**ver lo invisible**’ de la operación de la red mediante la ejecución de simulaciones. Los usuarios pueden alternar escenarios futuros (hasta con cinco años de antelación) para responder a preguntas de ‘qué pasaría si’ que antes eran difíciles de evaluar.

Por ejemplo, se puede investigar: ***¿Qué ocurre con las condiciones locales de la red si todos los proyectos renovables del plan español PNIEC 2030 entran en funcionamiento? ¿Dónde surgirán cuellos de botella si la demanda crece según las previsiones? ¿Qué zonas podrían enfrentarse a frecuentes eventos de precio cero o limitación en un escenario de alta penetración de renovables?***

Al pasar de una vista estática a una **vista dinámica basada en escenarios** , eRoots permite a los stakeholders anticipar problemas y oportunidades. La red puede explorarse como un **organismo vivo** , que revela cómo podrían evolucionar los flujos de potencia, la congestión y los precios, en lugar de mostrar solo una instantánea.

En esencia, eRoots Map sirve como un ‘**gemelo digital**’ de la red ibérica: un modelo funcional que refleja el comportamiento real y puede proyectar estados futuros.

• VeraGrid

VeraGrid es el motor de simulación y análisis subyacente a eRoots Map. Desarrollado por eRoots Analytics (y ofrecido como software de código abierto), VeraGrid es una **suite de simulación de sistemas de potencia** que proporciona una amplia gama de capacidades de análisis de red. Es el núcleo cerebral computacional que convierte las capas de datos del mapa en *insights* prácticos.

VeraGrid puede realizar todos los **estudios de estado estacionario** fundamentales (por ejemplo, flujo de potencia, análisis de contingencia N-1, cálculos de cortocircuito), así como **análisis de**

optimización y planificación (flujo de potencia óptimo para despacho económico y fijación de precios, análisis de capacidad de acogida, optimización de expansión de red, etc.).

Incluye algoritmos avanzados para manejar redes dominadas por renovables y redes ricas en electrónica de potencia. Por ejemplo, VeraGrid tiene módulos para **capacidad de acogida nodal** (cálculo de cuánta generación o carga adicional puede admitir un nudo), **simulaciones estocásticas** e incluso estudios de **estabilidad dinámica**.

En la plataforma eRoots, estas capacidades se traducen en características como indicadores de margen de capacidad, previsiones de riesgo de limitación y métricas de fiabilidad de la red disponibles para el usuario final. Dado que VeraGrid está altamente optimizado (con opciones como un motor acelerado con C++ para cálculos pesados), eRoots puede procesar modelos grandes rápidamente, **convirtiendo lo que podrían ser horas de análisis offline en retroalimentación visual instantánea en el mapa**.

Cómo funcionan eRoots + VeraGrid juntos

eRoots proporciona la interfaz orientada al usuario y la visualización de datos, mientras que VeraGrid se encarga del modelado de alta exigencia detrás de escena.

Cuando un usuario selecciona un escenario o alterna una simulación (por ejemplo, proyectando el estado de la red en **2028** con ciertas nuevas plantas en funcionamiento), VeraGrid ejecuta los cálculos de flujo de potencia en el modelo.

Los resultados (cargas de línea, voltajes de nudo, **capacidad disponible, precios**, etc.) se muestran en el mapa como superposiciones intuitivas (colores, contornos, gráficos). Esta integración significa que los **estudios de planificación que antes requerían herramientas y experiencia especializadas ahora son accesibles en unos pocos clics** en eRoots.

El diseño de la plataforma enfatiza las perspectivas prácticas: las salidas complejas se destilan en capas de mapa, indicadores y gráficos que los responsables de la toma de decisiones pueden comprender fácilmente. Los usuarios también pueden profundizar en los datos o exportar informes para obtener más detalles.

En resumen, VeraGrid dota a eRoots de profundidad analítica, y eRoots presenta esos resultados en un **entorno colaborativo e interactivo** adecuado para la toma de decisiones estratégicas.

¿Interesado en saber más?

Inscríbete aquí a la Fase Beta de eRoots Map: [Map.eroots.tec](#)

- eRoots lanza el primer mapa eléctrico digital de España y Portugal

España y Portugal se libran de la subida de precios en los mercados eléctricos europeos en noviembre

- Los futuros del gas TTF y el Brent marcaron sus promedios mensuales más bajos en meses y los del CO2 alcanzaron su nivel más alto desde 2023.



Los mercados eléctricos.

<https://elperiodicodelaenergia.com/espana-y-portugal-se-libran-de-la-subida-de-precios-en-los-mercados-elect...>

Aleasoft Energy Forecasting

Miércoles, 03 diciembre 2025

En noviembre de 2025, los principales mercados eléctricos europeos registraron subidas de precios respecto a octubre, salvo el ibérico, que marcó su nivel más bajo desde junio. La producción fotovoltaica alcanzó récords para un mes de noviembre y la eólica aumentó en la mayoría de los mercados. La demanda repuntó por las temperaturas más frías. Los futuros del gas TTF y el Brent marcaron sus promedios mensuales más bajos en meses y los del CO2 alcanzaron su nivel más alto desde 2023.

En noviembre de 2025, la mayoría de los principales **mercados eléctricos europeos** registraron precios promedios mensuales superiores a 85 €/MWh, y más elevados que en octubre.

Los mercados **Nord Pool** de los países nórdicos, **EPEX SPOT** de Alemania, Bélgica, Francia y Países Bajos, **IPEX** de Italia y **N2EX** de Reino Unido alcanzaron sus valores mensuales más elevados de los últimos meses.

Italia fue el mercado con el precio mensual más elevado, con 117,09 €/MWh.

En cambio, en el mercado ibérico **MIBEL** los precios bajaron respecto a octubre, situándose en su nivel más bajo desde junio. Además, el mercado español registró en noviembre el promedio mensual más bajo entre los principales mercados europeos, con 58,65 €/MWh.

Récords solares

Los principales mercados europeos alcanzaron récords históricos de **producción solar fotovoltaica** para un mes de noviembre. Sin embargo, la generación disminuyó respecto a octubre debido a la reducción estacional de las horas de sol y de la irradiación solar.

La **producción eólica** aumentó en gran parte de los principales mercados eléctricos de Europa, tanto respecto a octubre como en términos interanuales.

La **demanda eléctrica** aumentó respecto a octubre en los principales mercados europeos, y también interanualmente en la mayoría de ellos, impulsada por temperaturas más frías tanto en comparación con octubre como, en muchos casos, con noviembre de 2024.

Los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month marcaron el promedio mensual más bajo desde mayo de 2024, de 30,77 €/MWh.

Los futuros de **derechos de emisión de CO2** en el **mercado EEX** para el contrato de referencia de diciembre de 2025 alcanzaron su promedio mensual más alto desde diciembre de 2023, de 81,14 €/t.

Los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** registraron un precio promedio mensual de 63,66 \$/bbl en noviembre de 2025, el más bajo desde marzo de 2021.

Para conocer en detalle la evolución de los mercados de energía europeos durante noviembre de 2025, está disponible el informe completo en este enlace.

Webinars AleaSoft: visión estratégica de los mercados de energía europeos

Desde hace seis años, **AleaSoft Energy Forecasting** organiza webinars mensuales sobre los **mercados de energía europeos**, con la participación habitual de colaboradores de alto nivel de empresas de referencia en el ámbito de la energía.

En estos webinars se abordan los temas más estratégicos del sector, como la **financiación de proyectos de energías renovables**, los **PPA** y el **almacenamiento de energía**. Las grabaciones de la mayoría de los webinars están disponibles en el canal de YouTube de la empresa (**AleaSoft Energy Forecasting**), y también pueden solicitarse directamente.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**.

Haizeeko, un proyecto para revolucionar la eólica offshore con materiales sostenibles y tecnologías de protección...

- Los nuevos materiales y monitorización avanzada marcarán el desarrollo de esta iniciativa vasca para reforzar la eficiencia y la durabilidad de la eólica marina



Haizeeko, un proyecto para revolucionar la eólica offshore con materiales sostenibles y tecnologías de protección avanzadas

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

Haizeeko

<https://www.energias-renovables.com/eolica/haizeeko-un-proyecto-para-revolucionar-la-e-20251203>

Manuel Moncada

Miércoles, 03 diciembre 2025

Las estructuras eólicas marinas operan durante décadas en un entorno hostil marcado por la salinidad, la humedad constante y la abrasión, unas condiciones extremas que obligan a emplear soluciones de protección cada vez más sofisticadas, combinando métodos activos y pasivos que permitan alargar la vida útil de las instalaciones. Por ello, la necesidad de mejorar la durabilidad afecta tanto a las torres y cimentaciones como a las palas, donde se introducen nuevos materiales con el fin de incrementar la eficiencia y reducir el impacto ambiental. Pese a que la industria no deja de avanzar, aún persisten retos notables en reciclabilidad, sostenibilidad y resistencia estructural.

Y eso no es todo. A estas dificultades se suman las limitaciones de los recubrimientos convencionales, ya que su vida útil no suele superar los 25 años sin intervenciones costosas, y generan lixiviados y compuestos orgánicos volátiles (COV) que afectan al medio ambiente. Por otro lado, la protección anticorrosiva mediante ánodos de sacrificio, habitual en la actualidad, implica además costes adicionales y operaciones complejas de mantenimiento.

Proyecto Haizeeko

Una vez puestos en contexto sobre todas las dificultades a las que se enfrentan los gigantes marinos, la apuesta de Haizeeko cobra todo el sentido. Este proyecto plantea un enfoque integral basado en tres ejes tecnológicos. El primero es la sostenibilidad, con el desarrollo de materiales reciclables para palas y recubrimientos cerámicos CX para las estructuras de soporte.

El segundo es la eficiencia energética, con mejoras en ecodiseño y aerodinámica que puedan aplicarse a equipos reales para optimizar su rendimiento.

Y el tercero es la durabilidad, mediante tecnologías que permitan reducir al mínimo los trabajos de mantenimiento en alta mar, especialmente gracias a nuevos sistemas de monitorización predictiva.

Para materializar estos objetivos, los impulsores del proyecto estructuran su investigación en tres líneas. La primera desarrolla métodos avanzados de protección, entre ellos recubrimientos cerámicos vitrificados mediante una innovadora tecnología híbrida láser-inducción y recubrimientos con propiedades anticongelantes. La segunda apuesta por el ecodiseño y el uso de materiales sostenibles, como resinas epoxi dinámicas 3R y adhesivos removibles para facilitar procesos de reparación y reciclaje. Y la tercera incorpora sistemas de monitorización basados en técnicas de control ultrasónico y filtrado optimizado, capaces de operar en condiciones reales de servicio.

El proyecto Haizeeko tendrá una duración de tres años, entre 2025 y 2027, y cuenta con financiación del Departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad del Gobierno Vasco a través del programa HAZITEK, junto con apoyo del Fondo Europeo de Desarrollo Regional (FEDER).



PUERTOLLANO | INDUSTRIA

La Junta atrae la inversión de una empresa internacional líder en energías renovables

Arctech inaugura en Puertollano su base europea de pruebas fotovoltaicas. Caballero reitera el compromiso del Ejecutivo con la localidad como «referente en la transición energética»

LT/EFE / PUERTOLLANO

Arctech inauguró ayer en Puertollano el primer centro europeo de innovación y verificación avanzada de soluciones fotovoltaicas. Francisco Salinas, del Equipo Global de I+D de Arctech, explicó que se trata de un proyecto «pionero y puntero» en Europa por la magnitud de la inversión, el tamaño de la planta y la diversidad de productos y tecnologías que se testan, así como por la red de colaboración con empresas, institutos y universidades. La inversión inicial este primer año ronda el millón de euros, dentro de un plan a cinco años que alcanzará los cinco millones.

La inauguración contó con la presencia del vicepresidente segundo del Gobierno de Castilla-La Mancha, José Manuel Caballero; la consejera de Desarrollo Sostenible, Mercedes Gómez; y el alcalde de Puertollano, Miguel Ángel Ruiz. Caballero señaló que «el objetivo del Gobierno de Page es posicionar a esta ciudad, históricamente vinculada a la energía, como eje estratégico europeo que irradia innovación y desarrollo en torno a todo lo que tiene que ver con las energías limpias». «Con este proyecto se sitúa a Puertollano como epicentro internacional en materia de generación de energía limpia».

El proyecto nace de la colaboración entre Arctech Solar y el Isfoc, dos entidades con sólida experiencia en innovación fotovoltaica. «Los trabajos que se desarrollan en el Isfoc fueron



El vicepresidente segundo entre la consejera de Desarrollo Sostenible y el alcalde. / LT

un aliciente para que la empresa decidiese establecerse en Puertollano, y nosotros como Gobierno regional tenemos especial interés en que así sea porque queremos que Puertollano sea un núcleo de referencia desde el que irradiar innovación y desarrollo en materia de energía», apuntó.

Gómez subrayó que se trata del tercer centro de investigación de

Arctech en el mundo, tras Arabia Saudí y China, y destacó que la implantación en Puertollano «refuerza el talento, la experiencia profesional y el ecosistema energético» de la ciudad. Por su parte, Ruiz remarcó que la ciudad «vive un día de celebración» porque cada nueva empresa supone «una oportunidad real para el desarrollo local».

DE INTERÉS

Cuatro millones para generar más suelo industrial

El vicepresidente segundo del Gobierno de Castilla-La Mancha, José Manuel Caballero, anunció ayer una inversión de cuatro millones de euros destinada a ampliar el suelo industrial en Puertollano y avanzar en nuevos desarrollos vinculados a la transición energética. En este sentido, afirmó que la Junta, el Ayuntamiento y el Estado, a través del Instituto de Transición Justa, están en condiciones de firmar un nuevo convenio que permitirá impulsar los desarrollos previstos en la Nava II, abordar la Nava III y aumentar la disponibilidad de espacios para la implantación de nuevas empresas.

Asimismo, indicó que esta inversión se traducirá en «más infraestructuras, oportunidades y proyectos» para la ciudad y que el objetivo es continuar con la colaboración entre administraciones para aprovechar todo el potencial del ecosistema tecnológico local, en referencia al Instituto de Sistemas Fotovoltaicos de Concentración (Isfoc) y al Centro Nacional del Hidrógeno. «Puertollano está preparada y merece seguir creciendo», señaló para defender después que este impulso responde a una apuesta por la innovación, la investigación, el desarrollo industrial y, sobre todo, por «el empleo, futuro y esperanza para esta tierra».



La Junta libera 50 millones para contratar energía renovable en centros sanitarios

El Consejo de Gobierno de esta semana también ha autorizado 9 millones para líneas de ayuda de la Fundación Sociosanitaria y 7,3 para infancia

LA TRIBUNA / TOLEDO

El Consejo de Gobierno ha autorizado una inversión superior a 50 millones para contratar el suministro de energía eléctrica de origen renovable para todos los centros dependientes del Sescam, entre los que se encuentran hospitales, centros de especialidades y consultorios locales. Lo detalló ayer la consejera Portavoz, Esther Padilla, quien precisó que la red sanitaria regional cuenta con cerca de 274 puntos de suministro, con una potencia contratada superior a diez kilovatios.

Padilla recordó que, desde el año 2021, toda la energía que consumen los centros sanitarios procede íntegramente de fuentes renovables. «Eso ha permitido que el Sescam disponga del Certificado de Garantía de Origen, que acredita que la electricidad consumida es cien por cien renovable y respetuosa con el medio ambiente», incidió Padilla.

9 MILLONES PARA LA FUNDACIÓN SOCIO SANITARIA. El Consejo de Gobierno también ha autorizado una nueva inversión de cerca de nueve millones de euros en subvenciones para la Fundación Sociosanitaria de Castilla-La Mancha para 2026, lo que supone «casi un millón más que el presupuesto que destinamos en 2025».

La más cuantiosa de las subvenciones es de 5,6 millones de euros, para la ocupación de plazas residenciales en dispositivos ubicados en Castilla-La Mancha como viviendas de supervisión, centros sociosanitarios o comunidades terapéuticas, destinadas a la atención de personas con trastorno mental grave, personas con enfermedades crónicas en situación de exclusión



Esther Padilla, consejera Portavoz.

social y personas con problemas de adicciones a sustancias.

La segunda subvención más cuantiosa es de 2,1 millones, destinados para el mantenimiento de centros de rehabilitación psicosocial y laboral de personas con trastorno mental grave. También habrá 400.000 euros para la realización de programas de promoción, prevención y atención de problemas de salud mental y otros 325.000 se destinarán a entidades sin intención de lucro para que realicen programas de atención a personas reclusas con trastornos adictivos en los centros penitenciarios.

7,3 MILLONES PARA INFANCIA. Además el Gobierno ha aprobado una partida de 7,3 millones para el desarrollo de servicios y programas de prevención y atención a la infancia y a las familias en 2026. Padilla calcula que estas medidas llegarán a 70.000 menores y 35.000 familias. Abarcan desde la mediación a la orientación e intervención familiar; la prevención del abuso o del acoso y ciberacoso.

La luz es un 44% más barata que hace un año

- El acuerdo establece un marco de colaboración entre ambas instituciones para fomentar la investigación y el desarrollo (I+D)



La luz es un 44% más barata que hace un año

Energías Renovables

el periodismo de las energías limpias.

La luz es un 44% más barata que hace un año

<https://www.energias-renovables.com/panorama/la-luz-es-un-44-m-s-20251203>

Celia García-Ceca

Miércoles, 03 diciembre 2025

El precio diario del mercado mayorista (POOL) en noviembre promedió 58,65 €/MWh, lo que supone una bajada del 22,55% respecto al mes de octubre (75,73 €/MWh). En comparación con hace un año, el precio registra una brusca caída del 43,8% (104,43 €/MWh), según el Grupo ASE, gracias al fuerte incremento de la generación eólica (+43,4%) y fotovoltaica (+35,4%). Esto se debe a una presencia excepcional de viento asociada a la sucesión de borrascas, y el efecto cada vez más profundo de la creciente potencia fotovoltaica instalada, que mantiene muy bajos los precios durante las horas solares incluso en los meses invernales.

Por su parte, los componentes del precio final de la energía —Restricciones PBF, Restricciones TR, Reserva de potencia, Banda Secundaria y Coste de Desvíos— sumaron en noviembre 16,98 €/MWh, lo que supone un incremento del 33,78% respecto al mismo mes del año anterior. Desde el apagón del 28 de abril, estos costes se han incrementado de forma muy significativa por la política operativa de Red Eléctrica de España (REE), orientada a reforzar la estabilidad del sistema mediante una mayor presencia de generación síncrona —principalmente ciclos combinados de gas (CCG)—. Todo indica que esta política se mantendrá durante bastante tiempo, por lo que es previsible que los costes continúen situándose en niveles elevados. En el periodo de enero a noviembre de 2025, los costes del sistema promedian 16,74 €/MWh, frente a los 11,53 €/MWh registrados en 2024.

Por lo que respecta al parque nuclear, tres de las siete centrales españolas estuvieron en algún momento desacopladas por paradas programadas, lo que redujo temporalmente la disponibilidad de

esta tecnología. No obstante, en la última semana del mes la generación nuclear alcanzó el 85% de su capacidad, a falta únicamente de la reincorporación de Vandellós II.

La demanda eléctrica y la generación

Las temperaturas inusualmente bajas de la última semana de noviembre impulsaron la demanda de electricidad hasta un crecimiento mensual del 4,2%, situando la variación acumulada del año en el 2,4%. Pese a ello, la generación aumentó aún más —un 9,2%— debido al fuerte incremento del saldo exportador con Portugal y, especialmente, con Francia. España ha pasado de importar 632 GWh de Francia en noviembre de 2024 a exportar 43 GWh en noviembre de 2025, gracias al aumento de la generación renovable y a un notable excedente eólico y fotovoltaico..

La electricidad por debajo de los 60 €/MWh

Los mercados de futuros de electricidad en Europa continúan estrechamente vinculados a la evolución de los precios del gas y de las emisiones de CO₂. El Yr-26 en España ha roto a la baja la barrera de los 60 €/MWh, situándose en 57 €/MWh, lo que supone un descenso del 5,7% respecto al cierre de octubre. La prima de descuento del mercado español sobre el mercado alemán, referencia en Europa, se ha ampliado hasta los 30 €/MWh, con el Yr-26 alemán en 89,26 €/MWh. Los países cuyo mix de generación depende en gran medida del carbón —como Alemania— o del gas —como Italia, donde el precio en 2025 alcanza los 115,36 €/MWh— corren el riesgo de que su industria pierda competitividad. Solo Francia, con un precio medio de 60,72 €/MWh en 2025, se aproxima al nivel del mercado español, gracias a su parque nuclear.

McDonald's UK firma un innovador PPA a largo plazo para compartir energía

● En el parque eólico Douglas West Extension de 66,0 MW, propiedad de Capital Dynamics en Escocia



McDonald's UK firma un innovador PPA a largo plazo para compartir energía

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/eolica/mcdonalds-uk-firma-un-innovador-ppa-20251203>

Celia García-Ceca

Miércoles, 03 diciembre 2025

Engie , Capital Dynamics y McDonald's UK han colaborado en un innovador Acuerdo Corporativo de Compra de Energía (PPA) a 15 años para que el total de la energía limpia producida por el parque eólico Douglas West Extensión, situado en Escocia y propiedad íntegra de Capital Dynamics, sea adquirida por McDonald's. Se prevé que el parque entre en operación en el primer trimestre de 2026. El parque eólico de 66,0 MW cuenta con doce turbinas Nordex N149 que se espera generen alrededor de 190 GWh de electricidad limpia y segura cada año, suficiente para abastecer a unas 16.000 viviendas del Reino Unido anualmente. Capital Dynamics también ha creado un fondo comunitario gestionado por Foundation Scotland y con el apoyo de un grupo comunitario local. El fondo aportará unas 300.000 libras anuales para poner en marcha una estrategia de inversión liderada por la comunidad en los pueblos de Glespin, Douglas, Coalburn, Rigside y Douglas Water.

El PPA permitirá a McDonald's, a través de un acuerdo de suministro innovador con Engie, compartir la electricidad generada con sus principales proveedores, como parte de sus esfuerzos por descarbonizar su cadena de suministro. La energía procedente del parque cubrirá aproximadamente el 8% de las necesidades energéticas anuales totales de McDonald's en el Reino Unido. Pero Este Acuerdo Corporativo de Compra de Energía (cPPA) va más allá de las operaciones de McDonald's y permite que proveedores y socios de toda su cadena de valor accedan a energías renovables, superando barreras de adopción. A través de estos PPA, Engie busca simplificar el mercado,

haciendo que las soluciones de energía verde vinculadas a activos concretos sean más transparentes y accesibles.

Nadia Hartley, responsable de Sostenibilidad e Indirect Sourcing en McDonald's UK&I: "Esta colaboración innovadora marca un hito clave en el camino hacia un futuro más sostenible para McDonald's en el Reino Unido e Irlanda. Al crear conjuntamente un acuerdo a 15 años, estamos asegurando casi un tercio de nuestras necesidades de electricidad renovable, reforzando nuestra cadena de suministro y acelerando el avance hacia nuestros objetivos de descarbonización. Nuestra colaboración con Engie y Capital Dynamics se basa en un entendimiento común y una visión a largo plazo, logrando un cambio real para nuestro negocio y para el planeta"

Barney Coles, Senior Managing director y Co-responsable de Clean Energy en Capital Dynamics: "Estamos encantados de colaborar con McDonald's y ENGIE en el desarrollo del parque eólico Douglas West Extension. A medida que la demanda global de electricidad limpia continúa creciendo, este tipo de alianzas entre actores privados con experiencia seguirá generando las soluciones innovadoras necesarias para ofrecer la capacidad energética de bajo coste que se requiere. Además, estas iniciativas son esenciales para reforzar la seguridad en materia de energía del Reino Unido y generar un impacto económico real en comunidades desatendidas. Esperamos continuar colaborando con McDonald's, Engie y otras empresas con visión de futuro para acelerar el papel del sector privado en la transición energética"

Robert Wells, Managing Director en Engie Supply UK: "Se trata de una colaboración muy ilusionante que no solo apoya el desarrollo de nuevas infraestructuras de energía renovable, sino que también ayuda a McDonald's UK a reducir su huella de carbono en toda su cadena de suministro. Este enfoque colaborativo facilitará que los proveedores de McDonald's accedan a energía más limpia y verde, contribuyendo a reducir las emisiones de Alcance 3 de la compañía. Creemos firmemente que este enfoque innovador y multipartito puede desempeñar un papel fundamental en la consecución de los objetivos de cero emisiones netas del Reino Unido, y Engie continúa liderando ese desafío"

Nuevo software universal para el control del avance de la construcción de proyectos

- Acofile P permite el seguimiento diario del avance directamente desde la obra, facilitado por la app móvil que permite la recolección de datos de manera sencilla y rápida, incluso sin conexión a internet.



<https://www.pv-magazine.es/2025/12/03/nuevo-software-universal-para-el-control-del-avance-de-la-construcci...>
Miércoles, 03 diciembre 2025

Acoren Renewables ha lanzado una nueva aplicación para el control del avance de la producción, Acofile Production (Acofile P). Los equipos de obra emplean una aplicación móvil para registrar en tiempo real las actualizaciones de actividades y el uso de recursos. La plataforma web permite a los usuarios definir actividades, áreas de medición, cantidades, calendarios y líneas base.

Todos los datos se integran en un panel de control interactivo con seguimiento del progreso en tiempo real, curvas S y análisis de variaciones, brindando control total y visibilidad sobre la ejecución del proyecto.

Acofile P ofrece un seguimiento diario del avance directamente desde la obra, facilitado por la app móvil que permite la recolección de datos de manera sencilla y rápida, incluso sin conexión a internet.

Gracias a ella, es posible el monitoreo en tiempo real del progreso de los trabajos, permitiendo la generación de informes precisos e instantáneos.

Recoge información centralizada, clara y trazable, disponible inmediatamente para todos los miembros autorizados, con trazabilidad completa del momento y la persona que reporta los datos.

Así, se obtiene mayor control y eficiencia del proyecto, mejora la visibilidad sobre desviaciones y áreas críticas para facilitar la toma de decisiones.

Con Acofile P es posible generar automáticamente informes personalizados, automatizar reportes y notificaciones, y configurar avisos y alertas.

De esto modo, proporciona mayor control contractual gracias a la provisión de evidencias objetivas del avance, permitiendo detectar desviaciones de fechas con antelación y reprogramar recursos.

La solución opera a través de una integración tecnológica:

- Aplicación móvil para el ingreso diario de datos.
- Plataforma web que alberga paneles de control e informes.
- Visualización del avance según diversos criterios de segmentación, tales como Departamentos, Disciplinas, Actividades, Subproyectos o Áreas.
- Alertas automáticas y seguimiento de desviaciones.
- Integracionistas con Acofile Q, la aplicación para la digitalización de la calidad: la aplicación avisa a Acofile Q cuando se alcanza un determinado avance en un sector, para que el equipo de Calidad ejecute los PPIs.

Acofile P es aplicable a grandes proyectos de construcción en múltiples industrias, con una relevancia particular en el sector energético (plantas fotovoltaicas, eólicas y termosolares), pero aplicable también a ingeniería civil, agua, infraestructuras o construcción.

Acoren Renovables también ha desarrollado Acofile Q, un software para la supervisión de la calidad en construcción de proyectos renovables.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Se tramitan en España 462 proyectos de almacenamiento que suman 7.614 MW 02 diciembre 2025
483 MW ya disponen de Autorización Administrativa de Construcción, mientras que 2.644 MW han obtenido Declaración de Impacto Ambiental favorable.

Pieralisi y Genia Bioenergy se alían para impulsar la producción de biogás a partir de alpeorujo - Energética 21

- Ambas compañías han establecido un acuerdo de colaboración para desarrollar proyectos de gases renovables en las principales zonas productoras de aceite de oliva de España y Portugal.



Pieralisi y Genia Bioenergy se alían para impulsar la producción de biogás a partir de alpeorujo.

1 pieralisi españa 2 genia bioenergy 3 biogás 4 alpeorujo 5 maquinaria oleícola 6 tecnologías de separación 7 energía renovable 8

<https://energetica21.com/noticia/pieralisi-genia-bioenergy-alian-impulsar-produccion-biogas-partir-alpeorujo/>

Energética 21

Miércoles, 03 diciembre 2025

Pieralisi y Genia Bioenergy se alían para impulsar la producción de biogás a partir de alpeorujo

- Noticias > Bioenergía: biomasa y biometano
- 03-12-2025 (actualizado: 03-12-2025)
- Redacción

Ambas compañías han establecido un acuerdo de colaboración para desarrollar proyectos de gases renovables en las principales zonas productoras de aceite de oliva de España y Portugal.

Última Edición Noviembre 2025 Ver Online Descargar

Pieralisi España, especializada en maquinaria para el sector oleícola y tecnologías de separación, y **Genia Bioenergy**, ingeniería integradora de la cadena de valor del biogás, han sentado las bases de una colaboración estratégica en la península ibérica. El foco del acuerdo es el aprovechamiento del alpeorujo, el principal subproducto de la extracción del aceite de oliva, como materia prima para la generación de energía.

La iniciativa se gestó tras una jornada técnica conjunta en el Parque Científico-Tecnológico GEOLIT (Mengíbar, Jaén), donde se analizaron las sinergias entre los procesos de extracción oleícola y la producción de biometano.

La colaboración busca integrar el conocimiento de Pieralisi en el tratamiento y separación de fases del alpeorujo con la experiencia de Genia Bioenergy en la ingeniería, construcción y operación biológica de plantas de biogás. Rodrigo Jaén, director general de Pieralisi España, ha señalado que esta unión de capacidades técnicas en la digestión anaerobia permitirá desarrollar proyectos industriales escalables.

El modelo propuesto se alinea con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) y las directrices europeas de descarbonización. Además de la generación de gas renovable —para inyección en red o autoconsumo—, el proceso permite la obtención de fertilizantes orgánicos derivados del digestato, cerrando el ciclo de los nutrientes en la agricultura.

[#mobilitat](#) [#internacional](#)

L. M. / @diarideterrassa



Un dels productes certificats per MOBI.E

Portugal certifica els carregadors de Circontrol

Circontrol, empresa amb seu a Viladecavalls especialitzada en infraestructures de recàrrega per a vehicles elèctrics, ha aconseguit la certificació oficial per a MOBI.E, l'empresa pública portuguesa encarregada de gestionar la mobilitat elèctrica a Portugal, per a la majoria de les seves estacions de càrrega per a vehicles elèctrics.

Des de l'empresa vallesana expliquen que MOBI.E és la plataforma integrada de Portugal que connecta i gestiona tots els punts de càrrega públics del país, proporcionant accés sense interrupcions a la càrrega de vehicles elèctrics per als conductors i permetent una gestió eficient de la xarxa per als operadors. També connecta aquelles estacions principals els propietaris de les quals s'uneixen voluntàriament a la plataforma.

Els productes de Circontrol certificats per al mercat portuguès inclouen el carregador residencial eHome 5, l'estació de recàrrega per a vehicles elèctrics CA semiràpida eVolve Smart, l'estació de recàrrega per a vehicles elèctrics CC ràpida Raption Compact 80, l'estació de recàrrega per a vehicles elèctrics CC ultraràpida Raption Compact 160 i l'estació de recàrrega per a vehicles elèctrics CC ultraràpida Raption Compact 240.

La certificació de MOBI.E abasta la major part de la gamma de productes de càrrega de vehicles elèctrics de Circontrol, "reforçant el seu compromís de proporcionar solucions de càrrega fiables i d'alta qualitat que compleixen amb els estàndards internacionals i donen suport al creixement de la mobilitat sostenible a Portugal", indica la mateixa empresa vallesana, que assegura que aviat afegirà nous productes a MOBI.E.

Prosolia Energy se incorpora a CEOE para "impulsar la descarbonización" del tejido empresarial español

- Prosolia Energy se ha unido a la Confederación Española de Organizaciones Empresariales (CEOE) para "impulsar la descarbonización" del tejido empresarial.



Juan Carlos Guaita, presidente de Prosolia Energy, Javier Martínez, CEO de Prosolia Energy y Borja Echegaray, jefe del área de empresas de CEOE.

<https://elperiodicodelaenergia.com/prosolia-energy-se-incorpora-a-ceoe-para-impulsar-la-descarbonizacion-del...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

Prosolia Energy se ha unido a la Confederación Española de Organizaciones Empresariales (CEOE) con el objetivo de "reforzar la cooperación, generar sinergias y contribuir a la competitividad del tejido empresarial español mediante un modelo energético descarbonizado, eficiente y sostenible".

Así, tal y como ha indicado la firma en un comunicado, su entrada en dicha entidad representa un "nuevo impulso" al compromiso del sector empresarial con la transición energética, la competitividad internacional y la descarbonización de la economía.

En concreto, como nuevo miembro de la CEOE, Prosolia Energy podrá aportar su experiencia en modelos de autoconsumo energético, en el diseño de soluciones adaptadas a las necesidades de cada industria y en la apuesta por la innovación tecnológica, contribuyendo así a acompañar a otras empresas en su transformación hacia modelos más sostenibles.

Prosolia Energy en la CEOE

La compañía, fundada en 2003, también participará activamente en las comisiones de trabajo de la organización, especialmente en aquellas centradas en energía y transición energética. Desde estos espacios, Prosolia Energy contribuirá con su conocimiento técnico y experiencia a impulsar la competitividad empresarial a través de la energía limpia.

El consejero delegado de la firma, **Javier Martínez**, ha asegurado que "creen firmemente en el papel que las energías renovables deben desempeñar en el futuro económico del país". "Estamos convencidos de que, desde CEOE, podremos contribuir de forma activa al impulso de iniciativas que faciliten la descarbonización del tejido empresarial español", ha añadido, haciendo hincapié en que se trata de una oportunidad para "escuchar, colaborar y sumar conocimiento en un momento clave para el sector".

De su lado, el presidente de Prosolia Energy, **Juan Carlos Guait**, también ha destacado que "trabajando de la mano de CEOE y con el resto de las empresas, podrán avanzar hacia un modelo energético que genere valor para toda la sociedad". "Desde nuestra experiencia como productor independiente de energía, queremos aportar una visión constructiva y soluciones reales que ayuden a acelerar esta transformación", ha enfatizado.

Por su parte, el responsable del área de Empresas de CEOE, **Borja Echegaray**, ha dado la bienvenida a la compañía destacando "su impulso de una competitividad empresarial sostenible y el compromiso de la confederación para avanzar juntos hacia un futuro más limpio y eficiente". Por último, Prosolia Energy ha resaltado que durante los últimos años ha experimentado un "importante crecimiento" tanto orgánico como inorgánico.

Así, ha incrementado su presencia internacional con nuevas delegaciones en **Alemania y México**, que se han unido a las ya existentes en **Francia, Italia, Portugal y España**, al tiempo que ha puesto en funcionamiento diferentes parques con venta a la red eléctrica y opera proyectos con PPAs bilaterales con consumidores industriales internacionales.

Redeia estima que la propuesta de retribución de redes de CNMC es "bastante ajustada"

- Redeia ha estimado que la propuesta de tasa de retribución financiera de las redes del sistema eléctrico planteada por la CNMC es "bastante ajustada".



La presidenta de Redeia, Beatriz Corredor, durante la segunda edición del foro 'World in Progress', en el Palau de Congressos de Catalunya.

<https://elperiodicodelaenergia.com/redeia-estima-que-la-propuesta-de-retribucion-de-redes-de-cnmc-es-basta...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

Corredor ha apuntado que Redeia trabaja en su planificación bajo el parámetro del 6,5% por criterios de prudencia, pero consideran que esta TRF debería incluir algunas variables

La presidenta de Redeia, Beatriz Corredor, ha estimado que la propuesta de tasa de retribución financiera de las redes (TRF) del sistema eléctrico planteada por la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) es "bastante ajustada" al compararla con otros países y en vista a las grandes inversiones necesarias.

"Con esta ingente cantidad que tenemos por delante, con la **inversión en digitalización**, en **ciberseguridad** que tenemos que incorporar y con las **nuevas funciones** que se han asumido por parte del operador del sistema en los últimos años, creemos que es una tasa bastante ajustada y que es cierto que debería plantearse en un espectro que rozara el 7%", ha dicho Corredor en un desayuno informativo del Club Diálogos para la Democracia.

Corredor ha apuntado que Redeia trabaja en su **planificación** bajo el parámetro del 6,5% por criterios de prudencia, pero consideran que esta TRF debería incluir algunas variables, que han planteado tanto a la CNMC como al Consejo de Estado, como que se analice el riesgo desde todos los puntos de vista.

Redeia y la retribución de redes

En este sentido, ha señalado que a la hora de captar capital para llevar a cabo estas inversiones, Redeia compite en los mercados de capitales tanto con otros operadores de sistema de otros países, como con distribuidores y que cuando un inversor ve el retorno que va a tener en España con una TRF del 6,5 % frente a otro país con el 7,5% o el 8%, este inversor no se inclina por España.

Asimismo, ha señalado que en el caso del operador del sistema existe un riesgo adicional, dado que tiene que cumplir con una planificación establecida, pero que si estas obras finalmente no se desarrollan por una decisión política, estas no se retribuyen y el coste de desmantelarlas corre a cargo del operador del sistema.

Corredor también ha señalado en otra parte de la intervención que para cumplir los objetivos marcados en el **Plan Nacional de Energía y Clima (PNIEC)** son necesarias redes "robustas" y "conectadas", lo que supone una "enorme" inversión.

Sungrow y Engie completan los primeros 400 MWh del mayor proyecto de almacenamiento en baterías de Europa - Energética 21

- Utiliza 320 unidades de las innovadoras baterías de almacenamiento refrigeradas por líquido PowerTitan de Sungrow.



Sungrow y Engie completan los primeros 400 MWh del mayor proyecto de almacenamiento.

[sungrow](#)[engie](#)[almacenamiento en baterías](#)[proyecto de energía](#)[inversores fotovoltaicos](#)

<https://energetica21.com/noticia/sungrow-engie-completan-primeros-400-mwh-mayor-proyecto-almacenamien...>

Energética 21

Miércoles, 03 diciembre 2025

Sungrow, proveedor de inversores fotovoltaicos y sistemas de almacenamiento de energía (ESS), anunció la puesta en marcha de la primera fase de **400 MWh** del proyecto de almacenamiento de energía en baterías de **200 MW/800 MWh** de **Engie** en **Vilvoorde, Bélgica**. El proyecto, el mayor de este tipo en Europa continental, utiliza **320 unidades de las innovadoras baterías** de almacenamiento refrigeradas por líquido **PowerTitan** de Sungrow.

La segunda y última fase de este proyecto de almacenamiento de energía en baterías de 200 MW/800 MWh está prevista que se conecte muy pronto. El desarrollo en dos fases tiene como objetivo **mejorar la estabilidad de la red y proporcionar energía limpia y fiable** a hasta 96.000 hogares en Bélgica.

“El almacenamiento en baterías es uno de los componentes más importantes, aunque a menudo se pasa por alto, de una transición energética exitosa. Este proyecto es una demostración clave de cómo la tecnología de Sungrow proporciona la flexibilidad de la red que es esencial para la siguiente fase de la andadura de Europa hacia las energías renovables”, afirmó Moritz Rolf, vicepresidente de Sungrow Europe y responsable del negocio en DACH, BeNeLux, países nórdicos y Turquía.

Un paso adelante optimista para la infraestructura energética moderna

El proyecto Vilvoorde representa un paso hacia la modernización de la infraestructura energética europea, en un momento en que el continente trabaja para alcanzar sus objetivos de sostenibilidad para 2050. Al absorber el excedente de energía durante los periodos de alta producción y devolverlo a la red cuando la demanda es alta, el almacenamiento en baterías a gran escala garantiza un suministro eléctrico flexible, pero estable, procedente de fuentes renovables. La instalación de un sistema de almacenamiento de energía en baterías (BESS) a gran escala sirve de modelo para integrar eficazmente las energías renovables en la infraestructura heredada, equilibrando la red y mitigando los problemas de saturación de la red.

BESS seguro, inteligente y eficiente

Las dos fases del proyecto Engie son posibles gracias a las unidades PowerTitan de Sungrow instaladas in situ. Las soluciones BESS de Sungrow están diseñadas con un diseño compacto para una rápida instalación y eficiencia operativa, dos factores críticos para las infraestructuras a gran escala. El diseño compacto del sistema optimiza el uso del terreno y cuenta con una tecnología de refrigeración líquida conectada de forma inteligente, lo que garantiza un sistema con control de temperatura rentable y fiable. Estos elementos tecnológicos garantizan una integración segura y sostenible del almacenamiento de energía a gran escala en la red eléctrica.

"Con la primera serie de baterías ya en funcionamiento en Vilvoorde, Engie está proporcionando parte de la flexibilidad adicional que necesita la red eléctrica para equilibrar la oferta y la demanda. La construcción eficiente de esta planta de baterías solo ha sido posible gracias a sólidas alianzas. Al trabajar codo con codo con partners de confianza e innovadores como Sungrow, podemos seguir acelerando la integración de las energías renovables en la red y contribuir a crear un sistema energético más fiable, sostenible y asequible", afirma Vincent Verbeke, CEO de Engie Bélgica.

Fuerte presencia local

Sungrow ha establecido una fuerte presencia local en la región de BeNeLux, con un equipo que proporciona asistencia técnica, ventas y servicios posventa, con sus oficinas principales y un centro de I+D en Ámsterdam. La empresa también participa en importantes eventos del sector, como Intersolution o el congreso Laadinfra, y organiza sus propios eventos, como el EV Charging Summit, celebrado en Ámsterdam en octubre. Esta fuerte presencia local garantiza que Sungrow pueda ofrecer soluciones adecuadas y eficaces a sus partners, reforzando su compromiso con el sector de las energías renovables en BeNeLux.

Encuentre más información sobre el proyecto aquí: [CASE STUDY](#).

TotalEnergies anuncia la jubilación de Javier Sáenz de Jubera tras 46 años en el sector energético

- Javier Sáenz de Jubera pone fin a una trayectoria de 46 años mientras TotalEnergies acelera su transición hacia un modelo multienergía y bajo en carbono.



TotalEnergies anuncia la jubilación de Javier Sáenz de Jubera tras 46 años en el sector energético

Energías Renovables [el periodismo de las energías limpias.](#)

<https://www.energias-renovables.com/panorama/totalenergies-anuncia-la-jubilaci-n-de-javier-20251203>

Manuel Moncada

Miércoles, 03 diciembre 2025

Nacido en Mieres (Asturias) hace 68 años, Sáenz de Jubera es ingeniero de Minas, economista y Máster en Dirección de Empresas. Inició su carrera en la Universidad de Oviedo y posteriormente trabajó una década en Hunosa. En 1992 se incorporó a EDP, donde ocupó diversos cargos de alta dirección antes de su llegada a TotalEnergies. También ha sido consejero en organismos clave del sector energético y de telecomunicaciones, como REE, OMEL, Naturgas, Telecable o Retecal.

Sáenz de Jubera, que pone fin a una larga trayectoria profesional de 46 años vinculada al sector energético, ha estado en su última etapa al timón de la comercializadora eléctrica y gasista de TotalEnergies, cargo que ha ocupado desde 2020, desde el que ha pilotado una etapa considerada especialmente compleja por el proceso de transformación de la compañía hacia un modelo multienergético y su apuesta por la transición hacia energías más limpias.

Durante su mandato, TotalEnergies consolidó su posición entre las cinco principales comercializadoras del país, con más de dos millones de clientes entre hogares y empresas. Entre otras cosas, su liderazgo permitió a la compañía fortalecer la actividad en un periodo marcado por la volatilidad del mercado energético, las exigencias derivadas del cambio climático y un contexto geopolítico de elevada incertidumbre.

En su despedida, el directivo expresó su agradecimiento a la compañía y a los profesionales que le han acompañado: señaló que ha sido un "privilegio" participar en la transformación de TotalEnergies y destacó el compromiso del equipo en estos últimos años.

Por su parte, **José Ignacio Sanz, CEO y Country Chair** de la compañía, ha subrayado la aportación de Sáenz de Jubera en un momento considerado particularmente retador para el sector. Bajo su dirección, la división española de Electricidad y Gas reforzó su posición y avanzó en la transición energética, contribuyendo al objetivo global de la compañía de situarse entre los cinco mayores actores mundiales en energías renovables.

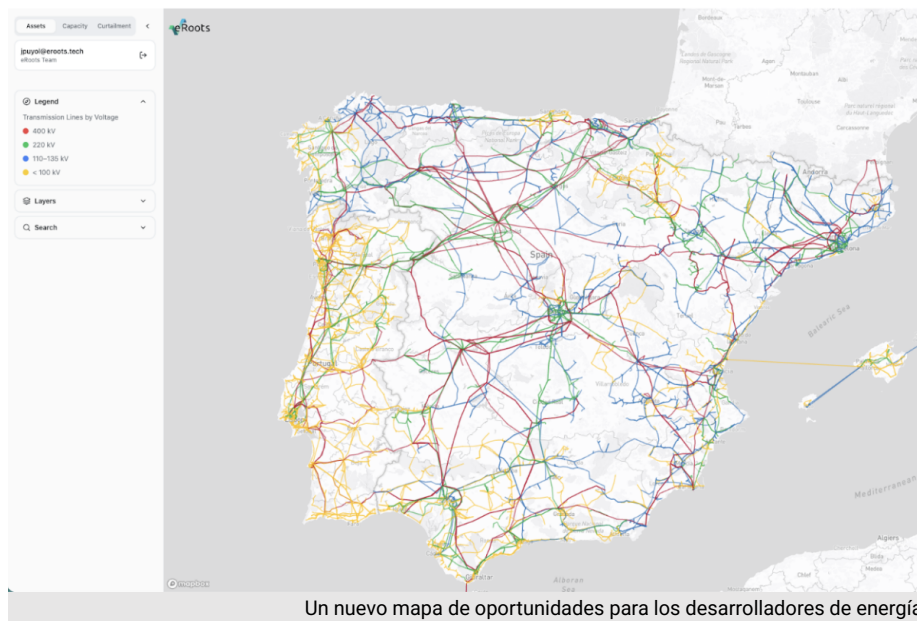
Apuesta por la electricidad descarbonizada

TotalEnergies continúa acelerando su estrategia eléctrica. A finales de octubre de 2025, la compañía contaba con una capacidad bruta renovable superior a los 32 gigavatios (GW) y mantiene el objetivo de alcanzar los 35 GW a finales de ese año. De cara a 2030, aspira a superar una producción neta de más de 100 teravatios hora (TWh) de electricidad.

El grupo compone su cartera combinando proyectos renovables —solar y eólicos terrestre y marino— junto con activos flexibles como ciclos combinados de gas y sistemas de almacenamiento, con el propósito de garantizar suministro bajo en carbono disponible las 24 horas.

Un nuevo mapa de oportunidades para los desarrolladores de energía

- eRoots lanza el primer mapa digital de la red eléctrica de España y Portugal que ayuda a los desarrolladores de renovables a mejorar y optimizar sus ingresos.



<https://elperiodicodelaenergia.com/un-nuevo-mapa-de-oportunidades-para-los-desarrolladores-de-energia/>

Josep Fanals i Batllori

Miércoles, 03 diciembre 2025

Si estáis leyendo esto, es porque sois parte del grupo que habéis reescrito la historia energética de la Península Ibérica. Como desarrolladores de energía, habéis logrado lo impensable: en España, más del 50% de la electricidad ya se produce con fuentes renovables . Habéis transformado el paisaje y la economía.

Pero, como desarrolladores, sabéis mejor que nadie que el terreno bajo vuestros pies está cambiando. Lo que os trajo hasta aquí, buscar el mejor recurso solar o eólico, ya no es suficiente para garantizar el éxito de mañana.

El Dilema del Desarrollador Actual en España y Portugal

La realidad a la que os enfrentáis es paradójica. La demanda de energía se dispara, impulsada por la electrificación y la industria, con previsiones de crecimiento de hasta el 54% para 2030 . Sin embargo, la red que debe transportar vuestra energía está luchando por respirar.

Hoy, para un desarrollador, la incertidumbre es el enemigo número uno:

La Saturación: Cerca del 83% de los nudos de distribución ya no admiten ni un megavatio más.

Encontrar un punto de conexión viable se ha convertido en una odisea.

La Rentabilidad en Juego: El *curtailment* y las horas a precio cero se han duplicado en el último año . El riesgo de construir un proyecto en una "zona roja" de vertidos es una amenaza directa a vuestros modelos financieros.

La pregunta estratégica ha cambiado. Ya no es solo "¿cuánto podemos generar?", sino "**¿dónde nos dejará la red conectar y vender esa energía?**" .

Vuestro Nuevo Aliado: Claridad en un Mundo Complejo

Vuestros equipos de desarrollo merecen trabajar con los ojos abiertos, no a ciegas. Por eso hemos creado **eRoots Map** , potenciado por **VeraGrid** .

No es solo una herramienta técnica; es un socio estratégico diseñado específicamente para vosotros, los desarrolladores. Es un gemelo digital vivo de la red ibérica que os permite ver lo invisible:

Anticipad el Futuro, No Solo el Clima: No os limitéis a ver la red hoy. Simulad cómo se comportará en 2030 con escenarios como el PNIEC. ¿Seguirá siendo rentable vuestro parque solar si se instalan 500 MW de eólica al lado? eRoots os da esa respuesta antes de que pongáis la primera piedra .

Encontrad el "Sí" en un Mar de "Noes": Visualizad instantáneamente qué nudos tienen capacidad de acogida real (*hosting capacity*) y cuáles están saturados. Dirigid vuestros esfuerzos hacia donde la red os necesita, ahorrando años de trámites fallidos .

Diseñad para el Mercado Real: Optimizad el tamaño de vuestros proyectos y estrategias de hibridación basadas en datos de congestión. Pasad de la intuición a la certeza de ingeniería .

De la Frustración a la Oportunidad

Imaginad liberar a vuestros equipos de la frustración de los permisos denegados y enfocarlos en lo que mejor saben hacer: crear valor. La red saturada no tiene por qué ser el final del camino; con la visión correcta, es un mapa de oportunidades ocultas.

Os invitamos a dejar atrás la navegación a ciegas. Es hora de que los desarrolladores recuperéis el control sobre el destino de vuestros proyectos.

El futuro de la red os está esperando, y está repleto de oportunidades.

Inscríbete aquí a la Fase Beta de eRoots Map

Josep Fanals i Batllori es CEO - eRoots

El Gobierno promete bajar la luz hasta un 10% en enero

Miguel Á. Patiño, Madrid

El Ministerio de Transición Ecológica ha asegurado que el recibo de luz que pagan los cerca de treinta millones de contratos eléctricos en España bajará entre casi un 5% y un 10% a partir de enero, gracias al ajuste de costes que va a introducir en el sistema y al tirón de las renovables, cuya producción es más barata que las centrales convencionales.

En concreto, “y atendiendo a los cambios previstos en los costes regulados del sistema eléctrico y al precio futuro de la energía para el próximo ejercicio, de unos 56 euros por megavatio”, las facturas finales de los consumidores se reducirán en 2026, según el Gobierno, en estos porcentajes: para hogares acogidos al precio regulado, la bajada será de 4,66%; para pymes, un 4,95%; para la gran industria, el 8,55%, y para la industria electrointensiva, el 9,91%.

La promesa del Gobierno se fundamenta en la orden ministerial que está tramitando para ajustar determinados costes e ingresos del sistema eléctrico.

Como costes, está por ejemplo el dinero que cobra la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) para su funcionamiento o las subvenciones de las renovables. Como ingresos, está el dinero recaudado por subastas de derechos de emisión.

La diferencia es la parte que tienen que pagar los usuarios en sus facturas, en forma de “peajes”. Para 2026, además de que la energía será más barata, se prevé que haya menos desfase que cubrir con peajes y, por lo tanto, los usuarios pagarán menos.

Pulso de Redeia y CNMC

El pronóstico de la orden de peajes se conoce en plena polémica sobre la subida de precios que están sufriendo los usuarios por mantener al sistema eléctrico en “modo reforzado”, para evitar apagones. Según Beatriz Corredor, presidenta de Redeia, el sobrecoste es de cuatro céntimos al día por usuario.

En total, 486 millones de euros para todo el sistema

eléctrico hasta noviembre, según dijo en su intervención en el Club Diálogos para la Democracia. Corredor, por otra parte, señaló que la propuesta

de tasa de retribución a las redes eléctricas que propone la CNMC es “bastante ajustada” al compararla con otros países y en vista a las grandes in-

versiones necesarias. Redeia se suma a las quejas de Endesa e Iberdrola contra la CNMC y tensa el pulso con el organismo a raíz del apagón.



Sara Aagesen, ministra para la Transición Ecológica, ayer.

El recibo bajará a pesar de la medidas antiapagón, que Redeia cifra ya en casi 500 millones



El coste de la operación reforzada tras el apagón asciende a 486 millones

La presidenta de REE asegura que se mantendrá hasta que se conozcan las causas



Beatriz Corredor, presidenta de Redeia, matriz de Red Eléctrica (REE), ayer en su intervención

PILAR BLÁZQUEZ
Madrid

La presidenta de Redeia, propietaria de Red Eléctrica (REE), Beatriz Corredor, reveló ayer que la operación reforzada que la compañía inició tras el apagón del 28 de abril y que implica la programación de un mayor número de plantas de ciclo combinando ascendió, hasta finales de noviembre, a 486 millones de euros. La cuantía supone una media de cuatro céntimos de euro al día para los consumidores cuyas facturas están ligadas al precio regulado (PVPC).

“No es que esté diciendo que me parece poco, pero ni uno de esos céntimos ha ido a la cuenta de resultados de Red Eléctrica, van todos a la cuenta de resultados de las compañías generadoras”, puntualizó la presidenta de Redeia durante su intervención en un desayuno informativo organizado por el Club Diálogos para la Democracia.

Los motivos por los que Red Eléctrica sigue manteniendo esta programación se deben a que el operador del sistema todavía no tiene los mecanismos que le garanticen que las tecnologías convencionales que deben garantizar la correcta regulación de la tensión del sistema no incumplen con sus obligaciones como, asegura,

“ocurrió el 28 de abril”. Por lo tanto, Corredor dejó bien claro ayer que Red Eléctrica va a mantener esa operación reforzada hasta que este cumplimiento esté garantizado.

Otro de los motivos que pesan en la decisión de mantener la operación reforzada es que a estas alturas todavía se desconoce el motivo que desató la primera gran oscilación del sistema, totalmente anormal en el procedimiento habitual, a las 12.03 y localizada en una planta fotovoltaica de Badajoz. “Sabemos la planta y lo que ocurrió, pero todavía no sabemos por qué. Hasta que la propietaria no lo explique no podremos saber si es posible que esa anomalía se repita o no. Ante esa incertidumbre, el operador de-

be funcionar con las máximas garantías”, apuntó la presidenta de Red Eléctrica.

Más allá de asunto del apagón, la intervención de Corredor sirvió para repasar la situación actual de las infraestructuras eléctricas en España resaltando la “insuficiente interconexión con Francia”, que situó como una “cuenta pendiente histórica” y que reconoció que tardará en subsanarse.

Es un sobrecoste que también recaerá sobre las facturas de los consumidores. En favor de estos últimos solo parecen remar las energías renovables. Con un 59% de presencia en el mix de generación eléctrica en España, son las que, según los cálculos del Ministerio de Transición Ecológica, van a

permitir que la factura de hogares, pymes, industrias y consumidores electrointensivos vean como su factura cae en el 2026. En concreto, se reducirá un 4,66% para los hogares acogidos al precio regulado. Para la pymes, la rebaja anual será del 4,95%, mientras que para la industria y para los consumidores electrointensivos las rebajas se agudizarán hasta el 8,55% en el caso de la industria y casi el 10%, (el 9,91%, exactamente) para los consumidores electrointensivos.

Todo ello a pesar de que tanto la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) como el Gobierno han anunciado que subirán los costes fijos del sistema. Así lo

La factura del 2026 de los consumidores caerá pese a los costes del apagón y la subida de los cargos

refleja la orden ministerial que establece los costes regulados y los precios del sistema eléctrico para el 2026, publicada ayer y que estará a consulta pública entre hoy y el 11 de diciembre. En la orden se establece que, entre otros conceptos, lo que se paga simplemente por estar conectados a la red eléctrica, sin tener en cuenta el gasto de luz, pasa de 3,97 euros el kilovatio hora (kwh) al año a 4,38 euros. Más de un 10%. Pero no todos los consumidores pagarán esta subida; algunos incluso la verán reducida a cero. Es el caso de los puntos de recarga de los vehículos eléctricos y los productores de hidrógeno renovable, que quedan exentos para impulsar su crecimiento.●

Un 7% para las inversiones en redes

■ La presidenta de Red Eléctrica trasladó ayer uno de los muy escasos argumentos que en los últimos meses comparte con las grandes eléctricas, la necesidad de que la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC) incremente la tasa fijada para remunerar la inversión en redes eléctricas para el período regulatorio 2026-2031.

Beatriz Corredor explicó que Red Eléctrica está haciendo sus previsiones para los próximos años con la tasa del 6,58% establecida por la CNMC, pero considera que “es bastante ajustada” para el volumen de inversiones que España debe abordar en los próximos años para poder dar cabida al incremento de demanda eléctrica que contempla el Plan Nacional

de Energía y Clima (Pniec) del Gobierno. Por ello, reclamó que sería mucho más certero acercarse al 7%. Un nivel más cercano al que tienen otros países de la Unión Europea y que permitiría atraer más inversiones. “Si los fondos de inversión ven que en otros países el riesgo que asumen se remunera mejor, está claro que no querrán venir a España”, añadió.



Sobrecoste en el recibo de la luz

Los consumidores pagan 486 millones de más por el gran apagón

Redeia confirma que el «modo de operación reforzada» se mantendrá hasta que se conozca la causa del cero eléctrico

SARA LEDO
Madrid

Entre el 28 de abril y el 30 de noviembre los consumidores de electricidad pagaron 486 millones de euros de sobrecoste por el escudo antiapagones que puso en marcha

el operador del sistema eléctrico tras el gran apagón, según reveló ayer la presidenta de Redeia, matriz de Red Eléctrica, Beatriz Corredor, en un desayuno informativo organizado por Club Diálogos por la Democracia.

Esto supone un gasto de unos 4 céntimos al día por consumidor en

el mes de noviembre, según aclaran fuentes del operador del sistema eléctrico para un usuario con una tarifa regulada y un consumo medio mensual de 300 kilovatios-hora (kWh), lo que supone unos 1,2 euros más en la factura de la luz del mes pasado. Ese cálculo hace referencia a la tarifa regulada (precio

voluntario para el pequeño consumidor) que tienen alrededor de 8 millones de consumidores en España, entre los que, por cierto, se encuentra la presidenta de la empresa semipública (el Estado controla el 20% de su capital), según declaró. El resto, cerca de 20 millones, tienen un acuerdo de precio con su comercializadora de luz, que en la mayoría de los casos utiliza como referencia el precio regulado y le añade una prima.

Menos renovables y más gas

Desde el cero eléctrico, Red Eléctrica opera el sistema en lo que denominó como «modo de operación reforzada», que implica tener a su disposición más centrales convencionales (ciclos combinados, nucleares o hidráulicas) de las habituales para poder utilizarlas

ante cualquier desequilibrio del sistema eléctrico. Esto se traduce en la práctica en una operación diaria con menos renovables y más gas, lo cual supone un incremento de los ingresos para las empresas en detrimento del bolsillo de los consumidores porque la generación con gas es más cara que con renovables.

Así, esos 486 millones de euros hasta noviembre van a engrosar «las cuentas de resultados de las compañías generadoras de electricidad y no del operador del sistema», según quiso aclarar Corredor. Además, esa cifra no será estática, sino que seguirá engordando durante los próximos meses, pues la presidenta de Redeia confirmó que la empresa no cuenta todavía con una fecha para poner fin al modo de operación reforzada. ■

Red Eléctrica mantendrá la operación reforzada mientras no esté segura de que todo el mundo cumple requisitos de...

- Red Eléctrica mantendrá la aplicación del modo operación reforzada mientras no esté segura de que todos cumplen con los requisitos de control de tensión.



La presidenta no ejecutiva de Redeia, Beatriz Corredor.

<https://elperiodicodelaenergia.com/red-electrica-mantendra-la-operacion-reforzada-mientras-no-este-segura-d...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

Su coste es de 486 millones de euros hasta noviembre, "4 céntimos de euro al día para cada consumidor del PVPC"

Red Eléctrica de España (REE) mantendrá la aplicación del modo operación reforzada, en el que opera el sistema eléctrico desde el apagón del 28 de abril, "mientras no esté segura de que todo el mundo cumple con los requisitos normativos de control de tensión", según indicó la presidenta de Redeia, **Beatriz Corredor**.

En su participación en un desayuno informativo organizado por el Club Diálogos para la Democracia, Corredor aseguró que este modo reforzado ha supuesto un coste para todo el sistema de 486 millones de euros hasta noviembre, "aproximadamente unos cuatro céntimos de euro al día para los consumidores del **PVPC**".

"No es que esté diciendo que me parece poco. Cuatro céntimos de euro al día puede ser una cantidad astronómica según para qué consumidor. Pero sí que quería decir que de estos cuatro céntimos de euro al día, de estos 486 millones, ni un solo euro va a la cuenta de resultados de Red Eléctrica, sino que van a la cuenta de resultados de las compañías generadoras de electricidad", subrayó.

Respecto al cero eléctrico del pasado 28 de abril, Corredor insistió en defender en que **"la verdad es una, y la verdad en la física es muy tozuda,"** y que **los datos dejan claro que ese día los equipos de Red Eléctrica "cumplieron en todo momento, tanto antes como durante y después"**, y que se programó la generación necesaria para cubrir la demanda y se cumplieron con los criterios de seguridad establecidos normativamente.

La operación reforzada y el apagón

"La programación del día 28 fue correcta y ajustada a derecho", destacó, añadiendo que a las 12.03 horas se registraron "dos fenómenos anómalos y peligrosos para el sistema, uno de ellos una oscilación forzada provocada por un funcionamiento anómalo de una planta fotovoltaica", frente a los que el operador del sistema aplicó los protocolos establecidos para hacer frente a estas oscilaciones y que la tensión y la frecuencia volvieran a los parámetros normativos.

Sin embargo, indicó, posteriormente, siguieron una serie de desconexiones masivas, "intempestivas e indebidas" en las redes de distribución, "que no opera" Red Eléctrica.

"Y digo indebidas porque se produjeron estas desconexiones mientras los requisitos de tensión de la red de transporte se encontraban en los parámetros normativos", añadió al respecto, resaltando que todos los informes presentados sobre el incidente respaldan que la tensión "era correcta y que el comportamiento de los grupos convencionales en España y en Portugal fueron distintos".

En este sentido, manifestó que, mientras que en Portugal siguieron estrictamente la normativa de control de tensión, en España "se produjeron vaivenes bastante evidentes".

"Estos son datos, de ahí no nos hemos movido", dijo, considerando que, "evidentemente, cada agente del sistema tiene su propio relato, pero que el relato no es la verdad, la verdad se constata con hechos y ha habido diferentes explicaciones supuestamente técnicas".

Los vertidos de renovables

Asimismo, Corredor aseguró que los vertidos de **renovables**, los denominados 'curtailments', en España son inferiores a los que la Unión Europea determina como óptimos en un sistema con más del 50% de energía renovable en su 'mix'.

Así, indicó que hasta el año pasado estos vertidos no llegaban al 2% y ahora, a pesar de la operación reforzada, están en un 3,5%, en ambos casos muy por debajo del hasta 5% que fija Bruselas como óptimo. "Esto es sumamente eficiente", estimó.

Las interconexiones para Red Eléctrica

Por otra parte, consideró "crítico" que se aumente la capacidad de **interconexión** de la **Península Ibérica** con **Europa** por los Pirineos para poder aspirar a tener "un mercado único de la energía" en el Viejo Continente.

Y es que Corredor señaló que, sin las renovables de la Península Ibérica, "Europa no va a cumplir con sus propios objetivos de eficiencia energética, de integración de renovables, de descarbonización y,

por tanto, de autonomía estratégica energética".

La presidenta de Redeia aseguró que esa interconexión con Europa, a través de los Pirineos, todavía representa "una cuenta pendiente", ya que se cuenta con apenas un 3% de interconexión cuando en Europa se considera un sistema integración con un nivel del 15%.

Corredor también puso en valor el papel esencial de Red Eléctrica desde su creación como "el primer TSO (Transmission System Operator)" de Europa, en un modelo que ha sido después replicado en el resto de países, como el "operador del sistema, el cerebro, y de la red de transporte, la columna vertebral".

"Esto vino a sustituir un modelo que se había demostrado que era ineficiente y era que el sistema de transporte español de electricidad estaba en manos de compañías privadas que construían y gestionaban sus propias redes, pero entre ellas no se comunicaban", dijo.

Los costes del sistema eléctrico suben más de un 33% por el modo reforzado

- Los componentes del precio final de la energía alcanzaron en noviembre los 16,98 €/MWh, frente a los 12,69 €/MWh de hace un año.

Evolución de los costes del sistema (€/MWh) · Noviembre

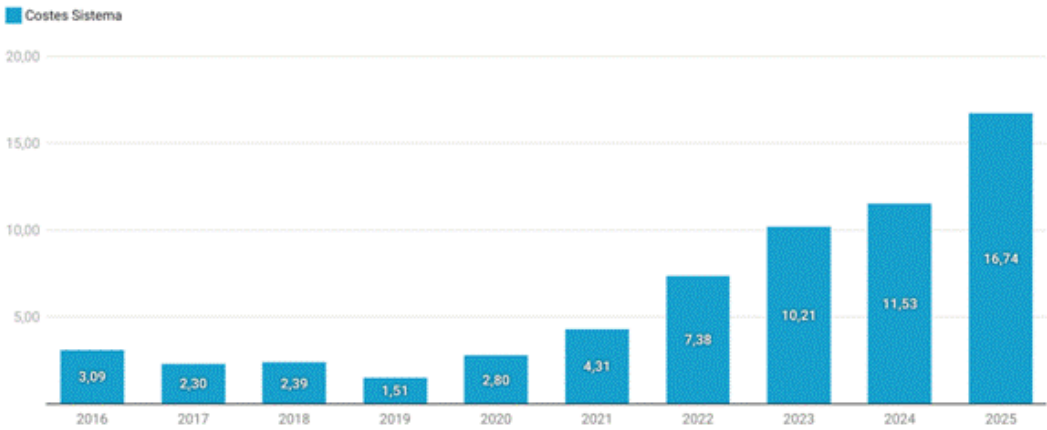


Gráfico: Grupo ASE · Creado con Datawrapper

<https://www.pv-magazine.es/2025/12/03/los-costes-del-sistema-electrico-suben-mas-de-un-33-por-el-modo-re...>
Miércoles, 03 diciembre 2025

Los componentes del precio final de la energía —Restricciones PBF, Restricciones TR, Reserva de potencia, Banda Secundaria y Coste de Desvíos— sumaron en noviembre 16,98 €/MWh, lo que supone un incremento del 33,78% respecto al mismo mes del año anterior.

Desde el apagón del 28 de abril, estos costes se han incrementado de forma muy significativa por la política operativa de Red Eléctrica de España (REE), orientada a reforzar la estabilidad del sistema mediante una mayor presencia de generación síncrona —principalmente ciclos combinados de gas (CCG) —. Todo indica que esta política se mantendrá durante bastante tiempo, por lo que es previsible que los costes continúen situándose en niveles elevados.

En el periodo de enero a noviembre de 2025, los costes del sistema promedian 16,74 €/MWh, frente a los 11,53 €/MWh registrados en 2024.

El precio diario del mercado mayorista (POOL) en noviembre promedió 58,65 €/MWh, lo que supone una bajada del 22,55% respecto al mes de octubre (75,73 €/MWh). En comparación con hace un año, el precio registra una brusca caída del 43,8% (104,43 €/MWh).

Como ya adelantamos en nuestro avance de noviembre, los precios de la electricidad han registrado un descenso significativo impulsado por el fuerte incremento de la generación eólica (+43,4%) y fotovoltaica (+35,4%).

El comportamiento del mercado responde a dos factores fundamentales: una presencia excepcional de viento asociada a la sucesión de borrascas, y el efecto cada vez más profundo de la creciente

potencia fotovoltaica instalada, que mantiene muy bajos los precios durante las horas solares incluso en los meses invernales.

De enero a noviembre de 2025, la potencia renovable variable instalada ha aumentado en 9.000 MW, un nuevo récord anual, mientras que la demanda solo ha repuntado un 2,4%. Este desequilibrio entre crecimiento de la oferta y crecimiento de la demanda está contribuyendo a reforzar la tendencia bajista de los precios.

Los CCG se mantienen como segunda tecnología del mes

En noviembre, los ciclos combinados se situaron como segunda fuente de generación del mes con un 18,4% del mix. Su producción se mantuvo por encima del promedio histórico para noviembre (+6,2%), impulsada por la menor disponibilidad hidráulica, la reducción temporal de la generación nuclear y el aumento de las exportaciones.

En las horas punta, los precios superaron con facilidad los 100 €/MWh, pese a la caída del precio del gas, debido al recalentamiento de la demanda en días laborables.

Por lo que respecta al parque nuclear, tres de las siete centrales españolas estuvieron en algún momento desacopladas por paradas programadas, lo que redujo temporalmente la disponibilidad de esta tecnología. No obstante, en la última semana del mes la generación nuclear alcanzó el 85% de su capacidad, a falta únicamente de la reincorporación de Vandellós II.

La demanda eléctrica crece un 4,2% y la generación se dispara un 9,2%

Las temperaturas inusualmente bajas de la última semana de noviembre impulsaron la demanda de electricidad hasta un crecimiento mensual del 4,2%, situando la variación acumulada del año en el 2,4%.

Pese a ello, la generación aumentó aún más —un 9,2%— debido al fuerte incremento del saldo exportador con Portugal y, especialmente, con Francia. España ha pasado de importar 632 GWh de Francia en noviembre de 2024 a exportar 43 GWh en noviembre de 2025, gracias al aumento de la generación renovable y a un notable excedente eólico y fotovoltaico.

Los mercados señalan el inicio de una senda bajista

Los precios del gas de referencia en Europa (TTF) y en España (MIBGAS) han caído por debajo del umbral de 30 €/MWh, debido al aumento de la oferta de GNL procedente de Estados Unidos. Este abaratamiento está trasladándose también al mercado eléctrico, al reducir los costes de generación de los CCG.

Tal y como subrayan nuestros analistas, la aceleración de nuevos proyectos de exportación de GNL en EEUU para 2026–2030 configura un escenario muy distinto al de los últimos años, caracterizado entonces por fuertes restricciones de suministro. En este nuevo contexto, el mercado comienza a operar bajo expectativas de oferta holgada, y los precios están poniendo a prueba niveles más bajos que los observados durante la crisis energética.

Pero, a su vez, advierten de que existen factores de riesgo que podrían frenar esta senda bajista, como la incertidumbre meteorológica y la evolución del mercado de emisiones de CO₂ (EUA).

Los futuros de electricidad Yr-26 en España caen por debajo de los 60 €/MWh

Los mercados de futuros de electricidad en Europa continúan estrechamente vinculados a la evolución de los precios del gas y de las emisiones de CO₂. El Yr-26 en España ha roto a la baja la barrera de los 60 €/MWh, situándose en 57 €/MWh, lo que supone un descenso del 5,7% respecto al cierre de octubre.

La prima de descuento del mercado español sobre el mercado alemán, referencia en Europa, se ha ampliado hasta los 30 €/MWh, con el Yr-26 alemán en 89,26 €/MWh. Los países cuyo mix de generación depende en gran medida del carbón —como Alemania— o del gas —como Italia, donde el precio en 2025 alcanza los 115,36 €/MWh— corren el riesgo de que su industria pierda competitividad. Solo Francia, con un precio medio de 60,72 €/MWh en 2025, se aproxima al nivel del mercado español, gracias a su parque nuclear.

Por Grupo ASE

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content

Los costes del sistema eléctrico se incrementan casi un 34% en noviembre por el modo reforzado tras el apagón

- Los costes del sistema se situaron en los 16,98 euros por MWh en noviembre, lo que representa un incremento del 33,78%.



Los costes del sistema eléctrico se incrementan casi un 34% en noviembre por el modo reforzado tras el apagón.

<https://elperiodicodelaenergia.com/los-costes-del-sistema-electrico-se-incrementan-casi-un-34-en-noviembre-...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

Desde enero, los costes del sistema promedian 16,74 euros/MWh, lo que supone un incremento del 45,18%

Los componentes del precio final de la energía o costes del sistema se situaron en los 16,98 euros por megavatio hora (MWh) en noviembre, lo que representa un incremento del 33,78% con respecto al mismo mes del año pasado, en que se situaron en los 12,69 euros/MWh, debido, principalmente, a la operación reforzada que el operador del sistema -Red Eléctrica- aplica desde el **apagón** del pasado 28 de abril, según datos de la consultora grupo ASE.

Desde el **apagón del 28 de abril**, estos costes -restricciones PBF, restricciones TR, reserva de potencia, banda secundaria y coste de desvíos- **se han incrementado de forma muy significativa por la política operativa de Red Eléctrica de España (REE)**, orientada a reforzar la estabilidad del sistema mediante una mayor presencia de generación síncrona -principalmente ciclos combinados de gas-.

A este respecto, los analistas de grupo ASE estiman que todo indica que esta política se mantendrá durante bastante tiempo, "por lo que es previsible que los costes continúen situándose en niveles elevados".

Los costes del sistema eléctrico en lo que va de año

En el periodo de **enero a noviembre de 2025** , los costes del sistema promedian **16,74 euros/MWh**, lo que supone un incremento del **45,18%** frente a los **11,53 euros/MWh** registrados en el mismo periodo de **2024**.

En el mes de noviembre los **ciclos combinados** se situaron como segunda fuente de generación del mes con un **18,4%** del 'mix', manteniéndose su producción por encima del promedio histórico para noviembre (**+6,2%**), impulsada por la menor disponibilidad hidráulica, la reducción temporal de la generación nuclear y el aumento de las exportaciones, según la consultora.

Así, en las horas punta, los **precios** superaron con facilidad los **100 euros/MWh**, pese a la caída del precio del gas, debido al recalentamiento de la demanda en días laborables.

No obstante, la **expansión renovable** marca un nuevo récord en el mes -eólica (**+43,4%**) y fotovoltaica (**+35,4%**)- e impulsó la caída del precio de la electricidad, situando el precio diario del mercado mayorista en noviembre en un promedio de **58,65 euros/MWh**, lo que supone una bajada del **22,55%** respecto al mes de octubre y del **43,8%** frente a hace un año.

El precio de gas

Por otra parte, El **precio de gas de TTF** , de referencia en **Europa** , cayó a mínimos de dos años, por debajo del umbral de **30 euros/MWh**, ante la abundancia de GNL y marca el inicio de una senda bajista en el mercado eléctrico, según los analistas de grupo ASE.

Así, vaticinan que los mercados de futuros de electricidad en Europa continúan estrechamente vinculados a la evolución de los **precios del gas y de las emisiones de CO2** . De esta manera, los futuros para 2026 en España han roto a la baja la barrera de los **60 euros/MWh**, situándose en **57 euros/MWh**, lo que supone un descenso del **5,7%** respecto al cierre de octubre.



Veolia absorbe 100 marcas locales y refuerza un plan de 300 millones anuales para hacerse grande en España

MARC ROVIRA
BARCELONA

Veolia apuntala su hoja de ruta para ganar presencia en España y decide integrar bajo un nombre común un centenar de marcas que ofrecen servicios de suministro de agua, residuos y energía. La idea se vitamina con un plan de inversión anual de 300 millones y pretende fortalecer “la acción e impacto del grupo” para proseguir con pie firme en una senda de crecimiento que refleja unos ingresos de

2.840 millones el año pasado, lo que supone un crecimiento del 9%, un estirón de plantilla de 4.000 empleados, hasta los 18.000 trabajadores, y la gestión del agua para 13 millones de personas en 1.100 municipios. “Somos el primer operador en servicio de agua en España, damos cobertura a una cuarta parte de la población”, destacó Daniel Tugues, director de Veolia en España, en un acto ayer en Barcelona.

La energética de origen francés controla Aguas de

Barcelona y sociedades como Sorea, Asturagua, Hidraqua, Hidrogea, Aquara, Viaqua o Aquona, entre otras, y quiere simplificar su carta de presentación integrando todos sus servicios bajo una misma apariencia. Desde Barcelona, donde tiene la base de operaciones y dos tercios del comité de dirección, dice abordar “los crecientes desafíos relacionados con el cambio climático” y la escasez de agua para proyectarse en España como un actor útil para la gestión de los recursos hídricos

y optimizar el uso de agua reciclada y desalada.

La empresa admite que ante los retos comunes que supone para la mayoría de países el nuevo escenario climático y las directrices de la UE en materia de reciclaje de residuos, España aparece como un mercado más atractivo por los déficits que aún arrastra si quiere ponerse a tono con las exigencias que plantea la normativa. “Hay países que llevan un avance en la exigencia europea”, destacó Tugues, al tiempo

que puso en valor la penetración que ya tiene Veolia en el país para poder ser un actor protagonista en el despliegue de soluciones que descontaminan y optimizan el uso de recursos.

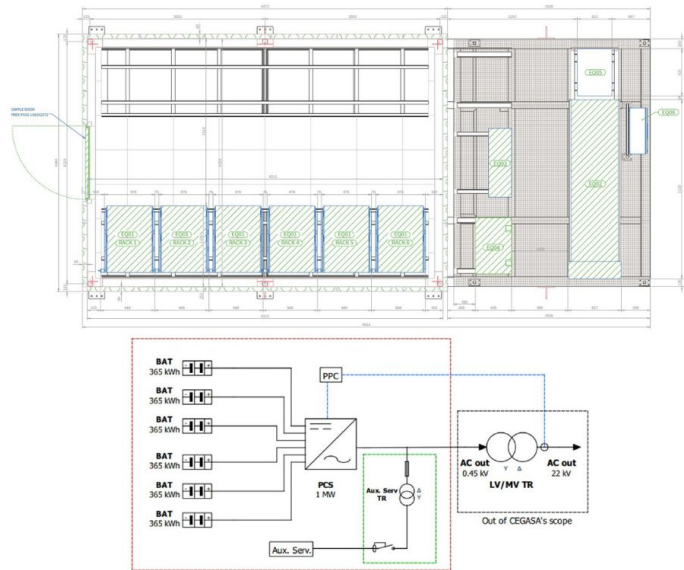
Veolia tuvo unos ingresos de 2.840 millones en 2024, lo que acelera el cumplimiento de un objetivo que la compañía se había fijado: crecer un 40% entre 2023 y 2030. CriteríaCaixa compró por unos 1.000 millones en el primer tercio de este año el 5,01% del capital de Veolia. El

brazo inversor de la Fundación La Caixa entraba en una multinacional de reciente aterrizaje en Cataluña y con el objetivo de expandirse en las infraestructuras hídricas por todo el país, pero cuya mayor fortaleza reside en el negocio de la energía en el centro de Europa.

Entre 2019 y 2024 el grupo invirtió 800 millones y entre 2024 y 2026 eleva el desembolso a unos 300 millones anuales. Unos 50 se reservan para compras y el resto a inversión industrial.

Almacenamiento energético: la mejora de la calidad de la red eléctrica en República Checa con el proyecto 'Unanov' - Energética 21

- La instalación diseñada por Cegasa Energía, equipada con baterías de litio de refrigeración líquida y sistemas avanzados de control, refuerza la integración de las energías renovables y marca un paso decisivo hacia una red más eficiente y segura en el país.



Almacenamiento energético: la mejora de la calidad de la red eléctrica en República Checa con el proyecto 'Unanov'.

[almacenamiento energético](#)

[calidad de la red eléctrica](#)

[república checa](#)

[proyecto unanov](#)

[transición energética](#)

<https://energetica21.com/articulo/almacenamiento-energetico-mejora-calidad-red-electrica-republica-checa-pr...>

Energética 21

Miércoles, 03 diciembre 2025

En la actualidad, República Checa se encuentra en un proceso de actualización y transición de la red eléctrica, así como de sus fuentes de generación energética, con el objetivo de reducir la generación basada en el consumo de carbón. Una transición basada en la incorporación de nuevas fuentes de energía y de sistemas que aseguren la estabilidad de la red, ante la variabilidad de las fuentes de generación renovable. Este nuevo escenario energético ha impulsado a diversas empresas locales a desarrollar proyectos de generación renovable integrados con sistemas de almacenamiento. Entre ellas, Fitcraft Energy ha decidido afrontar este reto de la mano de Cegasa Energía, responsable del diseño de un innovador sistema de almacenamiento con baterías de litio.

Un proyecto de referencia

Este proyecto de almacenamiento se encuentra hibridado con una planta fotovoltaica situada en la localidad de Unanov, al sur de la República Checa. El objetivo principal del sistema desarrollado por Cegasa Energía, es su integración con la planta fotovoltaica, aportando capacidad de regulación de frecuencia (aFRR - Automatic Frequency Restoration Reserve).

Para alcanzar esta funcionalidad, Cegasa ha diseñado un sistema basado en una estructura autoportante, que integra los siguientes componentes principales:

- Sala de Batería
- Sistema contra incendios
- Sistema de refrigeración líquida
- Convertidor (PCS)
- Control (ECS - PPC)

La sala de baterías proporciona un entorno controlado y seguro, donde se alojan seis racks de batería de refrigeración líquida, con una capacidad total de 2,2MWh y un rango de tensión comprendido entre 1019 y 1300Vdc. Tal como se muestra en el plano adjunto, se ha previsto el espacio necesario para incorporar otro sistema de baterías idéntico al instalado, lo que permitiría duplicar la capacidad de almacenamiento energético del proyecto.

La sala cuenta con un pasillo central que facilita las labores de mantenimiento y sustitución de módulos de batería en un entorno protegido, sin verse afectado por las condiciones meteorológicas del exterior. Además, se ha integrado un sistema de detección y extinción de incendios para reforzar la seguridad, basado en detectores ópticos y con aerosol como agente extintor.

Dado que los módulos de batería son de refrigeración líquida, se ha implementado un sistema de refrigeración diseñado para garantizar su funcionamiento óptimo según el caso de uso y las condiciones climáticas definidas en el proyecto.

El sistema electrónico que convierte la energía almacenada en la batería en energía eléctrica de distribución y que gestiona a su vez la carga de la misma, corresponde al modelo Ingecon Sunstorage Power – Serie B, con un valor de potencia asignado de 1,17 MW. El PCS dispone de seis entradas de corriente continua (DC), cada una protegida mediante fusibles, para la conexión individual de los racks. En el lado de la corriente alterna, el sistema es de 450 Vac, que se conectan a un transformador elevador para permitir que el proyecto pueda aportar las funcionalidades definidas a la línea de media tensión.

El sistema de control se divide en dos subsistemas que operan de forma paralela e independiente. El primero de ellos es el ECS (Extended Control System), desarrollado por Cegasa Energía, encargado de monitorizar todos los sistemas auxiliares del proyecto, entre ellos el sistema contraincendios, el sistema de refrigeración y los servicios auxiliares. El ECS proporciona un nivel de control que garantiza el correcto funcionamiento de todos los sistemas auxiliares, permitiendo optimizar los periodos de mantenimiento preventivo y facilitar el análisis remoto en caso de fallo. Por otra parte, el sistema PPC (Power Plant Controller), desarrollado por Ingeteam, aporta las funcionalidades necesarias para garantizar el cumplimiento normativo y *grid code* aplicable en República Checa.

Reto y futuro del proyecto

Cegasa Energía ha colaborado estrechamente con Fitcraft Energy en las siguientes fases:

- Diseño de la instalación eléctrica
- Ingeniería de detalle de obra civil
- Cumplimiento normativo (Grid Code)
- Protocolos de puesta en marcha y mantenimiento
- Formación a personal local para tener capacidad de mantenimiento y reparación

Aunque el proyecto está diseñado para participar en el mercado de frecuencia a través de la función aFRR (Automatic Frequency Restoration Reserve), se ha concebido que esté también preparado para ampliaciones tanto en de energía como de funcionalidad, en función de las necesidades del mercado energético checo. El *power conversion system* (PCS) ofrece otras funcionalidades como:

- Soportar huecos de tensión
- Control de tensión
- Generación de potencia reactiva
- Posibilidad de funcionar en redes con bajo SCR

Artículo escrito por:

Cegasa Energía

El Grupo BMW prevé ahorrar 60 millones de toneladas de CO2e para 2035 en su camino hacia emisiones netas

- Las medidas clave para lograr estos resultados incluyen el aumento del uso de energías renovables en la producción y la cadena de suministro, el aumento de la utilización de materias primas secundarias, la mejora de la eficiencia en la fase de uso, así como las innovaciones en productos y procesos.



El Grupo BMW prevé ahorrar 60 millones de toneladas de CO2e para 2035 en su camino hacia emisiones netas

<https://elperiodicodelaenergia.com/el-grupo-bmw-preve-ahorar-60-millones-de-toneladas-de-co2e-para-2035-...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

Las medidas clave para lograr estos resultados incluyen el aumento del uso de energías renovables en la producción y la cadena de suministro, el aumento de la utilización de materias primas secundarias, la mejora de la eficiencia en la fase de uso, así como las innovaciones en productos y procesos

El Grupo BMW ha fijado el objetivo de reducir sus emisiones de CO2e en al menos 60 millones de toneladas métricas en comparación con los niveles de 2019, lo que supone una reducción adicional de aproximadamente 20 millones de toneladas de CO2e más allá de su objetivo existente para 2030.

De este modo, el Grupo BMW persigue una estrategia integral de descarbonización a lo largo de todo el ciclo de vida, con el objetivo de alcanzar el cero neto a más tardar en 2050. Hasta la fecha, el objetivo había sido reducir al menos 40 millones de toneladas de CO2e en todo el ciclo de vida para 2030 en comparación con los niveles de 2019.

Las medidas clave para lograr estos resultados incluyen el aumento del uso de energías renovables en la producción y la cadena de suministro, el aumento de la utilización de materias primas secundarias, la mejora de la eficiencia en la fase de uso, así como las innovaciones en productos y procesos.

Energía procedente de fuentes renovables

Desde 2020, toda la electricidad procedente de proveedores externos para todas las plantas de BMW proviene exclusivamente de fuentes renovables. El grupo también trabaja continuamente en la sustitución de los combustibles fósiles. La nueva planta iX3 en Debrecen, Hungría, es la primera fábrica de automóviles del Grupo BMW que produce vehículos sin combustibles fósiles como el petróleo y el gas en su funcionamiento estándar.

Para reducir las emisiones de CO₂e durante la fase de uso, el grupo BMW está implementando medidas de eficiencia adicionales, como 'BMW EfficientDynamics', además de electrificar su flota de vehículos.

Como resultado, han implementado de forma sistemática el potencial de eficiencia en todos los subsistemas de los vehículos, como el sistema de propulsión, los neumáticos y la aerodinámica, independientemente de la tecnología de propulsión. El nuevo BMW iX3, por ejemplo, consume hasta un 20% menos de energía (WLTP combinado) que su predecesor.

Fraunhofer IWES realiza mediciones con boyas lidar en el Mar del Norte

- Los datos meteorológicos y oceanográficos recopilados para BSH se evaluarán y utilizarán para el diseño, planificación y modelado eficiente y económico de parques eólicos marinos.



Fraunhofer IWES realiza mediciones con boyas lidar en el Mar del Norte

<https://elperiodicodelaenergia.com/fraunhofer-iwes-realiza-mediciones-con-boyas-lidar-en-el-mar-del-norte/>

José A. Roca

Miércoles, 03 diciembre 2025

Los datos meteorológicos y oceanográficos recopilados para BSH se evaluarán y utilizarán para el diseño, planificación y modelado eficiente y económico de parques eólicos marinos

Gracias a un contrato con la **Agencia Federal Marítima e Hidrográfica (BSH)**, el **Instituto Fraunhofer para Sistemas de Energía Eólica (IWES)** ha instalado de nuevo dos boyas de medición lidar en el Mar del Norte. Estas boyas recopilarán datos para una campaña de medición de doce meses destinada a la investigación meteorológica preliminar del área N-9.5, como parte del plan de desarrollo de la zona.

El Fraunhofer IWES aprovecha la experiencia de proyectos anteriores para estas complejas investigaciones preliminares. De este modo, contribuye al éxito de la expansión offshore en los próximos años.

Medición láser

Desde principios de septiembre, las dos boyas de medición lidar se encuentran en sus ubicaciones designadas en la Bahía Alemana, cerca de la frontera con los Países Bajos, transmitiendo datos sobre la velocidad y dirección del viento, así como sobre el oleaje y las corrientes. Las dos boyas

lidar de viento Fraunhofer IWES son boyas de detección y localización de luz que utilizan un método de medición láser para determinar la velocidad del viento a gran altitud.

Para garantizar una cobertura óptima del área con los datos de medición recopilados, esta se mide mediante dos boyas. Para garantizar la fluidez de las mediciones, las boyas se monitorizan de forma continua y automática. Además, un equipo de ingenieros verifica su estado de forma remota a diario. La calidad y la verosimilitud de los datos de medición se verifican continuamente.

"Estamos encantados de realizar otra campaña de medición de este tipo para BSH y, de esta forma, contribuir significativamente a la expansión de las energías renovables", afirma Stephan Stone de Fraunhofer IWES.

Parques eólicos

Los datos meteorológicos y oceanográficos recopilados se evaluarán y utilizarán para el diseño, planificación y modelado eficiente y económico de parques eólicos marinos.

Fraunhofer IWES ya ha completado con éxito cuatro campañas de medición en la Bahía Alemana en nombre de BSH. Los conjuntos de datos generados están disponibles públicamente y los operadores de parques eólicos los utilizan para tomar decisiones, por ejemplo, sobre el número de aerogeneradores a instalar, la disposición del parque eólico y el diseño preciso de los aerogeneradores.

Los datos de medición del área N-9.5 también estarán disponibles a través del portal de datos de BSH para las investigaciones preliminares del área una vez finalizada la campaña.

La eficiencia energética mejora de manera desigual en Alemania

- Según los indicadores actuales de AG Energiebilanzen, la eficiencia energética de la economía ha mejorado más del 50% desde 1991, situándose el promedio anual en casi un 2,2 %.



La inteligencia artificial impulsa el cambio en Endesa: más eficiencia, más seguridad, mejor servicio.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-eficiencia-energetica-mejora-de-manera-desigual-en-alemania/>

José A. Roca

Miércoles, 03 diciembre 2025

Según los indicadores actuales de AG Energiebilanzen, la eficiencia energética de la economía ha mejorado más del 50% desde 1991, situándose el promedio anual en casi un 2,2 %

Para producir bienes o servicios por un valor de 1.000 euros, en Alemania se emplearon en 2024 un promedio de 2,9 gigajulios (GJ) de energía. Esto equivale aproximadamente a 81 litros de gasóleo de calefacción o 805 kilovatios hora (kWh) de electricidad. Según los cálculos del **Grupo de Trabajo de Balances Energéticos (AG Energiebilanzen)**, la eficiencia energética de la economía en su conjunto ha mejorado más del 50% desde 1991. El promedio anual de mejora de la eficiencia económica total en Alemania se sitúa ahora en casi un 2,2 %.

El consumo energético para la calefacción de viviendas se ha reducido en torno a un 28% desde 1991, una vez corregidos los efectos de temperatura y existencias, y actualmente se sitúa en 552 megajulios por metro cuadrado de superficie habitable (MJ/m²). La disminución media anual de la intensidad energética desde 1991 ronda el 1%.

En el sector del transporte se produjeron en 2024 ligeros aumentos de eficiencia respecto al año anterior. Sin embargo, en comparación con 1990, la mejora de la eficiencia en este ámbito es de apenas un 19 %, situándose claramente por debajo del 1 % anual.

La mayor reducción de la intensidad energética se ha registrado hasta ahora en el sector de comercio–hostelería–servicios (GHD). Aquí, el aumento de eficiencia desde 1991 asciende a aproximadamente un 59 %. No obstante, actualmente las mejoras de eficiencia en este sector se encuentran estancadas.

La intensidad energética de la industria empeora

La industria ha logrado aumentar su eficiencia energética en torno a un 33% desde 1991, lo que equivale a una mejora anual promedio de aproximadamente un 1,2 %. En la actualidad, según la AG Energiebilanzen, la intensidad energética de la industria está empeorando. Debido a la caída coyuntural de la producción, muchas instalaciones no pueden funcionar a plena carga de manera eficiente, lo que provoca un aumento del consumo energético por unidad producida.

En relación con la interpretación de los indicadores de eficiencia descritos, la AG Energiebilanzen señala que la evolución de la intensidad energética, especialmente en los sectores industria y GHD, no se debe exclusivamente a mejoras técnicas en los procesos de producción, sino también, en parte, a los efectos derivados del cambio estructural sectorial.

En el conjunto del uso final de energía, la intensidad energética se ha reducido alrededor de un 42 % desde 1991.

En sus recientes cálculos actualizados sobre la eficiencia energética en Alemania, la AG Energiebilanzen destaca que, además de las mejoras en el ámbito de la energía final, también en el sector de transformación se utiliza la energía primaria de manera más eficiente: en la generación eléctrica, el rendimiento de las plantas se sitúa actualmente en el 61,7 %, mientras que en 1990 solo alcanzaba el 36,6 %. Para producir un kilovatio hora (kWh) de electricidad, hoy se emplea casi un 40 % menos de energía primaria que en 1990.

Mayor generación renovable

No obstante, esta mejora de eficiencia incluye también un efecto estadístico: la creciente generación eléctrica a partir de energías renovables —como la eólica, la fotovoltaica y la hidráulica— se contabiliza en la balanza energética en su totalidad (rendimiento del 100%), de acuerdo con acuerdos internacionales. En cambio, en la energía nuclear, eliminada en Alemania para 2013, se aplicaba un rendimiento del 33%. En las tecnologías de generación fósil, el rendimiento actual se sitúa en el 46%, frente al 36,8% registrado en 1990.

Los indicadores de eficiencia presentados regularmente por la AG Energiebilanzen para el balance energético se encuentran entre los cálculos energéticos estadísticos más complejos. El indicador clave para evaluar la eficiencia energética es la intensidad energética, que relaciona el consumo de energía con una magnitud de referencia.

Indicadores significativos requieren diferentes magnitudes de referencia que reflejen los usos específicos de la energía en los respectivos sectores. Entre las magnitudes más importantes se encuentran: población, producto interior bruto, valor de producción o valor añadido bruto, superficie

habitable y rendimiento del transporte. La corrección por temperatura y existencias puede incrementar la fiabilidad de los indicadores.



La factura energética de un electrointensivo en España es un 166% más cara que en Francia

- El acuerdo establece un marco de colaboración entre ambas instituciones para fomentar la investigación y el desarrollo (I+D)



La factura energética de un electrointensivo en España es un 166% más cara que en Francia

Energías Renovables el periodismo de las energías limpias.

<https://www.energias-renovables.com/panorama/la-factura-energ-tica-de-un-electrointensivo-20251203>

Celia García-Ceca

Miércoles, 03 diciembre 2025

La Asociación de Empresas con gran consumo de energía (Aege) ha publicado el Barómetro energético correspondiente al mes de noviembre, que detalla la evolución del precio final de la factura eléctrica pagada por los consumidores industriales en distintos países europeos, desglosando los principales conceptos que la forman y su evolución. Para la industria electrointensiva, industria de los productos básicos, sometida a una fuerte competencia internacional, los precios de la energía eléctrica son un asunto vital, puesto que llegan a representar hasta el 50% de sus costes de producción, y en algunos procesos lo supera.

La presente actualización del Barómetro correspondiente al mes de noviembre de 2025, en relación con el mercado eléctrico español, destaca lo siguiente:

- La factura por el consumo de energía eléctrica para un electrointensivo en España es 2,7 veces el coste de la energía en Francia y 1,3 veces el coste en Alemania, o lo que es lo mismo, un 166% más caro que en Francia, y un 32% más caro que en Alemania.
- Es de destacar que la gran industria de Francia adquiere un 62% de su electricidad con contratos más competitivos que el precio de sus mercados eléctricos a través de la tarifa ARENH, a 42 €/MWh.
- Los consumidores electrointensivos en España hacen frente a unos costes por los servicios de ajuste del sistema que no son considerados en Francia y Alemania. Esto amplía la brecha competitiva en más de 17 €/MWh.
- Las compensaciones por CO2 indirecto que obtienen las industrias electrointensivas en Alemania son sustancialmente superiores a las que recibe la industria nacional, que están limitadas por la indisponibilidad presupuestaria. Concretamente, en Alemania acceden a compensaciones por encima de las de nuestro país por un total de 26 €/MWh superiores.

Además, también facilita información de la evolución de los precios de los principales commodities del sector energético, como el precio del barril de Brent, del carbón API#2, del mercado de gas natural de referencia en Europa (TTF) o de los derechos de emisión de CO2, todos ellos componentes que influyen en mayor o menor medida en el precio final del mercado eléctrico.

Acceso al informe completo

La flexibilidad de la demanda podría ahorrar 95 euros de media anual en las facturas energéticas de los hogares

- Un informe de Octopus Energy y DNV señala que un 11% de la demanda puede ser desplazada a momentos en los que el sistema lo necesita.



Roberto Giner, CEO de Octopus Energy España.

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-flexibilidad-de-la-demanda-podria-ahorrar-95-euros-de-media-anual-en-...>

Sandra Acosta

Miércoles, 03 diciembre 2025

Octopus Energy

La implantación efectiva de la flexibilidad de la demanda en el sistema eléctrico (DSF, por sus siglas en inglés) **podría ahorrar 95 euros de media anual** en las facturas energéticas de los hogares y un **total de 2.539 millones de euros al año para el sistema eléctrico**. Así lo concluye un informe elaborado por Octopus Energy junto a la consultora DNV, titulado 'Impulsando el futuro energético de España: la importancia vital de la flexibilidad de la demanda', presentado en el día de hoy en Madrid, señalando que esta herramienta, aún infrautilizada en el país, tiene un potencial decisivo para abaratar costes, mejorar la estabilidad de la red y acelerar la descarbonización.

Durante la presentación, Roberto Giner, CEO de Octopus Energy España, subrayó que la flexibilidad de la demanda consiste, en términos sencillos, en **desplazar consumos domésticos hacia horas en las que el sistema tiene más energía renovable disponible**. Según explicó, no se trata de pedir a cada ciudadano que esté pendiente del reloj, sino de permitir que la tecnología gestione automáticamente miles de dispositivos a la vez, desde baterías domésticas hasta vehículos eléctricos, para equilibrar la red y reducir los costes del sistema.

Giner recordó que **el auge de instalaciones de autoconsumo y baterías domésticas ya es una realidad en España** y que su adopción masiva será clave para que el país pueda integrar más generación renovable sin comprometer la estabilidad del sistema. Según señaló, Octopus Energy ha

pasado de vender doce baterías domésticas al mes a superar las 490 en el último mes registrado. Solo en 2025 se prevé que se instalen unas 10.000 baterías residenciales de siete kilovatios, de las que la compañía espera comercializar al menos la mitad. “Esto no es el futuro, es el presente”, afirmó Giner.

Dos escenarios

El estudio de DNV confirma ese potencial. La consultora ha modelizado **dos escenarios** con igual capacidad flexible instalada, pero con distinto grado de aprovechamiento. En el escenario con una flexibilidad plenamente habilitada, la capacidad disponible en 2030 alcanzaría los 14 gigavatios (GW) para reducir consumo y 18 gigavatios (GW) para incrementarlo, gracias a tecnologías como vehículos eléctricos, bombas de calor, baterías detrás del contador o respuesta industrial, entre otras.

La activación de esta flexibilidad **permitiría desplazar hasta el 11% de la demanda eléctrica anual**, absorber energía renovable que hoy termina desaprovechándose y reducir los vertidos en un 73%, lo que equivale a unos 7 teravatios hora (TWh) al año. Además, las emisiones de CO2 caerían en 1,2 millones de toneladas anuales gracias a una menor dependencia de centrales fósiles.

El impacto económico sería igualmente significativo. El informe estima un ahorro anual de 2.539 millones de euros para el sistema eléctrico, **resultado de la reducción de costes mayoristas y del descenso de inversiones en redes de distribución**, compensados parcialmente por un aumento en los costes del mercado de balance derivado de una menor operación de centrales térmicas.

Para los consumidores, esto se traduciría en una bajada media de 95 euros al año en la factura eléctrica, a la que **se sumarían 45 euros adicionales para los hogares con vehículos eléctricos** que adopten la llamada "carga inteligente".

Sin embargo, estos objetivos sólo podran alcanzarse si se acometen las reformas pertinentes. Tanto Giner como María Miranda Castillo, analista de DNV, coincidieron en que **el principal freno hoy es un sistema de reglas diseñado para un modelo eléctrico del pasado**. Entre los obstáculos destacan la imposibilidad de que pequeños recursos flexibles —como baterías o cargadores domésticos— participen agregados en los mercados de ajuste, la obligación de medición en tiempo real incluso para servicios que no lo requieren y la falta de mercados locales de flexibilidad que permitan a las distribuidoras gestionar congestiones a menor coste

Recomendaciones

Así, el documento señala que sin reformas urgentes, **España corre el riesgo de crear un sistema eléctrico de alto coste**, incumpliendo sus objetivos energéticos para 2030 y desaprovechando miles de millones de euros en ahorros para los consumidores. Cogiendo de ejemplo en acontecimiento vivido el pasado 28 de abril en la Península Ibérica, la comercializadora y la consultora insisten en que el sistema eléctrico se debe replantear de inmediato para facilitar la transición energética, con activos, mercados y sistemas diseñados para redes de baja inercia, más dinámicas y con mayor flexibilidad y control de voltaje a través de sistemas de almacenamiento en baterías y la flexibilidad de la demanda.

Además, en el informe se hacen una serie de **recomendaciones** para abordar las barreras a la flexibilidad por parte del consumidor. Entre ellas, permitir la agregación de activos detrás del contador, eliminar los requisitos de medida en tiempo real para mercados que no son gestionados en tiempo real, permitir el acceso directo y en tiempo real a los datos del contador fiscal y permitir el *submetering*, garantizar que el DSF pueda acceder a los mercados de ajuste —permitiendo prestar servicios tanto mediante la exportación como la importación sin registrarse como generador— y, por último, incluir el DSF como una solución crítica y rentable para proveer balance y seguridad al sistema, añadir objetivos de DSF para el PNIEC y preparar una hoja de ruta para la DSF.

La inversión mundial en redes eléctricas podría superar los 470.000 millones de dólares por primera vez en 2025

- El aumento del gasto – 15% en 2024 y 16% en 2025- se está convirtiendo en una característica de la transición energética global.



La inversión mundial en redes eléctricas podría superar los 470.000 millones de dólares por primera vez en 2025

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-inversion-mundial-en-redes-electricas-podria-superar-los-470-000-millon...>

José A. Roca

Miércoles, 03 diciembre 2025

El aumento del gasto – 15% en 2024 y 16% en 2025- se está convirtiendo en una característica de la transición energética global

Se prevé que el gasto de capital en la red global crezca a dos dígitos por segundo año consecutivo, superando los 470 000 millones de dólares por primera vez, según un nuevo análisis de **BloombergNEF**. La red sigue siendo el factor clave para el suministro de conexiones de energía renovable, el logro de los objetivos de electrificación y la conexión de los centros de datos a la red eléctrica, lo que ha impulsado un aumento del 16% en el gasto en la red este año, según el *Grid Investment Outlook 2025*.

Si bien los nuevos proyectos de red contribuyen a este crecimiento constante del gasto, el aumento de los costos de los equipos, agravado por la alta inflación, también está empezando a afectar las cifras generales de gasto. Estos factores sugieren que un mayor gasto no eliminará por completo los cuellos de botella actuales en la infraestructura de la red, lo que significa que es probable que los retrasos en las nuevas conexiones de generación y demanda continúen en los próximos años.

EEUU, los líderes

Estados Unidos tiene los mayores niveles de inversión en redes eléctricas en 2025, con 115.000 millones de dólares, lo que representa una cuarta parte del total mundial. China y la UE/Reino Unido son otros grandes contribuyentes, cada uno con alrededor del 20% de la suma global.

A pesar de los diversos esfuerzos de reforma de las colas de generación a nivel mundial, las colas para conectar nueva generación siguen siendo excesivas en la mayoría de los mercados. Actualmente, las colas de demanda también están aumentando rápidamente a medida que las redes de transmisión reciben un importante aumento de solicitudes de conexión de empresas que necesitan energía, principalmente grandes centros de datos e industrias con alto consumo eléctrico.

La inversión en transmisión crece el doble que en distribución

Se proyecta que la inversión en transmisión crecerá a un ritmo casi dos veces superior al de la distribución, con una tasa de crecimiento anual compuesta del 16 % entre 2024 y 2027 para la transmisión, frente al 9 % para la distribución. Si bien la inversión actual en distribución es mayor, es probable que esta tendencia cambie antes de que finalice la década si se mantiene este ritmo. El crecimiento de la inversión en redes de transmisión está fuertemente impulsado por proyectos específicos, como conexiones de larga distancia, nuevas subestaciones y proyectos de corriente continua de alta tensión.

Peter Wall, director de Investigación de Redes en BloombergNEF, afirmó: «La expansión de la red es un tema complejo que será clave para una transición energética global exitosa. Hemos observado que, incluso con una mayor inversión, existen importantes barreras para satisfacer las necesidades de nueva generación y la demanda de energía a tiempo. Dado que los centros de datos y la electrificación industrial impulsan fuertes aumentos en la demanda de energía, los inversores deben considerar la importancia de una expansión oportuna de la red, no solo para conectar la nueva demanda, sino también para conectar toda la generación que necesitaremos para garantizar un suministro seguro y confiable a esta demanda después de más de una década de estancamiento».

La inversión adicional en la red se ve obstaculizada por las limitaciones de la cadena de suministro y la mano de obra, y algunas empresas de transmisión y distribución tienen dificultades para alcanzar sus objetivos comerciales debido a los retrasos en los proyectos. A medida que estas empresas buscan completar proyectos y mejorar las condiciones de la red, las demoras en la obtención de permisos y licencias, junto con la escasez de talento especializado, constituyen barreras para la expansión de la red.

Otras conclusiones clave del informe

El capital de deuda sigue siendo el principal vehículo para financiar la inversión en la red, pero en ciertos mercados el endeudamiento está alcanzando niveles que hacen necesarias inyecciones de nuevo capital social para mantener las finanzas equilibradas.

En la mayoría de los mercados, los gastos operativos de la red se trasladan a las facturas de los consumidores, sin que la empresa de la red genere beneficios adicionales, lo que a menudo desincentiva la inversión en tecnologías que optimizan la red y liberan capacidad. Los cambios regulatorios para abordar este problema siguen siendo lentos en todos los mercados.

La inversión en tecnologías de red innovadoras , como clasificaciones de línea dinámicas, control avanzado del flujo de energía y soluciones de software de red inteligente optimizadas con IA, **continúa creciendo** a pesar de los desafíos constantes que enfrentan las empresas de servicios públicos para beneficiarse más de las inversiones tradicionales.

Sant Adrià de Besòs y Montgat se incorporan al accionariado del Grupo TERSA

- Grup TERSA ha incorporado este 2025 dos nuevos ayuntamientos metropolitanos a su accionariado.



Sant Adrià de Besòs y Montgat se incorporan al accionariado del Grupo TERSA.

<https://elperiodicodelaenergia.com/sant-adria-de-besos-y-montgat-se-incorporan-al-accionariado-del-grupo-te...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

Ningún comentario

Grup TERSA, la empresa pública especializada en la gestión de servicios ambientales relacionados con la economía circular, **ha incorporado este 2025 dos nuevos ayuntamientos metropolitanos a su accionariado**. Se trata de **Sant Adrià de Besòs y Montgat**, que han formalizado su alianza durante el último trimestre del año. De esta manera, los dos consistorios podrán proveerse de energía 100% renovable suministrada por **Barcelona Energía** y, al mismo tiempo, beneficiarse de la amplia oferta de servicios energéticos que ofrece la compañía, como la gestión integral de instalaciones fotovoltaicas y otros servicios especializados en eficiencia energética.

Barcelona Energía, la eléctrica pública metropolitana, incorporará, pues, un total de 254 puntos nuevos de suministro público, de los que 179 corresponden a Sant Adrià de Besòs y 75 a Montgat. Estos nuevos puntos permitirán suministrar 6.629.705 kW h de energía 100% renovable, con 5.742.154 kW h destinados a Sant Adrià de Besòs y 887.551 kW h a Montgat. Gracias a este incremento, se reducirá la emisión de 676,23 toneladas de CO₂, contribuyendo de manera directa a la mitigación del cambio climático y a la transición energética del territorio.

Con estas nuevas adhesiones, Grupo TERSA ya suma 14 consistorios metropolitanos dentro de su accionariado, además del Ayuntamiento de Barcelona. Las incorporaciones de Sant Adrià de Besòs y Montgat se suman a las de Pallejà, Santa Coloma de Cervelló y Torrelles de Llobregat (2024); Santa

Coloma de Gramenet, El Papiol, Castellbisbal, Barberà del Vallès, Esplugues de Llobregat y Sant Just Desvern (2023); y Sant Boi de Llobregat, Sant Feliu de Llobregat y Sant Vicenç dels Horts (2022).

Grupo TERSA supera las 240 instalaciones fotovoltaicas gestionadas Grupo TERSA ha generado un total de 4.922 MWh de energía renovable en 2024, un incremento del 6,3% respecto al año anterior.

Las incorporaciones de Sant Adrià de Besòs y Montgat a su accionariado impulsan el crecimiento del Grupo TERSA y refuerzan su vocación de servicio público. Estas nuevas alianzas consolidan la confianza recibida por las administraciones públicas y ponen de manifiesto el interés creciente de los municipios por acceder a servicios energéticos basados en energías renovables, así como la oferta soluciones de asesoramiento y gestión energética

que contribuyan a reducir consumos y emisiones. Al mismo tiempo, el Grupo TERSA reafirma su compromiso con la transición energética, apostando decididamente por la generación y comercialización de energías renovables y consolidando su línea de negocio relacionada con la oferta de servicios de asesoramiento energético.

Un apagón masivo en la mitad occidental de Cuba deja a 3,5 millones de personas sin luz

- Un apagón masivo en la mitad occidental de Cuba ha dejado a unos 3,5 millones de personas sin corriente eléctrica, incluida La Habana.



La crisis energética en Cuba se agrava.

<https://elperiodicodelaenergia.com/un-apagon-masivo-en-la-mitad-occidental-de-cuba-deja-a-3-5-millones-de...>

Redacción

Miércoles, 03 diciembre 2025

Un apagón masivo en la mitad occidental de Cuba ha dejado a unos 3,5 millones de personas sin corriente eléctrica, incluida La Habana, según informó el Ministerio de Energía y Minas (Minem).

El fallo en el Sistema Eléctrico Nacional (SEN) se produjo sobre las 09.00 horas GMT y afecta a las provincias de Pinar del Río, Artemisa Mayabeque y La Habana, que con sus dos millones de habitantes es la más poblada del país.

El director general de Electricidad del Minem, **Lázaro Guerra**, explicó en la televisión estatal que la **desconexión** se debió a una avería en una línea de transmisión entre dos de las principales **centrales termoeléctricas** del oeste de la isla, la **Ché Guevara** (Santa Cruz del Norte) y la **Antonio Guiteras** (Matanzas).

"Este fallo provocó la sobrecarga de la otra línea y dividió el sistema en ese punto. La zona oeste quedó sin servicio eléctrico. El resto del sistema se mantiene operando con estabilidad", indicó.

A raíz de esta avería las centrales termoeléctricas de Santa Cruz y la de Mariel, ambas en el tercio occidental afectado, tuvieron que parar.

También fueron desconectadas del SEN otras dos centrales termoeléctricas en el centro y el este del país, Felton (Holguín) y Céspedes (Cienfuegos), pero Guerra aseguró que ya están "en proceso de arranque".

El apagón y la crisis energética de Cuba

El ministro de Energía y Minas, **Vicente de la O Levy**, afirmó en redes sociales que ya "se aplican los protocolos establecidos para recuperar" el SEN y ya se está empezando a distribuir energía en el tercio occidental de la isla.

Este apagón se produce tras varios días con tasas récord de déficit de generación eléctrica que estaban provocando prolongados apagones diarios. Este lunes se registró el corte eléctrico más extenso desde que se cuenta con informes diarios, con más del 60% del país sin luz de forma simultánea.

Cuba sufre una profunda **crisis energética** desde mediados de 2024 por las frecuentes averías de sus obsoletas centrales eléctricas y la falta de divisas del país para adquirir el combustible necesario para sus unidades de generación.

En el último año, el SEN ha sufrido cinco colapsos totales -en algunos de ellos el restablecimiento tardó días en alcanzarse- y varios parciales (el último, en octubre).

La delicada situación energética de la isla está provocando que los cortes diarios, un problema de años, se extiendan hasta más de 20 horas o más al día en amplias áreas del país.

Expertos independientes señalan que la crisis energética en Cuba responde a una infrafinanciación crónica de un sector en manos del Estado desde el triunfo de la revolución en 1959. Varios estudios independientes estiman que serían precisos entre 8.000 y 10.000 millones de dólares para reflotar el sistema.

El Gobierno cubano achaca estos fallos al impacto de las sanciones de **EEUU**, a las que acusa de "asfixia energética", aunque también reconoce que ha habido varias veces un descenso en los envíos de combustibles desde países aliados (Rusia, Venezuela y México).

Los prolongados apagones diarios lastran la economía cubana, que se ha contraído un 11% en el último lustro y este año cerrará también en negativo.



El ministro de Economía, Carlos Cuelpo, durante la presentación del 'Estudio Económico de España' de la OCDE, en Madrid. SERGIO PÉREZ / EFE

Decepción en la UE por el 'no' a los fondos: «Es una mala señal»

Fuentes comunitarias aseguran que «la falta de reformas es problemática»

DANIEL VIAÑA BRUSELAS
CORRESPONSAL

La decisión del Gobierno de renunciar a una parte relevante de los créditos del plan de recuperación de la UE genera inquietud en Bruselas. Por lo que significa para el país, por la evidente debilidad del Gobierno y por el mensaje que lanza a Europa.

«La incapacidad de España de utilizar una parte significativa de los préstamos es una mala señal», señalan a este periódico fuentes comunitarias, que añaden que «también es importante la calidad de los proyectos y de las inversiones». «Es mejor no gastarlo que gastarlo mal y los riesgos de gastarlo mal obviamente están presentes». Y desde el ámbito diplomático añaden que «la falta de reformas es problemática».

Ambas explicaciones suponen una descripción muy certera de la situación de España. Primero, porque la renuncia a los fondos pone de manifiesto la lentitud en la petición de los créditos y la dificultad para sacar adelante las reformas que debían acompañar a las peticiones. Después, porque hay dudas sobre la gestión

de los fondos europeos. Por último, porque si las mencionadas reformas no se aplican, se pierde el impulso modernizador de los fondos, que es una de las claves del programa. Que ese dinero sirva para acometer cambios estructurales en la economía.

También es muy relevante la sensación de cierto fracaso del plan, que durante la pandemia se vendió co-

mo la gran solución para Europa y para los países más afectados: Italia y España. El país que está gobernado por Giorgia Meloni ha solicitado ya casi el 80% de los préstamos y subvenciones del programa después de que, precisamente esta misma semana, haya recibido el octavo pago.

España, en cambio, no está ni en el 50% y si se observan sólo los créditos, que es la parte que hay que reembolsar a la UE, el dato se queda en el 20%: apenas ha solicitado 16.270 millones de los más de 83.000 millones en préstamos que le fueron asignados. Esto es, faltan casi 67.000 millones a los que el Gobierno está dispuesto a renunciar, siendo así, de largo, el país que más dinero del plan va a desaprovechar.

El Ministerio de Economía no quiere todavía confirmar la cantidad final a la que renunciará. Explica que la recogerá en la adenda al plan en la que trabaja, y sostiene que no todo se debe al retraso en las peticiones y reformas: la mejora económica y de rating, afirma, permite a Es-

paña obtener en los mercados una financiación más barata que la que le ofrece el plan.

«Gracias a la buena marcha de la economía, y la confianza de los inversores, España mantiene un buen acceso a los mercados financieros, eliminando en su totalidad la ventaja de coste de la financiación de los préstamos de la Comisión. Por ejemplo, en los préstamos a 20 años, el diferencial es negativo: está ahora en el 3,84% en la UE y el dato de España es del 3,77%, es decir, en términos generales nos financiamos en mercados a costes inferiores a los préstamos UE», sostienen en el departamento que dirige Carlos Cuelpo. Pero esa no es la lectura que se está haciendo en Bruselas.

A lo que el Gobierno no va a renunciar es a las subvenciones, que son los fondos que la UE da a fondo perdido. Hasta ahora, España ha recibido unos 55.000 millones de los casi 80.000 millones que le fueron asignados, lo que supone cerca de un 70%. Pero esa misma debilidad e incapacidad para sacar adelante reformas también van a castigar al Ejecutivo en este punto. Porque las peticiones de fondos deben ser igualmente acompañadas por reformas, y el país ya ha perdido fondos por no poder sacar adelante las medidas comprometidas.

En el pago de julio, la Comisión Europea retuvo 1.100 millones después de que el Gobierno no pudiese tramitar la subida del diésel ni completar la rebaja de la temporalidad en el sector público. El Ejecutivo tiene hasta final de año para acometer ambas actuaciones, pero es muy improbable que sea capaz de hacerlo y, por lo tanto, perderá definitivamente esos fondos. Y eso mismo puede ocurrir en los próximos abonos.

LA DEBILIDAD POLÍTICA RESTA CAPACIDAD DE EJECUCIÓN, SEGÚN S&P

La agencia de calificación crediticia S&P advierte de que la fragmentación política del Parlamento español y la «limitada» capacidad de absorción de los fondos europeos

Next Generation EU «dificultan» la aprobación y ejecución de las reformas e inversiones pendientes antes de que finalice el próximo año el plazo para el completo despliegue del Plan

de Recuperación. «En nuestra opinión, el complejo y fragmentado panorama político de España, junto con la limitada capacidad administrativa, dificulta la plena implementación», alerta la agencia. España tiene hasta el 31 de agosto de 2026 para completar su plan de reformas.



Ofensiva proteccionista de la UE: creará un 'Gran Hermano' de la seguridad económica

CAMBIO DE PARADIGMA/ La Comisión Europea formará una red de funcionarios que centralizará la vigilancia de las dependencias excesivas en las cadenas de suministro de las empresas y las inversiones extranjeras hostiles.

Andrés Stumpf. Bruselas

La Europa abierta no tiene cabida en este mundo de choques geopolíticos. Esa es la conclusión a la que ha llegado la Comisión Europea después de que los encontronazos con Rusia, primero, y Estados Unidos y China, después, hayan revelado las vulnerabilidades de su sistema.

Ahora, el Ejecutivo comunitario ha presentado un nuevo plan de acción que pasa por afrontar una auténtica revolución en la estructura, adoptando un enfoque más proteccionista. El objetivo es priorizar el blindaje de la seguridad económica del bloque tras varios años en los que ha sido zarandeada.

"Desde aranceles disruptivos y la instrumentalización de las dependencias hasta el despliegue arbitrario de medidas de defensa comercial, los principales actores están utilizando palancas económicas para perseguir sus objetivos estratégicos y geopolíticos, poniendo en riesgo la seguridad, el orden público, la competitividad y la economía de la UE", aseguran fuentes comunitarias, que indican que "la Unión Europea prospera gracias a su apertura, pero, si queremos sostener esa apertura, tenemos que abordar también los riesgos que genera".

Con su estrategia económica exterior y el multilateralismo,

la UE ha ido acumulando dependencia a ciertos países y vulnerabilidades que en estos nuevos tiempos convulsos se le han vuelto en contra.

La idea del nuevo marco europeo es empezar a blindarse de forma proactiva y dejar de ir corriendo a apagar los numerosos incendios que surgen en el panorama económico, como aranceles o el más reciente desabastecimiento de tierras raras.

Una de las medidas más destacadas del plan de acción de la Comisión Europea es la creación de un Centro de Información de Seguridad Económica para coordinar la inteligencia sobre las necesidades y el mercado europeo y que puedan proporcionar los Estados miembros. Asimismo, Bruselas creará una red de funcionarios encargados de vigilar la seguridad económica e implementar las medidas necesarias para garantizarla.

Esta red se convertirá en una suerte de *Gran Hermano* que vigilará y supervisará que las decisiones públicas y empresariales de sectores críticos preservan en todo momento altos estándares de protección. El Ejecutivo comunitario considera sectores críticos a las tierras raras, los componentes de tecnologías verdes, los semiconductores, los ingredientes farmacéuti-



Ursula von der Leyen, presidenta de la Comisión Europea, ayer.

cos activos y la tecnología digital, espacial y de defensa.

"Para que nuestras herramientas sean efectivas, debemos mejorar la forma en la que coordinamos, compartimos información y colaboramos con el sector privado", indicó ayer Maros Sefcovic, comisario de Comercio y Seguridad Económica de la Comisión Europea.

Bruselas busca que los países se involucren en la protección del sistema económico

europeo frente a potenciales amenazas externas y llama a los gobiernos a nombrar asesores de seguridad económica de alto nivel para que puedan contribuir a la tarea.

Comité asesor

Además, también quiere que las compañías participen del proceso con la creación de un Comité Asesor de Confianza compuesto por líderes empresariales. El objetivo es que las empresas internacionalicen

en sus decisiones cuestiones de seguridad económica y de suministro y, al mismo tiempo, consensuar las actuaciones para que no parezcan siempre imposiciones políticas.

"En muchas ocasiones son las propias compañías las que alertan de vulnerabilidades. Estamos aquí para ayudar, pero en el medio y largo plazo deben participar en los planes de contingencia", aseguró Sefcovic.

El Ejecutivo comunitario

detalla medidas concretas que cambiarán la forma en la que las empresas se relacionan con los países de fuera de la UE. En primer lugar, se quiere garantizar la robustez de las cadenas de suministro exigiendo a las compañías de sectores críticos que cuenten con al menos dos proveedores. Con ello, se evitará una dependencia total del país con el suministro más barato, tradicionalmente China.

Más feroz será la Comisión

Bruselas movilizará 3.000 millones de euros para blindar el suministro de tierras raras

Andrés Stumpf. Bruselas

La Unión Europea activa el plan de contingencia. El bloque comunitario, golpeado por la amenaza china de limitar la importación de tierras raras, ha desplegado una estrategia para blindar el suministro de estos materiales críticos vitales para industrias clave en Europa como los automóviles o la transición digital y ecológica.

A través de ReSourceEU, el nombre que el Ejecutivo co-

munitario ha dado al plan de acción, la Unión Europea aspira a movilizar hasta 3.000 millones de euros para reducir su dependencia en un 50% para 2029.

"Queremos desbloquear de inmediato proyectos en tres sectores prioritarios: imanes permanentes, baterías y Defensa", asegura Stéphane Séjourné, vicepresidente Ejecutivo de Prosperidad y Estrategia Industrial de la Comisión Europea. Los recursos públi-

cos se desglosan en 2.000 millones del Banco Europeo de Inversiones (BEI), 300 millones del plan de impulso a las baterías y 600 millones del fondo de innovación Horizon Europe, además de otras partidas más pequeñas.

En la actualidad, la Unión Europea tiene dependencia total de China en lo que respecta a tierras raras con más del 90% del consumo procedente de importaciones del gigante asiático.

Junto con la movilización de recursos comunitarios, a principios de 2026, la Comisión creará un Centro Europeo de Materias Primas Críticas para proporcionar información de mercado, dirigir y financiar proyectos estratégicos mediante instrumentos específicos con socios públicos y privados, y actuar como gestor de cartera para cadenas de suministro diversificadas y resilientes, incluyendo la compra y el

almacenamiento conjuntos.

Para proteger al sector de la volatilidad geopolítica y de precios que ha estado viviendo, la Comisión Europea permitirá a las empresas que realicen compras conjuntas para lograr mejores condiciones.

Además, Bruselas quiere acelerar la economía circular para explotar las materias primas críticas que ya contienen los productos que se venden en Europa. Según sus cálculos, algunas empresas pueden

reciclar hasta el 95% de las materias primas críticas de las baterías y otros productos

Por último, el Ejecutivo comunitario también quiere acelerar las colaboraciones en materia de materias primas críticas con países como Ucrania, Australia, Canadá, Kazajistán, Uzbekistán, Chile o Groenlandia. Se trata de un aspecto que la UE está priorizando en las negociaciones de los acuerdos, como los de Indonesia o Mercosur.

Buscará financiar nuevos proyectos y permitirá a las empresas realizar compras conjuntas



La Comisión alienta a incentivar las empresas que reduzcan sus dependencias críticas

Europa en lo que respecta a las inversiones extranjeras. El Ejecutivo comunitario quiere abrir el paso solo a los inversores que traigan consigo una transmisión de conocimiento y valor y buscará agilizar el veto a la compra de empresas de tecnologías emergentes por parte de países considerados de riesgo. Estos países, indican fuentes comunitarias, desarrollan prácticas consideradas “predatorias” al llevarse los conocimientos de las empresas a precio de saldo sin que se produzca un intercambio.

Al mismo tiempo, la Comisión propone que exista una preferencia europea en las licitaciones y ayudas públicas en sectores estratégicos para estimular la demanda de liderazgo industrial europeo, aumentar la resiliencia y mitigar los riesgos de seguridad. Al mismo tiempo, se impedirá que los proveedores de alto riesgo de terceros países accedan a financiación de la UE y nacional.

Contingencias

Priorizar la seguridad económica tendrá un coste para las empresas, pues les impedirá acceder a las inversiones más jugosas o a los proveedores más competitivos en precio. Por ese motivo, la Comisión Europea también contempla en su marco de acción una serie de medidas para acolchar el impacto.

Según señalan fuentes comunitarias, Bruselas alentará a que el Banco Europeo de Inversiones (BEI) y otros organismos de desarrollo apoyen con financiación más atractiva a las empresas de la UE que reduzcan su dependencia extranjera crítica, especialmente en los sectores críticos.

Además, la Comisión explorará la posibilidad de proporcionar apoyo financiero a las empresas a las que el veto de la inversión extranjera por cuestiones de seguridad les sitúe “en situaciones en las que su viabilidad financiera pueda estar en riesgo”.

“Es imperativo que Europa fortalezca su seguridad económica, porque incluso un defensor del libre comercio sabe que la apertura sin seguridad se convierte en vulnerabilidad”, sentenció ayer Sefcovic.

Bruselas quiere que el 70% de los productos críticos sea ‘made in’ UE

PROTECCIÓN COMUNITARIA/ La política obligaría a las empresas de la Unión Europea a comprar determinados bienes dentro del bloque, en un esfuerzo por reducir la dependencia de China.

Alice Hancock/Andy Bounds.FT Bruselas está considerando establecer objetivos de fabricación en Europa de hasta el 70% para determinados productos como los automóviles, en su esfuerzo por priorizar los bienes nacionales y reducir la dependencia de China. Esta política podría costar a las empresas de la UE más de 10.000 millones de euros anuales, al obligarlas a comprar componentes europeos más caros, según los funcionarios familiarizados con un proyecto de ley que se presentará el 10 de diciembre.

El comisario francés Stéphane Séjourné supervisa la propuesta, que marca un hito en años de esfuerzos franceses por centrarse en la producción nacional mientras la debilitada industria europea lucha por competir con las importaciones baratas de Asia, especialmente en tecnologías limpias y algunas industrias pesadas. Un funcionario de la UE afirma que el alcance de la legislación reflejará las políticas industriales clave de China, *Hecho en China 2025* y *Estandares de China 2035*, que empujaron a las compañías extranjeras a establecer empresas conjuntas con grupos chinos para acceder a su mercado. “Lo que intentamos proponer es un delicado equilibrio entre la tan necesaria protección de nuestra industria y la apertura, tan arraigada en el ADN de Europa”, explica la misma fuente.



El sector del automóvil es uno de los señalados en el plan europeo.

Países anteriormente escépticos como Alemania han indicado que, debido a la situación económica, ahora verían con buenos ojos más normas para comprar productos europeos, lo que probablemente afectará a la industria del automóvil y a las tecnologías limpias, como los paneles solares.

Tres funcionarios de la UE explican que se están debatiendo umbrales de contenido local de hasta el 70% como parte del plan de política industrial, pero que los objetivos variarán según la impor-

tancia del sector y el grado de dependencia.

En el caso de los automóviles, por ejemplo, los incentivos gubernamentales sólo se otorgarían a los vehículos que cumplieran con los criterios de referencia. Las baterías también estarían sujetas a un cierto nivel de contenido europeo, según un funcionario.

La medida se aplicaría únicamente al uso de fondos públicos, como contratos públicos y préstamos y subvenciones estatales. También se analizaría la capacidad de producción de la UE para cada

La decisión podría costar a las empresas de la UE más de 10.000 millones anuales

componente, añade otro funcionario. La denominada Ley para la Aceleración Industrial podría modificarse o incluso retrasarse, según los funcionarios involucrados en las conversaciones, ante las divisiones en la Comisión sobre las cláusulas. El comisario francés quiere que la definición de “europeo” se limite a la UE. La poderosa dirección de Comercio de la Comisión se muestra escéptica respecto a los umbrales de contenido local, que están siendo impulsados por el departamento de política industrial de Séjourné.

Las normas de la Organización Mundial del Comercio generalmente prohíben favorecer a los productores nacionales, aunque existen excepciones. Los inversores para paneles solares, cuyos mecanismos de apagado podrían representar un riesgo para la seguridad, podrían tener que fabricarse en su mayor parte en Europa bajo las nuevas normas. “Es entonces cuando se necesita más contenido local”, señala un funcionario de la UE. Sin embargo, otros temen que los productos fabricados en Europa puedan tener un precio significativamente más alto que los im-

portados de Asia, lo que se traduciría en costes aún mayores para empresas.

Dado que muchas importaciones se utilizan para fabricar productos terminados en la UE, como automóviles, esto también podría sacar del mercado algunos productos a consecuencia de los precios.

Los altos precios de la energía y la presión del régimen arancelario de Trump han llevado a las empresas de la UE a depender cada vez más de productos chinos de fabricación barata. En 2024, China fue el mayor exportador de tecnologías como paneles solares y biocombustibles a la UE y el segundo mayor de turbinas eólicas. Las industrias pesadas europeas, como la siderúrgica, han tenido dificultades para mantener márgenes de beneficio frente a las importaciones asiáticas baratas.

Se espera que la propuesta de la Comisión incluya disposiciones que obliguen a los organismos públicos a comprar productos europeos y medidas para incentivar mercados líderes para las tecnologías limpias. Los funcionarios están debatiendo una etiqueta voluntaria de “acero verde” para animar a los fabricantes a comprar más acero del bloque, con menores emisiones de carbono, pero más caro.

Las mismas fuentes afirman que la cifra del 70% probablemente se reducirá, y que las negociaciones sobre las normas de contenido local están siendo difíciles.

Von der Leyen rebaja a 90.000 millones su propuesta del crédito a Ucrania con activos rusos

Andrés Stumpf. Bruselas

El tiempo se acaba y la Comisión Europea rema para tratar de sacar adelante la financiación necesaria para salvar a Ucrania. Ayer, la institución presidida por Ursula von der Leyen puso sobre la mesa formalmente el ya famoso crédito basado en los activos rusos congelados en la UE.

La mayor sorpresa estuvo en la cuantía, pues Von der

Leyen, presidenta de la Comisión Europea, redujo el volumen del total del préstamo que ofrecerá a Ucrania hasta los 90.000 millones en los próximos dos años. Esto supone 50.000 millones de euros menos que lo que se barajaba en base a las necesidades que tendrá el país, según los cálculos realizados por el Fondo Monetario Internacional (FMI). El resto de la fi-

nanciación deberán ponerlo terceros países aliados como Reino Unido, Canadá, Japón o Australia en busca de que la UE no sea la única región involucrada en la asistencia.

La Comisión Europea lanza el proyecto atendiendo a las reclamaciones de Bart de Wever, primer ministro de Bélgica y principal obstáculo. El gran temor belga es que se haga responsable al país de

los posibles riesgos legales, pues acoge la sede de Euroclear, la plataforma donde se encuentran 176.000 millones en activos rusos de los cerca de 210.000 millones congelados de la región.

Para tratar de desatascar la medida, la institución europea propone establecer un sistema de garantías de los Estados miembros. Así, en caso de tener que devolver el di-

nero a Rusia, la carga se repartiría.

Además, Bruselas también pone sobre la mesa un cambio en el régimen de sanciones para evitar que los activos rusos vuelvan a estar disponibles antes de que acabe la guerra y diseña un mecanismo de liquidez para garantizar que se pueda reponer el dinero de esos activos si surge la necesidad.



La campaña navideña disparará el empleo: 452.000 nuevos contratos

PREVISIONES/ La contratación aumentará un 4,7% respecto a 2024, con la hostelería y el comercio liderando el crecimiento, con alzas del 12% en los dos sectores. En el transporte caerá un 6,8%.

J. Díaz, Madrid

Aunque el fantasma de la inflación no se ha desvanecido del todo (el IPC subió un 3% en noviembre), ya no es el ogro que fue años atrás, cuando laminó el poder adquisitivo de las familias. Y no lo es gracias al proceso gradual de moderación de los precios y a la mejora, lenta pero continua, de los salarios, un binomio de factores que preludia una positiva campaña de Navidad, la época del año de mayor gasto y consumo... lo que también se refleja en el mercado laboral. Y si el empleo es un termómetro de cómo se presenta esa combinación de tradición y consumismo, las expectativas se presentan claramente favorables, tanto que en esta campaña se producirán un total de 452.950 nuevas contrataciones, un 4,7% más que en la campaña del año pasado, cuando se rubricaron 432.609 contratos de trabajo. Estas son, al menos, las previsiones de la empresa de recursos humanos Randstad, que engloba la campaña navideña en el periodo que va del Black Friday (28 de noviembre) a las rebajas de enero, que comienzan oficialmente el 7 de enero, justo después del Día de Reyes, y que pone el foco en tres sectores: hostelería, transporte y logística y comercio.

En términos de crecimiento, la hostelería y el comercio serán las puntas de lanza de

las nuevas contrataciones, en las que subyace la recuperación del poder de compra y las ganas de consumo de los hogares en un periodo del año marcado en el calendario por las reuniones familiares y las celebraciones personales y profesionales. Así, será la hostelería el sector que registre el mayor número de contratos y también el que más crezca, con un total de 174.190 nuevos empleos, un 12,4% más que en 2024 y más del 38% del total de las contrataciones previstas. El comercio también se beneficiará del resurgir del poder adquisitivo de muchas familias y generará 119.000 contratos a lo largo de estas fiestas, un 12% más que en las del año pasado.

Caída en logística

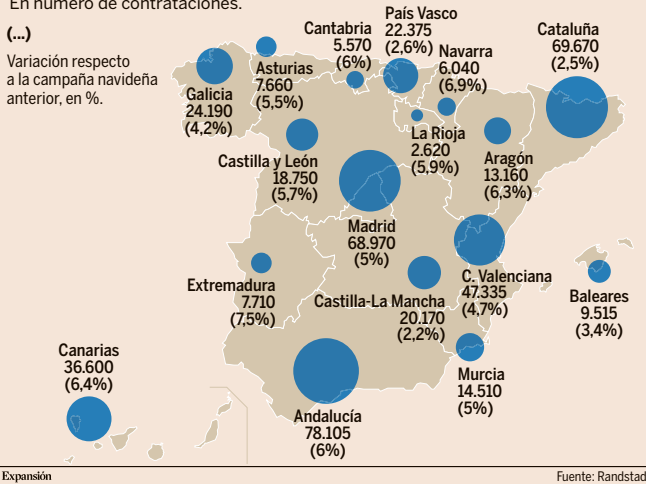
Tradicionalmente, el segundo sector con mayor demanda de profesionales por detrás de la hostelería es el del transporte y la logística. Este año no será una excepción, aunque el volumen de contratación disminuirá de forma significativa respecto a la campaña de Navidad de 2024. En concreto, Randstad estima que el número de contrataciones rondará las 160.000, un 6,8% menos que el año pasado, cuando las empresas del sector ficharon a más de 171.000 personas. Aun con esta merma, el transporte y la logística coparán el 35,3% del total de vacantes, frente al

CUÁNTO EMPLEO NAVIDEÑO CREARÁN LAS CCAA

En número de contrataciones.

(...)

Variación respecto a la campaña navideña anterior, en %.



26,3% que representará el comercio.

Estos datos son coherentes con la resiliencia que viene mostrando el mercado de trabajo, que en noviembre superó los 21,8 millones de ocupados y redujo la cifra de parados registrados a 2,4 millones, la más baja desde 2007. Aunque noviembre es tradicionalmente un mal mes para el empleo (de hecho, se destruyeron más de 14.000 puestos de trabajo), este año se ha visto parcialmente mitigado por las contrataciones de cara al

Black Friday y la Navidad, anticipando en parte el tirón que el mercado de trabajo experimentará este diciembre gracias a “la buena marcha de la economía y el consumo”, señaló Andrés Menéndez, director general de Trabajo Temporal de Randstad, quien recordó que “la campaña navideña es uno de los momentos de mayor dinamismo en el mercado laboral”. Un dinamismo que en gran medida capitalizará el sector de la hostelería por el “buen momento que vive el turismo y

que está atrayendo a múltiples regiones visitantes nacionales e internacionales por estas fechas”.

Reparto desigual

La creación de empleo será un fenómeno generalizado en todo el territorio español, aunque no homogéneo. Así, los mayores incrementos en la contratación se registrarán en Extremadura y Navarra, con alzas del 7,5% y el 6,9%, respectivamente, que se traducirán en 7.710 y 6.040 nuevas contrataciones. Sin em-

Andalucía, Cataluña y Madrid aglutinarán más del 47% de los nuevos empleos previstos

bargo, en términos absolutos estas cifras palidecen respecto a las que se registrarán en Andalucía, donde se rubricarán 78.105 nuevos contratos, un 6% más y el mayor volumen entre todas las comunidades autónomas; Cataluña, con 69.670 (+2,5%), o Madrid, donde se crearán 68.970 nuevos contratos (+5%).

Estas tres regiones, gracias a un cóctel de turismo, comercio y fuerte actividad logística, aglutinarán casi la mitad del total de las contrataciones que se prevén (el 47,8%, concretamente), aunque la generación de empleo también será significativa en la Comunidad Valenciana, con 47.335 vacantes para cubrir (+4,7%) y Canarias, con 36.600 (+6,4%).

En el otro lado de la balanza, las cifras de contratación más modestas se registrarán en La Rioja, que será la autonomía con menos contratos nuevos, 2.620, y Cantabria, con 5.570, aunque ambas cifras suponen aumentos relevantes: del 5,9% y 6%.

Empaquetadores, mozos de almacén, conductores o carretilleros serán los perfiles más demandados en el sector del transporte y la logística, mientras que en la hostelería primará la búsqueda de camareros experimentados y con capacidad para adaptarse a los habituales picos de trabajo de estas fechas. En el comercio, vendedores y promotores serán los refuerzos más buscados, sin olvidar la creciente importancia de las competencias digitales por el auge del comercio online.