



Sistema de almacenamiento de hidrógeno, turbinas eólicas, paneles solares y contenedor de baterías de iones de litio. iStock

Los precios negativos se consolidan y cambian la negociación de los PPAs

La firma de PPAs en Europa ha dejado atrás su etapa de crecimiento acelerado para adentrarse en un ciclo de madurez marcado por la caída del volumen contratado y la presión de los precios. La hibridación, el almacenamiento y los contratos a medida se consolidan como las nuevas palancas del mercado

Concha Raso.

El mercado europeo de los contratos bilaterales de compraventa de energía renovable (PPAs) ha entrado en una nueva fase. Tras varios años de crecimiento acelerado, el 2025 ha marcado un punto de inflexión, caracterizado por menos volumen contratado, mayor complejidad contractual y una revisión profunda del valor real de la energía renovable.

La volatilidad de precios, la creciente canibalización solar y la presión sobre la financiación, han obliga-

do a promotores y compradores a replantear estrategias. Aun así, el mercado demostró resiliencia y capacidad de adaptación, con España manteniendo un papel protagonista.

Según el Renewables Market Outlook 2026, elaborado por Pexapark, el volumen de PPAs firmados en Europa cayó en 2025 hasta 13,1 GW frente a los 15,3 GW de 2024, mientras que el número de acuerdos se redujo de 317 a 247. Estos datos reflejan un sistema eléctrico en el que la alta penetración reno-



vable está erosionando el valor económico de la producción expuesta al mercado.

El principal factor que explica el enfriamiento del mercado en 2025 es el fuerte deterioro de los factores de captura. En países como España y Alemania, la solar ya captura apenas el 50-55% del precio medio anual, frente a niveles cercanos al 90% hace solo tres años. Francia se mueve en torno al 58%, mientras que la eólica *onshore* muestra dinámicas similares en mercados con alta penetración.

Este fenómeno de canibalización ha provocado lo que Pexapark define como el “Big Repricing” de los PPAs: una revisión acelerada a la baja del valor de los contratos pay-as-produced. En muchos mercados, la brecha entre lo que necesitan los promotores para viabilizar proyectos y lo que están dispuestos a pagar los compradores llevó a la desaparición del rango de precios en los que se encontraban compradores y vendedores y ocurrían las transacciones, especialmente en solar. A ello se sumó la consolidación de los precios negativos como rasgo estructural del sistema eléctrico europeo. Las cláusulas de *curtailment* y reparto de riesgos dejaron de ser excepcionales para convertirse en estándar.

A pesar de la desaceleración general en la actividad de PPAs en Europa, España mantuvo su posición como el mayor mercado europeo, con 3,9 GW

España ha vuelto a desempeñar un papel central en PPAs, tanto por volumen como en innovación

contratados, seguida de Italia con 1,8 GW y Polonia con 1,5 GW. En contraste, Alemania registró la mayor caída interanual entre los principales mercados. Iberdrola volvió a asegurarse la posición de mayor vendedor global, contratando 1.088 MW en 13 acuerdos, mientras que Amazon se mantuvo como el principal comprador corporativo, cerrando 711 MW en cinco acuerdos.

Previsiones para 2026

De cara a 2026, Pexapark anticipa que estas tendencias no solo continuarán, sino que se intensificarán. Los factores de captura seguirán deteriorándose en la mayoría de mercados europeos, especialmente en solar, ya que la entrada de nueva capacidad renovable seguirá superando el despliegue efectivo de almacenamiento y flexibilidad.

Esto implica que el valor intrínseco de los PPAs *pay-as-produced* será menor que en 2025. El informe prevé un descenso adicional del atractivo de los PPAs tradicionales y sin gestión de perfil, especialmente en mercados maduros como Alemania o España.



Parque eólico Vestas. eE

Los precios negativos aumentarán en frecuencia e intensidad, consolidándose como una variable estructural que condicionará tanto los ingresos de los proyectos como la estructura de los contratos. En 2026, el debate ya no será si hay precios negativos, sino quién asume el riesgo y cómo se gestiona.

Uno de los mensajes más claros del informe es que 2026 será el año de las *utilities*. En 2025, su volumen de *offtake* en PPAs creció más de un 200% interanual y en 2026 reforzarán su papel como intermediarios naturales del sistema: gestores de balance, optimizadores de carteras y contrapartes clave en contratos complejos.

Este protagonismo está ligado al auge de la flexibilidad. Tras cerrar 2025 con unos 6,5 GW contratados en acuerdos ligados a baterías y flexibilidad, la plataforma Pexapark espera que en 2026 se superen los 10 GW en Europa. Alemania e Italia liderarán este crecimiento, pero España, Polonia y el sudeste europeo ganarán peso como mercados emergentes.



La flexibilidad se consolida así como el principal destino del capital y como el complemento imprescindible de los PPAs en el nuevo sistema eléctrico. Para los compradores corporativos, 2026 marcará una clara bifurcación. Un grupo reducido de grandes consumidores –especialmente tecnológicas y centros de datos– avanzará hacia modelos de energía limpia 24/7, con carteras multitecnología y apoyo de *utilities*. El resto del mercado mantendrá una actitud más prudente, condicionado por la complejidad contractual y la incertidumbre sobre el valor futuro de la energía.

La conclusión de Pexapark es clara: el PPA no desaparece, pero deja de ser un producto estandarizado. En 2026, el valor ya no estará en firmar energía renovable a precio fijo, sino en gestionar perfil, volatilidad y flexibilidad. En un sistema dominado por las renovables, solo los actores capaces de integrar estos elementos podrán cerrar acuerdos de forma consistente.

Los expertos consultados por *elEconomista Energía* ratifican todos estos datos. Cristina Corchero, CTI-CISO en Bamboo Energy Platform, afirma que, en 2025, “hemos visto un giro clarísimo en el mercado. Los PPA solares tradicionales han dejado de encajar por la caída estructural de precios y la profundización de la curva de pato. Esto ha generado dudas sobre su viabilidad a largo plazo y ha impulsado a todo el sector -grandes energéticas incluidas- a migrar hacia modelos híbridos con baterías. En España y Portugal el interés se ha disparado y ya está en todas las mesas de negociación”.

Según Corchero, “la solución pasa por el almacenamiento. Solo cuando podamos desplazar la energía solar del mediodía a las horas punta, el modelo volverá a ser sostenible. Otros países europeos van

más avanzados en mecanismos de mercado y servicios de red, pero la tendencia es global. Para 2026 no esperamos un cambio brusco: la estructura de precios ya es estructural y el reto es acelerar la inversión en baterías y nuevos productos que sustituyan o complementen al PPA clásico”.

Desde la perspectiva de las Empresas de Servicios Energéticos (ESEs), Agustín Villar, director de Regulación y Formación de ANESE, señala que, según los datos del Observatorio de Eficiencia Energética -que la asociación elabora anualmente-, “el apetito de las ESEs por el uso de PPAs ha venido disminuyendo en los últimos años, en parte debido a una menor actividad en proyectos de autoconsumo fotovoltaico y a una menor volatilidad de los precios del mercado eléctrico en relación a años anteriores”.

Asimismo, explica que “los PPAs que se están firmando presentan plazos más acotados”, a la vez que refrenda que la alta penetración de producción solar y la proliferación de horas con precios negativos ha restado atractivo a este tipo de contratos y que, como respuesta, “empiezan a aparecer estructuras contractuales híbridadas, que combinan solar, eólica y almacenamiento, mucho más adaptadas al perfil horario del consumidor”.

En cuanto a los precios, Villar indica que los niveles actuales, por debajo de los 35 €/MWh, “dificultan la rentabilidad de nuevas plantas y han llevado a introducir cláusulas específicas para mitigar el impacto de los precios negativos”. Aun así, subraya que “el stock de PPAs en España sigue siendo elevado en comparación con otros países europeos y esta figura continuará siendo relevante, aunque de forma cada vez más sofisticada y probablemente vinculada a la posibilidad de introducir almacenamiento”.



Planta solar Payita 1 de Ecoener. eE