



La renovables buscan fórmulas para gestionar sus ingresos

El mercado europeo de los contratos bilaterales de compraventa de energía renovable ha dejado atrás definitivamente la etapa de exuberancia. Los datos de 2025 confirman algo que el sector intuía desde hace tiempo: el PPA ya no es una solución universal ni un producto estandarizado capaz de sostener por sí solo el crecimiento renovable en sistemas eléctricos cada vez más saturados. La transición energética entra en una fase más adulta, más compleja y también más exigente desde el punto de vista económico y técnico.

La caída del volumen contratado y del número de acuerdos no debe interpretarse como un fracaso del modelo, sino como una señal de ajuste. La elevada penetración de renovables, especialmente de solar fotovoltaica, ha erosionado de forma estructural el valor de la energía producida en las horas centrales del día. Los factores de captura en mercados clave como España y Alemania se han deteriorado hasta niveles impensables hace apenas tres años, revelando una realidad incómoda: producir más energía limpia no garantiza mayores ingresos si el sistema no es capaz de absorberla y valorarla adecuadamente.

■ España mantiene su liderazgo en los contratos bilaterales a largo plazo pero sufre las tensiones del mercado

El llamado “*Big Repricing*” que identifica Pexapark no es una anomalía coyuntural, sino la consecuencia de un sistema eléctrico que ha avanzado más rápido en generación que en flexibilidad. Los precios negativos, lejos de ser una rareza, se han consolidado como un elemento estructural que obliga a replantear el reparto de riesgos entre promotores y compradores. El PPA *pay-as-produced*, tal y como se ha conocido hasta ahora, muestra límites evidentes.

■ En este contexto, España mantiene su liderazgo en volumen, pero no es ajena a estas tensiones. El elevado stock de PPAs firmados convive con una creciente dificultad para cerrar nuevos acuerdos en condiciones que satisfagan a ambas partes. Los precios por debajo de los 35 euros por megavatio hora son difíciles de sostener para nuevos proyectos sin introducir mecanismos adicionales de gestión del perfil horario o mitigación del riesgo de precios negativos. La experiencia española ilustra bien el dilema europeo: éxito en despliegue renovable, pero fragilidad en la monetización.

Las previsiones para 2026 apuntan a una intensificación de estas dinámicas. La entrada de nueva capacidad renovable seguirá superando al despliegue efectivo de almacenamiento, redes y herramientas de flexibilidad. La capacidad de las eléctricas para gestionar balance, optimizar carteras y estructurar contratos complejos las sitúa como intermediarios naturales en un sistema eléctrico dominado por la volatilidad y la asimetría horaria de precios. La flexibilidad emerge así como el verdadero eje sobre el que girará el mercado.