

Gestión del riesgo del precio fotovoltaico: de opción a necesidad

- La caída del precio capturado y las barreras operativas evidencian la urgencia de definir políticas de riesgo y habilitar cierres ágiles para proteger la rentabilidad de los activos.



Gestión del riesgo del precio fotovoltaico: de opción a necesidad

<https://elperiodicodelaenergia.com/gestion-del-riesgo-del-precio-fotovoltaico-de-opcion-a-necesidad/>

Germán Palomo

Miércoles, 11 marzo 2026

Desde hace varias semanas, distintos medios vienen alertando sobre el deterioro de la situación financiera de algunos fondos de inversión con exposición a activos fotovoltaicos. Los datos de mercado respaldan esa preocupación: desde la última semana de enero, el precio capturado por la generación solar ha caído de niveles próximos a 80 €/MWh hasta alrededor de 15 €/MWh y, ya en febrero, el promedio capturado se ha reducido hasta situarse en el entorno de 2 €/MWh, un nivel excepcionalmente bajo que tensiona de forma significativa los ingresos y la viabilidad económica de determinadas carteras.

La combinación de un mayor aporte de generación eólica y la necesidad de turbinación de las centrales hidráulicas (derivada de la gestión de unas reservas hidroeléctricas elevadas), ha incrementado la oferta en el mercado mayorista, presionando a la baja tanto el precio base del pool como el precio capturado por la generación fotovoltaica.

Respuestas

¿Se trataba de una situación imprevisible? ¿Podía haberse evitado? Desde hace años, mantengo a diario conversaciones con fondos propietarios de generación y con clientes industriales precisamente para gestionar este tipo de riesgos. En ese intercambio recurrente, se repiten argumentos y justificaciones de lo más variado:

“Con este precio no cubro el presupuesto, prefiero arriesgarme e ir a pool”

“¿Cómo me voy a cerrar febrero a este precio, si el año pasado salió el doble?”

“A este precio el recorrido bajista del precio ya es muy pequeño”

o razones menos convincentes como:

“El precio es suficientemente bueno, pero para cerrar un volumen tan pequeño no merece la pena gastar tiempo”

“Con este precio no llego a conseguir el performance de mi equipo, avísame cuando el precio este en 30 €/MWh”

“Hacer estas operaciones financieras contablemente es un lio, prefiero no meterme en jaleos con el equipo financiero”.

“Cerrar un ISDA es demasiado difícil, en mi casa no me van a dejar”

Operaciones reales

Para contextualizar el impacto y ayudar al lector a entender el tipo de operaciones vamos a enumerar algunas operaciones reales y representativas que hemos observado en perfiles fotovoltaicos durante el último trimestre:

En diciembre de 2025 se podría haber cerrado Calendar 2026 a 27,5 €/MWh

A mediados de enero de 2026 se podría haber conseguido un precio fotovoltaico para febrero de 35 €/MWh y un precio de marzo de 19 €/MWh

Durante diciembre se podría conseguir un Q2-26 de 12 €/MWh

A lo largo de 2025 se podría conseguir una Opción PUT (un suelo) a 30 €/MWh con una prima de 4 €/MWh

A la luz de los niveles actuales, resulta evidente que aquellos precios eran muy competitivos y, en muchos casos, habrían permitido apuntalar (e incluso asegurar) la rentabilidad de numerosas carteras. La pregunta, por tanto, es por qué, de forma generalizada, muchos fondos siguen sin adoptar una gestión activa del riesgo de precio: ¿qué incentivos desalineados, limitaciones internas o barreras operativas explican que este tipo de operaciones no se ejecute con mayor frecuencia?

Estrategia de riesgo

El principal motivo es, sencillamente, la ausencia de una política de riesgo formalizada. Y, en segundo lugar, incluso cuando dicha política existe y la decisión de cobertura está tomada, muchas organizaciones no cuentan con la preparación operativa y contractual necesaria para ejecutarla a tiempo. En la práctica, la negociación y firma de un ISDA o de un Acuerdo Marco (imprescindibles para formalizar cierres financieros en este tipo de operaciones) suele requerir más de tres meses. Si

el fondo o la IPP no tiene ese trabajo avanzado, la decisión llega tarde: por acertada que sea, no puede materializarse en una operación ejecutable.

Otro factor, no menos relevante, es la ausencia de una figura de gestión de riesgos con mandato y capacidad efectiva para decidir cierres en tiempo real. En muchos casos, la aprobación debe elevarse a un comité de inversión con periodicidad mensual, un marco de gobernanza que resulta incompatible con la dinámica del mercado. Como consecuencia, las ventanas de oportunidad se cierran antes de que la operación llegue siquiera a evaluarse con la profundidad necesaria.

Además, por mi experiencia y también por lo observado en las empresas en las que soy socio (OPTIMIZE ENERGY y QUANTRA ENERGY), en determinados entornos se instala una dinámica en la que, ocurra lo que ocurra, la operativa tiende a evaluarse en negativo. Si se cubre, por ejemplo, un 40% de la energía a 30 €/MWh y posteriormente el precio se sitúa en 35 €/MWh, se concluye que la decisión “salió mal” por haber fijado un precio inferior al ex post.

Si, por el contrario, el mercado termina en 25 €/MWh, no es infrecuente escuchar reproches del tipo: “¿Por qué no se cubrió mucho más volumen? Hemos perdido una buena oportunidad”. En este contexto, la función de cierre queda atrapada en un juicio retrospectivo, que penaliza la toma de decisiones y desincentiva la iniciativa: quien tiene el mandato de proponer coberturas acaba evitando plantearlas para no exponerse a una crítica sistemática.

En conjunto, la experiencia reciente refuerza una conclusión clara: los fondos y las IPP con exposición fotovoltaica no pueden seguir gestionando su cuenta de resultados como si el riesgo de precio fuese un elemento residual. La volatilidad y los episodios de precios capturados excepcionalmente bajos obligan a profesionalizar la gestión del riesgo mediante una política formal, con límites, objetivos y niveles de cobertura definidos, y con una gobernanza ágil que otorgue mandato a un responsable de riesgo para ejecutar cierres cuando el mercado lo permite.

Del mismo modo, es imprescindible anticipar la capacidad de ejecución y tener marcos contractuales como ISDA/Acuerdo Marco, procesos internos y contrapartes, para que la decisión sea operativa y no llegue tarde. Adoptar esta disciplina no persigue “adivinar” el mercado, sino proteger la rentabilidad y la bancabilidad de los activos, estabilizar flujos de caja y evitar que la ausencia de cobertura convierta episodios coyunturales en un deterioro estructural de valor.

Germán Palomo es socio de Quantra Energy.