

El lado oscuro de los precios negativos de la luz

5:20 Estimated

1119 Words

ES Language

poco después: el viernes, el sábado, el domingo, el lunes e incluso ayer mismo han tenido tramos de precios negativos por una mezcla de factores: la hidráulica, en máximos; el buen tono de la eólica y la fotovoltaica; y algo de efecto contagio del resto de Europa: muchas de las horas en negativo en la península Ibérica han coincidido, también, con valores por debajo de cero en Francia, Bélgica, Países Bajos e incluso Alemania.

Tras la racha de récords históricos de la crisis energética, que llevó la factura de la luz a cotas inimaginables, llega el reverso: precios cero y negativos en varios tramos de la jornada. Un alivio para los más de ocho millones de consumidores que optan por la tarifa regulada y para quienes tienen un contrato indexado al mercado mayorista, pero también un motivo de preocupación en el sector. Los temores se han disparado: de prolongarse, estos valores mínimos en el mercado mayorista terminarán por desincentivar la inversión en proyectos renovables para completar la transición energética.

“Tanto en marzo como en los primeros días de abril, los ingresos medios de las centrales fotovoltaicas están siendo inferiores a sus costes medios. Estos precios van a ralentizar la inversión. Y sin inversión no se podrá completar la transición energética”, sintetiza [Natalia Fabra](#), catedrática de la Universidad Carlos III de Madrid. La académica, una de las mayores expertas españolas en economía de la energía, que llama a reabrir el debate sobre si el actual sistema marginalista es la mejor forma de fijar el precio de la luz. Algo que solo puede cambiarse en la esfera europea.

Los productores de energía fotovoltaica capturaron 10 euros por megavatio hora (MWh) inyectado a la red, frente a los entre 30 y 40 euros que necesitan para empezar a ser rentables, según los datos de [Javier Revuelta](#), analista sénior de la consultora Afry. La eólica, calcula, se embolsó 14 euros por MWh, lejos de los entre 40 y 50 que requiere. “Es verdad que estamos hablando de un mes, que lo que importa es el año entero y que a partir de junio esas cifras subirán sustancialmente... Pero hay una cosa clara: los productores ya saben que van a cobrar muy poco durante buena parte del año, sobre todo en primavera”.

Como Fabra, Revuelta ve “anecdóticos” los primeros precios negativos en el mercado eléctrico español. “El problema de verdad es que cada vez hay más horas a precio cero o muy bajo y que la demanda no termina de despegar”, apunta al tiempo que pide celeridad al Gobierno: “Hasta que el Gobierno no encuentre la manera de hacer económicamente viable el almacenamiento, el problema seguirá ahí. Es urgente”. Tanto las centrales de bombeo como las baterías están llamadas a jugar un papel estabilizador: reduciendo los vertidos (desperdicios) de energía libre de emisiones en las horas centrales del día, en las que la generación renovable y nuclear es mayor que la demanda, y aplanando la curva de precios.

España cuenta hoy con casi 31 gigavatios (GW) de potencia instalada eólica y casi 26 de solar fotovoltaica. Ambas cifras crecerán con fuerza en los próximos años: el PNIEC, la gran hoja de ruta energética del Gobierno calcula que la primera se duplicará de aquí a 2030, mientras que la segunda superará los 76 GW, prácticamente el triple que hoy. Este estirón se traducirá en precios aún más bajos: 28,5 euros por MWh de media, según esos mismos cálculos oficiales. Necesariamente, con muchas horas a precios cero. Es decir, una situación muy similar a la de este marzo y este abril, pero durante todo el año.

“Mientras no despegue la demanda, estos precios son una muy mala noticia tanto para los proyectos que están en fase de ejecución como para los que están en la fase final de toma de decisión. Es lógico que los promotores estén dudando, sobre todo en el caso de la fotovoltaica”, refrenda Christina Rentell, *lead expert* de Aurora Energy Research en España. “El otro peligro es que también se están empezando a trasladar al mercado de PPA, donde hace unos meses prácticamente ningún productor firmaba a 33 euros por megavatio hora y ahora ya no es así...”, apunta en referencia a los contratos bilaterales entre empresas generadoras y consumidoras de electricidad, que hasta ahora habían actuado como una suerte de refugio frente a la volatilidad. “Con estos precios, la incertidumbre es máxima. Y eso es lo peor que puede pasar para la inversión en renovables”.

Los precios cero llegan en un momento de especial zozobra en el sector renovable español, preocupado por la oposición social en algunas zonas, la proliferación de impuestos *ad hominem* en algunas comunidades y, sobre todo, un coste de capital que no ha dejado de crecer en los últimos años: quienes han tenido que levantar capital en los últimos meses, tras la brutal subida de tipos, han visto cómo los intereses reducían a mínimos su rentabilidad futura. A ese cóctel, que impacta particularmente en los actores de menor tamaño (los que menos músculo financiero tienen y los que esperan las primeras bajadas del Banco Central Europeo como agua de mayo), se suman ahora los precios bajos.

La fórmula elegida por muchos promotores para evitar daños mayores derivados de los precios bajos en el mercado mayorista ha sido la de firmar contratos bilaterales de suministro a largo plazo (conocidos como PPA en la jerga energética). Aunque suelen conllevar una prima negativa sobre el mercado de futuros — sobre todo si se firmaron en 2022 y principios de 2023—, este tipo de contratos aseguran una rentabilidad razonable durante muchos años, reduciendo la incertidumbre.

Consciente de esta cara b de estos valores mínimos de la electricidad —“necesitamos inversiones sostenidas en el tiempo y, obviamente, si los precios cero se reproducen demasiado a menudo, trastocan los planes de los promotores; hay que encontrar un punto de equilibrio”, reconocía hace unos días la vicepresidenta tercera del Gobierno, Teresa Ribera—, el Ejecutivo acaba de abrir a consulta pública una reforma de las subastas renovables, una alternativa para que los desarrolladores solares huyan del mercado mayorista, cada vez más deprimido.

Aunque los riesgos de estos precios mínimos sobre el interés inversor son “evidentes, porque los plazos de amortización se alargan mucho”, en palabras de Rafael Salas, catedrático de la Universidad Complutense, también hay puntos positivos. “Son un reclamo para la electrificación, sobre todo para el coche eléctrico:

la posibilidad de cargarlo a coste prácticamente cero para los usuarios que están en el mercado regulado o que tienen una tarifa indexada al mercado mayorista es muy tentadora”, sentencia al otro lado del teléfono. “También para la industria electrointensiva, que tiene más incentivos para instalarse en España. Y para las baterías, porque cuando pase esta racha, las diferencias entre las horas más caras y más baratas del día irán a más”.