

AleaSoft: El descenso de la eólica impulsó los precios de los mercados europeos a inicios de junio

En la primera semana de junio, los precios de la mayoría de mercados europeos aumentaron, impulsados por la caída de la producción eólica. En Alemania se registró el precio horario más alto desde noviembre. Aun así, se registraron precios negativos en algunas horas en la mayoría de mercados. La fotovoltaica registró récords para un mes de junio en varios mercados. Los futuros de gas TTF el 3 de junio alcanzaron el precio más alto desde diciembre. No obstante, el promedio semanal bajó, así como el del CO2

Producción solar fotovoltaica y termoeléctrica y producción eólica

En la primera semana de junio, la producción solar aumentó respecto a la semana anterior en los mercados de Alemania, Francia e Italia, un 37%, 32% y 9,6%, respectivamente. Sin embargo, en la península ibérica se registraron descensos, del 22% en Portugal y del 12% en España. En el caso de España, la producción solar incluye a la solar fotovoltaica y la solar termoeléctrica.

A pesar de que en España la producción semanal descendió, el 4 de junio la energía fotovoltaica registró la tercera producción más alta de la historia en este mercado, de 187 GWh. En el caso de Alemania, Italia y Portugal, durante la primera semana del mes se alcanzó la producción diaria más alta para un mes de junio de la historia. En Alemania e Italia esto sucedió el 6 de junio, con 362 GWh y 128 GWh, respectivamente. En Portugal este hito se alcanzó el 3 de junio, con 20 GWh producidos con esta tecnología.

Según las previsiones de producción solar de AleaSoft Energy Forecasting para Alemania, España e Italia, se espera que en la segunda semana de junio la producción solar sea inferior a la de la primera semana del mes.

En la semana del 3 de junio, la producción eólica disminuyó de forma generalizada en los principales mercados eléctricos europeos en comparación con la semana anterior. Los mayores descensos se registraron en Francia, Portugal e Italia, cuyas caídas fueron del 58%, 55% y 35% en cada caso. Alemania y España registraron menores retrocesos, que fueron del 5,0% y 20%, respectivamente.

En la semana del 10 de junio, según las previsiones de producción eólica de AleaSoft Energy Forecasting, la producción con esta tecnología se recuperará en la mayoría de los mercados analizados, aunque en España se espera que vuelva a descender respecto a la semana anterior.

Demanda eléctrica

En la primera semana de junio, la demanda eléctrica disminuyó en gran parte de los principales mercados eléctricos europeos en comparación con la última semana de mayo. Los descensos estuvieron entre el 0,3% de Italia y el 5,6% de los Países Bajos. Los mercados en los que la demanda aumentó fueron Portugal, un 8,7%, Alemania, un 4,1% y España, un 2,1%. En Portugal y Alemania los

ascensos estuvieron favorecidos por la recuperación de la demanda tras la celebración del Corpus Christi el día 30 de mayo.

Durante la semana, las temperaturas medias aumentaron respecto a la semana anterior en los mercados situados más hacia el sur. Los incrementos estuvieron entre los 0,4 °C de Portugal y los 1,8 °C de Francia e Italia. En el resto de los principales mercados eléctricos europeos, las temperaturas medias bajaron, entre 0,3 °C en Alemania y 1,5 °C en los Países Bajos.

Según las previsiones de demanda de AleaSoft Energy Forecasting, en la semana del 10 de junio se espera que la demanda eléctrica aumente respecto a la semana anterior en Bélgica, Italia, Gran Bretaña y Portugal, y que baje en España, Alemania, Francia y los Países Bajos.

Mercados eléctricos europeos

En la primera semana de junio, los precios de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos aumentaron respecto a la semana anterior. Las excepciones fueron el mercado Nord Pool de los países nórdicos y el mercado N2EX del Reino Unido, con descensos del 1,2% y el 16%, respectivamente. En cambio, el mercado MIBEL de España y Portugal alcanzó las mayores subidas porcentuales de precios, del 261% y el 269%, respectivamente. Le siguió el mercado EPEX SPOT de Francia, con un incremento del 128%. En el resto de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting, los precios subieron entre el 4,3% del mercado EPEX SPOT de los Países Bajos y el 16% del mercado EPEX SPOT de Bélgica.

En la primera semana de junio, los promedios semanales superaron los 65 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos analizados. Las excepciones fueron los mercados nórdico y francés, con promedios de 27,26 €/MWh y 36,86 €/MWh, respectivamente. En cambio, el mercado IPEX de Italia registró el mayor promedio semanal, de 107,73 €/MWh. En el resto de los mercados analizados, los precios estuvieron entre los 65,90 €/MWh del mercado belga y los 78,40 €/MWh del mercado alemán.

Por lo que respecta a los precios horarios, a pesar de las subidas en los precios promedio semanales, la mayoría de los mercados europeos analizados registraron precios negativos el domingo, 9 de junio, un día con menor demanda y una mayor producción eólica en algunos casos. La excepción fue el mercado italiano, que continuó sin precios negativos en la primera semana de junio. Los mercados alemán, belga, británico, neerlandés y nórdico también alcanzaron precios negativos el sábado, 8 de junio. En el caso del mercado francés, además de durante el fin de semana, hubo precios negativos los días 4 y 5 de junio. El mercado belga registró el precio horario más bajo de la primera semana de junio, de 58,97 €/MWh, el domingo, 9 de junio, de 13:00 a 14:00.

Por otra parte, los días 3 y 4 de junio, de 20:00 a 21:00, el mercado alemán alcanzó precios por encima de 200 €/MWh. El precio del martes, 4 de junio, en esa hora, de 235,52 €/MWh, fue el más alto desde finales de noviembre de 2023 en este mercado.

Durante la semana del 3 de junio, el descenso generalizado de la producción eólica ejerció su influencia al alza sobre los precios de los mercados eléctricos europeos. Además, la demanda

aumentó en algunos mercados como el alemán, el español o el portugués. La caída de la producción solar en la península ibérica también contribuyó a la subida de los precios en el mercado MIBEL.

Las previsiones de precios de AleaSoft Energy Forecasting indican que los precios de la mayoría de los mercados eléctricos europeos analizados podrían bajar en la segunda semana de junio, influenciados por el incremento de la producción eólica en la mayoría de los mercados y el descenso de la demanda en algunos casos.

Brent, combustibles y CO₂

En las primeras sesiones de la primera semana de junio, los precios de los futuros de petróleo Brent para el Front?Month en el mercado ICE continuaron la tendencia descendente de la semana anterior. Como consecuencia, el martes, 4 de junio, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 77,52 \$/bbl. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue el más bajo desde el 3 de febrero. Sin embargo, el miércoles los precios empezaron a recuperarse y el jueves, 6 de junio, los futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 79,87 \$/bbl. Tras un ligero retroceso del 0,3%, el viernes, 7 de junio, el precio de cierre fue de 79,62 \$/bbl, un 2,5% menor al del viernes anterior. El promedio semanal de los precios de cierre fue un 5,0% menor que el de la semana del 27 de mayo.

En la primera semana de junio, la preocupación por la demanda continuó ejerciendo su influencia a la baja sobre los precios de los futuros de petróleo Brent. A pesar del acuerdo de la OPEP+ para mantener sus recortes de producción hasta finales de 2025, la abundancia en la oferta mantuvo los precios por debajo de 80 \$/bbl en la primera semana de junio.

En cuanto a los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el Front?Month, el lunes, 3 de junio, alcanzaron el precio de cierre máximo semanal, de 36,01 €/MWh. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue el más alto desde el 12 de diciembre de 2023. Posteriormente, los precios iniciaron una tendencia descendente. Como consecuencia, el viernes, 7 de junio, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 33,11 €/MWh.

La interrupción en el suministro desde una planta noruega propició el incremento de los precios al inicio de la primera semana de junio. Sin embargo, el restablecimiento del suministro contribuyó al descenso intersemanal de los precios, que fue de un 1,2%.

Por lo que respecta a los futuros de derechos de emisión de CO₂ en el mercado EEX para el contrato de referencia de diciembre de 2024, el lunes, 3 de junio, alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 74,57 €/t. Sin embargo, en la mayoría de las sesiones de la primera semana de junio, estos futuros registraron descensos de precios. El viernes, 7 de junio, registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 71,39 €/t. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue un 3,7% menor al del viernes anterior y el más bajo desde el 18 de mayo. El descenso del promedio semanal de los precios de cierre respecto a la semana anterior fue del 3,2%.

Análisis de AleaSoft Energy Forecasting sobre las perspectivas de los mercados de energía en Europa

y la financiación de proyectos renovables

El jueves, 13 de junio, AleaSoft Energy Forecasting y AleaGreen celebrarán el webinar número 45 de su serie de webinars mensuales. Este webinar analizará la evolución de los mercados de energía europeos y las perspectivas en la segunda mitad de 2024, las oportunidades de crecimiento del sector renovable, los retos regulatorios y de diseño del mercado mayorista y la actualidad del mercado de PPA en España. En esta ocasión, el webinar contará con la participación de ponentes de Engie Spain, por sexta vez en la serie de webinars mensuales.

Datos de contacto:

Alejandro Delgado

AleaSoft Energy Forecasting

900 10 21 61

Nota de prensa publicada en: [Barcelona](#)

Categorías: [Internacional](#) [Nacional](#) [Sector Energético](#)

NotasdePrensa

<https://www.notasdeprensa.es>