

La ola de calor dispara los precios en los mercados eléctricos europeos

- El aumento de la demanda, en un contexto de temperaturas más altas, la menor producción eólica y la subida de los futuros de CO2 favorecieron esta tendencia.



La ola de calor dispara los precios en los mercados eléctricos europeos

<https://elperiodicodelaenergia.com/la-ola-de-calor-dispara-los-precios-en-los-mercados-electricos-europeos/>

Aleasoft Energy Forecasting

Martes, 23 junio 2026

En la tercera semana de junio, los precios aumentaron en la mayoría de los mercados eléctricos europeos, situándose por encima de los 80 €/MWh. El aumento de la demanda, en un contexto de temperaturas más altas, la menor producción eólica y la subida de los futuros de CO2 favorecieron esta tendencia. El acuerdo entre Estados Unidos e Irán presionó a la baja los futuros de Brent y gas TTF. Francia y Portugal registraron máximos históricos de producción solar fotovoltaica, mientras España e Italia alcanzaron récords para un día de junio.

Producción solar fotovoltaica

En la semana del 15 de junio, la **producción solar fotovoltaica** aumentó en los principales mercados europeos respecto a la semana anterior. El mercado alemán registró el mayor incremento, del 34%, seguido por el mercado francés, con una subida del 33%. El mercado italiano registró el menor aumento, del 5,2%, mientras que los mercados portugués y español registraron incrementos del 10% y el 13%, respectivamente. Francia, Portugal e Italia acumularon su segunda semana consecutiva de crecimientos, mientras que Alemania y España revirtieron la tendencia a la baja de las dos semanas anteriores.

Durante la semana, varios mercados analizados alcanzaron récords de producción solar fotovoltaica. Los mercados francés y portugués registraron sus máximos históricos de producción solar fotovoltaica, con 183 GWh en Francia el lunes 15 de junio y 34 GWh en Portugal el viernes 19 de

junio. Por su parte, los mercados español e italiano registraron el 18 de junio sus mayores producciones con esta tecnología para un día de junio, con 251 GWh y 161 GWh, respectivamente.

Para la semana del 22 de junio, las previsiones de producción solar de **AleaSoft Energy Forecasting** apuntan a aumentos en los mercados italiano y alemán. En cambio, la producción solar disminuirá en el mercado español.

Producción eólica

En la tercera semana de junio, la **producción eólica** disminuyó en los principales mercados eléctricos europeos respecto a la semana anterior. El mercado portugués registró la mayor bajada, del 62%, seguido por el mercado francés, con una disminución del 50%. Ambos mercados acumularon su segunda semana consecutiva de descensos. Los mercados español, italiano y alemán registraron caídas del 33%, el 43% y el 49%, respectivamente. España e Italia revirtieron la tendencia al alza de las dos semanas anteriores, mientras que Alemania la revirtió tras tres semanas de aumentos.

Durante la semana, varios mercados europeos registraron mínimos de producción eólica para un día de junio. Los mercados español e italiano registraron sus producciones eólicas más bajas para un día de junio de los últimos tres años, con 43 GWh en España el 16 de junio y 13 GWh en Italia el 21 de junio. Por su parte, el mercado francés alcanzó el 17 de junio su menor producción con esta tecnología para un día de junio desde 2021, con 27 GWh.

Para la cuarta semana de junio, las previsiones de producción eólica de **AleaSoft Energy Forecasting** apuntan a aumentos en los mercados de Portugal, Francia, España e Italia. En cambio, el mercado alemán registrará una menor producción eólica.

Demanda eléctrica

En la tercera semana de junio, la **demanda eléctrica** aumentó en los mercados eléctricos europeos analizados respecto a la semana anterior. El mercado italiano registró el mayor incremento, del 12%, mientras que el mercado alemán presentó la menor subida, del 1,2%. Los mercados belga, portugués, británico, francés y español registraron incrementos de entre el 3,8% de Bélgica y el 8,2% de España. Los mercados de Alemania, Francia, Portugal, Italia y Bélgica acumularon su segunda semana consecutiva de crecimientos, mientras que el mercado español encadenó su quinta semana al alza.

Durante la semana, las **temperaturas medias** aumentaron en todos los mercados analizados. Bélgica registró el mayor incremento, de 7,4°C, mientras que Portugal registró el menor, de 2,1°C. En España, Italia, Gran Bretaña, Alemania y Francia, las temperaturas medias subieron entre los 2,8°C de España y los 6,3°C de Francia.

Para la cuarta semana de junio, las previsiones de demanda de **AleaSoft Energy Forecasting** indican subidas en los principales mercados eléctricos europeos analizados.

Mercados eléctricos europeos

Los precios diarios de la mayoría de los mercados europeos se mantuvieron en valores más elevados que los de la semana previa. Como resultado, en la tercera semana de junio, el precio

promedio semanal aumentó respecto a la semana anterior en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. La excepción fue el mercado nórdico, que registró un descenso de precios del 12%. En cambio, los mercados español, portugués y francés alcanzaron las mayores subidas porcentuales de precios, del 83%, el 88% y el 217%, respectivamente. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios subieron entre el 3,7% del mercado italiano y el 30% del mercado belga.

En la semana del 15 de junio, los promedios semanales fueron superiores a 80 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. La excepción fue el mercado nórdico, cuyo promedio fue de 54,28 €/MWh. En cambio, el mercado italiano alcanzó el mayor promedio semanal, de 127,69 €/MWh. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios estuvieron entre los 83,13 €/MWh del mercado francés y los 118,99 €/MWh del mercado británico.

Por lo que respecta a los precios diarios, el mercado nórdico registró precios inferiores a 25 €/MWh durante el fin de semana de la tercera semana de junio. El día 21 de junio, este mercado alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 18,12 €/MWh. En el resto de los mercados, los precios diarios se mantuvieron por encima de 55 €/MWh durante la tercera semana de junio.

Por otra parte, los precios diarios superaron los 100 €/MWh en los mercados alemán, belga, británico, italiano y neerlandés durante algunas sesiones de la tercera semana de junio. El 18 de junio, el mercado neerlandés alcanzó el promedio diario más elevado de la semana entre los mercados analizados, de 143,63 €/MWh. Ese día, el mercado belga alcanzó un precio de 141,93 €/MWh, que fue su precio más alto desde el 11 de marzo. Esa semana los mercados de la península ibérica también alcanzaron sus valores más elevados desde el 12 de marzo. El mercado español registró su precio más elevado, de 98,30 €/MWh, el 16 de junio, mientras que el mercado portugués registró su mayor precio, de 98,70 €/MWh, el 17 de junio. Sin embargo, el 22 de junio, el precio fue todavía mayor, de 99,89 €/MWh en ambos casos, aunque continuó por debajo de los valores alcanzados el día 11 de marzo.

En la semana del 15 de junio, el incremento del precio semanal de los derechos de emisión de CO₂, así como el aumento de la demanda y el descenso de la producción eólica, ejercieron su influencia al alza sobre los precios de los mercados eléctricos europeos.

Las previsiones de precios de **AleaSoft Energy Forecasting** indican que, en la cuarta semana de junio, los precios continuarán aumentando en los mercados eléctricos europeos, influenciados por el incremento de la demanda. Además, en Alemania la producción eólica bajará, mientras que en España descenderá la producción solar. Los precios del gas también condicionarán la evolución de los precios en los mercados eléctricos europeos.

Brent, combustibles y CO₂

Los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, 83,17 \$/bbl, el lunes 15 de junio. Sin embargo, este precio ya fue un 4,8% menor al del viernes anterior. El martes 16 de junio, tras una caída del 5,1% respecto al lunes, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 78,96 \$/bbl. Según los datos analizados en

AleaSoft Energy Forecasting , este precio fue el más bajo desde el 3 de marzo. Posteriormente, los precios empezaron a recuperarse ligeramente. Como resultado, el viernes 19 de junio, el precio de cierre fue de 80,57 \$/bbl. Este precio todavía fue un 7,7% menor al del viernes anterior.

Durante la tercera semana de junio, los avances en las negociaciones de paz entre Estados Unidos e Irán, así como los pronósticos de la Agencia Internacional de la Energía sobre un exceso de oferta de crudo para 2027, ejercieron su influencia a la baja sobre los futuros de petróleo Brent, que registraron precios de cierre inferiores a 85 \$/bbl.

En cuanto a los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month, el lunes 15 de junio alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 42,51 €/MWh, que ya fue un 9,1% menor al de la última sesión de la semana anterior. Durante la semana, los precios registraron nuevos descensos. El jueves 18 de junio, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 40,52 €/MWh. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting** , este precio fue el más bajo desde 21 de abril. El viernes 19 de junio, hubo una subida del 3,9% respecto al jueves y el precio de cierre fue de 42,09 €/MWh. Sin embargo, este precio todavía fue un 10% menor al del viernes anterior.

Las expectativas de reapertura del estrecho de Ormuz tras el acuerdo provisional entre Estados Unidos e Irán ejercieron su influencia a la baja sobre los precios en la tercera semana de junio. Tras la entrada en vigor del acuerdo, los futuros de gas TTF alcanzaron su precio más bajo desde abril. Sin embargo, al final de la semana los precios se recuperaron ante las dudas sobre una rápida recuperación de los flujos, nuevas tensiones geopolíticas, previsiones de temperaturas elevadas en Europa y niveles de almacenamiento inferiores a los habituales.

Por lo que respecta a los precios de cierre de los futuros de **derechos de emisión de CO2** en el **mercado EEX** para el contrato de referencia de diciembre de 2026, durante la tercera semana de junio se situaron alrededor de 80 €/t. El día 17 de junio, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 79,78 €/t. En cambio, el viernes 19 de junio, alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 80,58 €/t. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting** , este precio fue un 4,4% mayor al del viernes anterior.

Análisis sobre las perspectivas de los mercados de energía en Europa

El jueves 18 de junio **AleaSoft Energy Forecasting** celebró la edición número 67 de su serie de webinars mensuales. En esta ocasión, participaron ponentes de ENGIE Spain, por séptima vez en la serie de webinars. Esta edición analizó la evolución reciente de los **mercados de energía** europeos y las perspectivas para la segunda mitad de 2026, las oportunidades y desafíos para el crecimiento del **sector renovable** , la situación actual y las tendencias del mercado de **PPA** en España, así como las perspectivas del **almacenamiento de energía** en **baterías** y de la **hibridación** con **fotovoltaica** .

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting** .