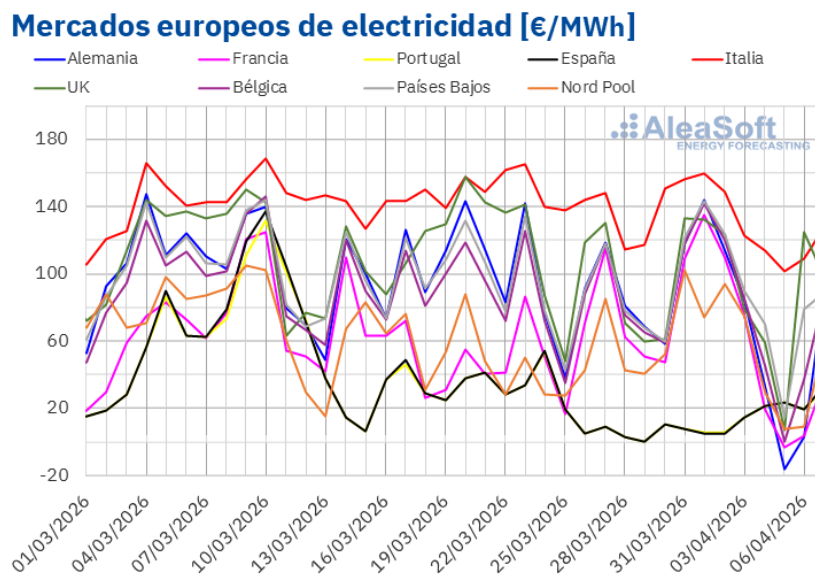




Los mercados eléctricos europeos registraron precios negativos y picos superiores a 100 €/MWh en la primera semana de...

- En la primera semana de abril, los precios promedio semanales de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos descendieron respecto a la semana anterior y se situaron, en su mayoría, por debajo de 85 €/MWh.



<https://www.pv-magazine.es/2026/04/07/los-mercados-electricos-europeos-registraron-precios-negativos-y-pic...>

Martes, 07 abril 2026

En la primera semana de abril, los precios promedio semanales de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos descendieron respecto a la semana anterior y se situaron, en su mayoría, por debajo de 85 €/MWh. La demanda bajó, la producción fotovoltaica aumentó en algunos mercados y la eólica descendió. Se registraron precios diarios bajos el 5 de abril en varios mercados europeos, incluso negativos en algunos casos, mientras al inicio de la semana varios mercados superaron los 100 €/MWh y el italiano los 150 €/MWh. Los futuros de Brent alcanzaron su nivel más alto desde junio de 2022.

Producción solar fotovoltaica y producción eólica

Durante la primera semana de abril, en comparación con la última de marzo, la producción solar fotovoltaica registró una evolución heterogénea en los principales mercados europeos. En términos generales, la generación mantuvo una tendencia estacional favorable, apoyada por el incremento de las horas de luz y de la irradiación solar. No obstante, los aumentos fueron contenidos, a pesar de que las temperaturas medias se incrementaron en torno a 2 °C. Por mercados, la producción fotovoltaica aumentó un 13% en Portugal, un 2,7% en Alemania y un 1,9% en España. En contraste, en Francia e Italia se observaron descensos del 14% y el 5,0%, respectivamente.

Las previsiones de producción solar de AleaSoft Energy Forecasting para la segunda semana de abril apuntan a un comportamiento desigual de esta tecnología. En Alemania e Italia, donde los niveles de producción de la semana previa fueron relativamente moderados, se espera un incremento significativo de la generación fotovoltaica. Por el contrario, en los mercados de la península ibérica, que registraron valores elevados durante la primera semana del mes, las previsiones señalan una posible corrección a la baja.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica y TERN.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica y TERN.

En cuanto a la producción eólica, en la primera semana de abril se registraron descensos generalizados en todos los mercados europeos analizados respecto a la semana anterior. Entre las caídas más acusadas destacaron las de Portugal, del 28%, e Italia, del 10%. Para la segunda semana de abril, las previsiones de producción eólica de AleaSoft Energy Forecasting indican nuevas caídas de la producción en Italia y Francia. En cambio, en Portugal se prevé una recuperación significativa, tras el descenso registrado en la semana anterior.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica y TERN.

Demanda eléctrica

En la primera semana de abril, la demanda eléctrica descendió en los principales mercados europeos respecto a la semana anterior. Los descensos más acusados se registraron en España, con una caída del 8,7%, en Portugal, con un 6,8%, y en Gran Bretaña, con un 6,7%. En Alemania la demanda bajó un 5,2%, mientras que en Italia y Francia los descensos fueron del 2,7% y del 1,0%, respectivamente. En Bélgica la variación fue prácticamente estable, con una caída del 0,2%.

Esta evolución estuvo favorecida por el ascenso generalizado de las temperaturas medias, que aumentaron entre 1,6 °C y 2,0 °C, y que redujo las necesidades de calefacción. A este factor meteorológico se sumó el efecto calendario asociado a los festividades de Semana Santa, que contribuyó a acentuar la reducción de la demanda.

Para la segunda semana de abril, las previsiones de demanda de AleaSoft Energy Forecasting apuntan a una evolución dispar de la demanda en Europa, en un contexto en el que las temperaturas medias seguirán aumentando en todos los mercados analizados. Los mayores incrementos térmicos se esperan en Francia, Italia y Bélgica. En este escenario, las previsiones indican descensos de la demanda en Francia, en Gran Bretaña, en los Países Bajos, en Bélgica y en Italia. En cambio, en Alemania, España y Portugal se prevé una recuperación de la demanda. En conjunto, además del efecto de las temperaturas, la distinta distribución de los festividades de Semana Santa entre una semana y otra seguirá condicionando la comparación intersemanal de la demanda.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica, TERN, National Grid y ELIA.

Mercados eléctricos europeos

En la primera semana de abril, los precios diarios de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos aumentaron hasta el 1 de abril, descendiendo después durante el resto de la semana. Como resultado, el precio promedio semanal descendió en la mayoría de los casos. Las excepciones fueron los mercados neerlandés, francés y nórdico, con incrementos del 1,9%, el 8,8% y el 37%, respectivamente. Los mercados portugués y español alcanzaron las mayores caídas porcentuales de precios, del 29% y el 30%, respectivamente. En el resto de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting, los precios bajaron entre el 1,4% del mercado italiano y el 13% del mercado alemán.

En la semana del 30 de marzo, los promedios semanales fueron inferiores a 85 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron los mercados neerlandés e italiano, cuyos promedios fueron de 88,83 €/MWh y 136,15 €/MWh, respectivamente. Los mercados español y portugués registraron los menores promedios semanales, de 12,44 €/MWh y 12,62 €/MWh, respectivamente. En el resto de los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting, los precios estuvieron entre los 61,97 €/MWh del mercado nórdico y los 84,95 €/MWh del mercado británico.

Por lo que respecta a los precios diarios, los mercados de la península ibérica registraron precios diarios inferiores a 25 €/MWh durante la primera semana de abril. Sin embargo, el mercado alemán alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de -16,34 €/MWh, el domingo 5 de abril. Este precio fue el más bajo desde el 3 de julio de 2023 en este mercado. El 5 de abril, los mercados francés y belga alcanzaron sus precios diarios más bajos desde el 12 de mayo de 2025, de -3,56 €/MWh y 0,05 €/MWh, respectivamente. El domingo, los mercados británico, nórdico y neerlandés registraron sus menores promedios diarios desde octubre de 2025, de 6,84 €/MWh, 7,61 €/MWh y 14,46 €/MWh, en cada caso.

En cambio, los precios diarios se mantuvieron por encima de 100 €/MWh en el mercado italiano durante la primera semana de abril, superando los 150 €/MWh los tres primeros días de la semana. Los mercados alemán, belga, británico, francés, neerlandés y nórdico también registraron precios superiores a 100 €/MWh en alguna sesión de esa semana. El día 1 de abril, el mercado italiano alcanzó el promedio diario más elevado de la semana entre los mercados analizados, de 159,99 €/MWh. Ese día, el mercado francés registró un precio de 134,70 €/MWh, el más alto de ese mercado desde el 18 de febrero de 2025.

En la semana del 30 de marzo, el descenso del precio semanal del gas en comparación con la semana anterior y la caída de la demanda ejercieron su influencia a la baja sobre los precios de los mercados eléctricos europeos. En la península ibérica y Alemania el incremento de la producción solar también contribuyó al descenso de los precios.

Las previsiones de precios de AleaSoft Energy Forecasting indican que, en la segunda semana de abril, en mercados como el alemán, donde la producción eólica y solar aumentarán, los precios podrían continuar bajando. Sin embargo, la evolución de los precios del gas continuará ejerciendo una importante influencia sobre los precios de los principales mercados eléctricos europeos. Por otra parte, la recuperación de la demanda, así como la caída de la producción eólica en la península

ibérica y de la producción solar en España, podrían favorecer el incremento de los precios en los mercados español y portugués.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de OMIE, RTE, Nord Pool y GME.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de petróleo Brent para el Front-Month en el mercado ICE, el martes 31 de marzo alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 118,35 \$/bbl. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue el más alto desde el 17 de junio de 2022. Tras una caída del 15% respecto al martes, el 1 de abril estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 101,16 \$/bbl. El jueves 2 de abril los precios se recuperaron hasta registrar un precio de cierre de 109,03 \$/bbl.

La evolución del conflicto en Oriente Medio continuó ejerciendo su influencia sobre los precios de los futuros de petróleo Brent en la primera semana de abril. La posibilidad de interrupciones en el suministro a través del Mar Rojo contribuyó a la subida registrada en la última sesión del mes de marzo. Las expectativas sobre la posible finalización del conflicto propiciaron el descenso de los precios el día 1 de abril. Sin embargo, las amenazas de un incremento de las operaciones militares estadounidenses en la región durante las próximas semanas favorecieron la recuperación de los precios en la última sesión de la semana.

En cuanto a los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el Front-Month, el lunes 30 de marzo alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 54,81 €/MWh. Posteriormente, los precios bajaron hasta el día 1 de abril. Ese día, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 47,51 €/MWh. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue el más bajo desde el 11 de marzo. En la última sesión de la semana, el jueves 2 de abril, el precio de cierre se recuperó, alcanzando un valor de 50,04 €/MWh. Sin embargo, este precio todavía fue un 7,6% menor al del viernes de la semana anterior.

En la primera semana de abril, las preocupaciones por el suministro y los bajos niveles de las reservas europeas continuaron ejerciendo su influencia al alza sobre los precios de los futuros de gas TTF. Sin embargo, las declaraciones del presidente estadounidense sobre la posible finalización del conflicto en Oriente Medio provocaron el descenso de los precios, que cerraron por debajo de 50 €/MWh el día 1 de abril. Los pronósticos de temperaturas más elevadas y mayor producción renovable contribuyeron al descenso de los precios en la primera semana de abril.

En el caso de 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, se mantuvieron por encima de 70 €/t durante la primera semana de abril. El día 1 de abril, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 74,65 €/t. Según los datos analizados en AleaSoft Energy Forecasting, este precio fue el más alto desde el 12 de febrero. Sin embargo, tras una caída del 4,0% respecto al día anterior, el jueves 2 de abril estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 71,70 €/t, un valor muy similar al de las últimas sesiones de la semana anterior.

Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ICE y EEX.

Por AleaSoft Energy Forecasting

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content