

Más eólica y menor demanda reducen los precios de los mercados eléctricos europeos en la cuarta semana de julio

 elperiodicodelaenergia.com/mas-eolica-y-menor-demanda-reducen-los-precios-de-los-mercados-electricos-europeos-en-la-cuarta-semana-de-julio

Aleasoft Energy Forecasting

July 27, 2026

[Ningún comentario](#)

En la cuarta semana de julio, los precios semanales descendieron en la mayoría de los mercados eléctricos europeos, aunque superaron los 105 €/MWh en la mayoría. El aumento de la producción eólica y el descenso de la demanda favorecieron esta tendencia. Italia y Gran Bretaña fueron las excepciones; en Italia, mucho más expuesta a los precios del gas, la subida del TTF impulsó los precios. Los futuros de Brent y gas TTF repuntaron por el conflicto en Oriente Medio, mientras Italia registró un récord diario de producción eólica en julio.

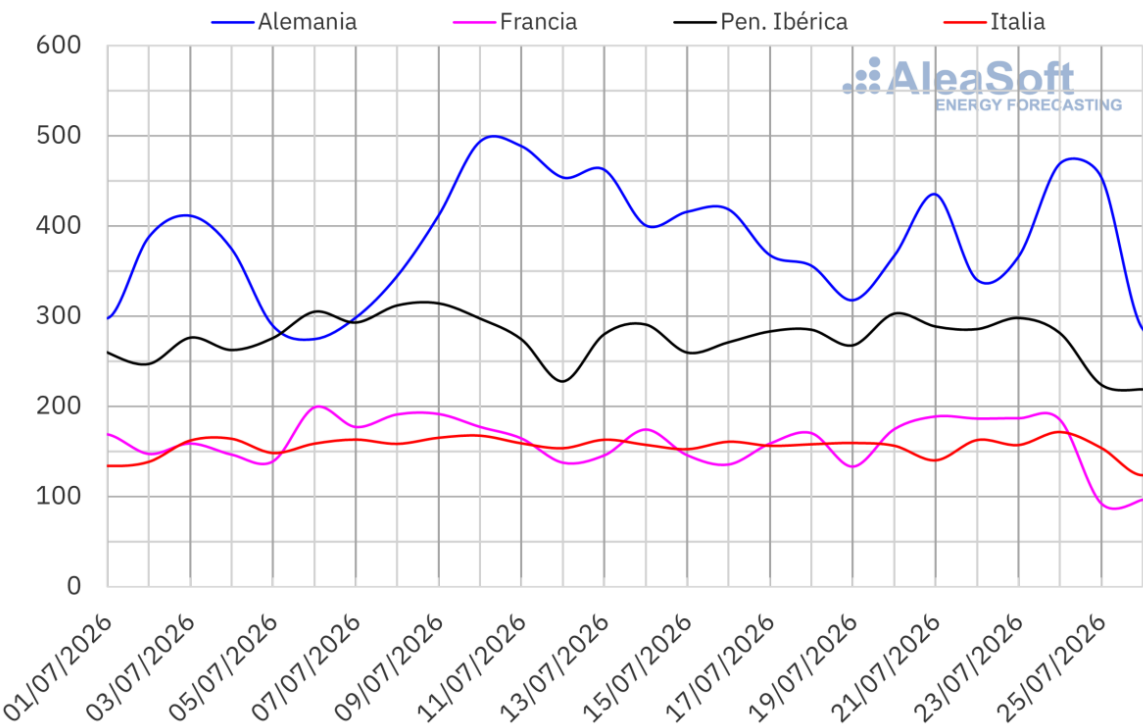
Producción solar fotovoltaica

En la semana del 20 de julio, la **producción solar fotovoltaica** disminuyó en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos respecto a la semana anterior. Portugal registró el mayor descenso, del 9,4%, seguido por Italia, con un 3,8%, y España, con un 1,8%. En Alemania la producción se mantuvo prácticamente estable, con una caída del 0,8%. Francia fue el único mercado analizado con un incremento, del 4,4%, y encadenó su segunda semana consecutiva al alza.

El 24 de julio, Italia alcanzó su máximo histórico de producción eólica para un día de julio, con 171 GWh.

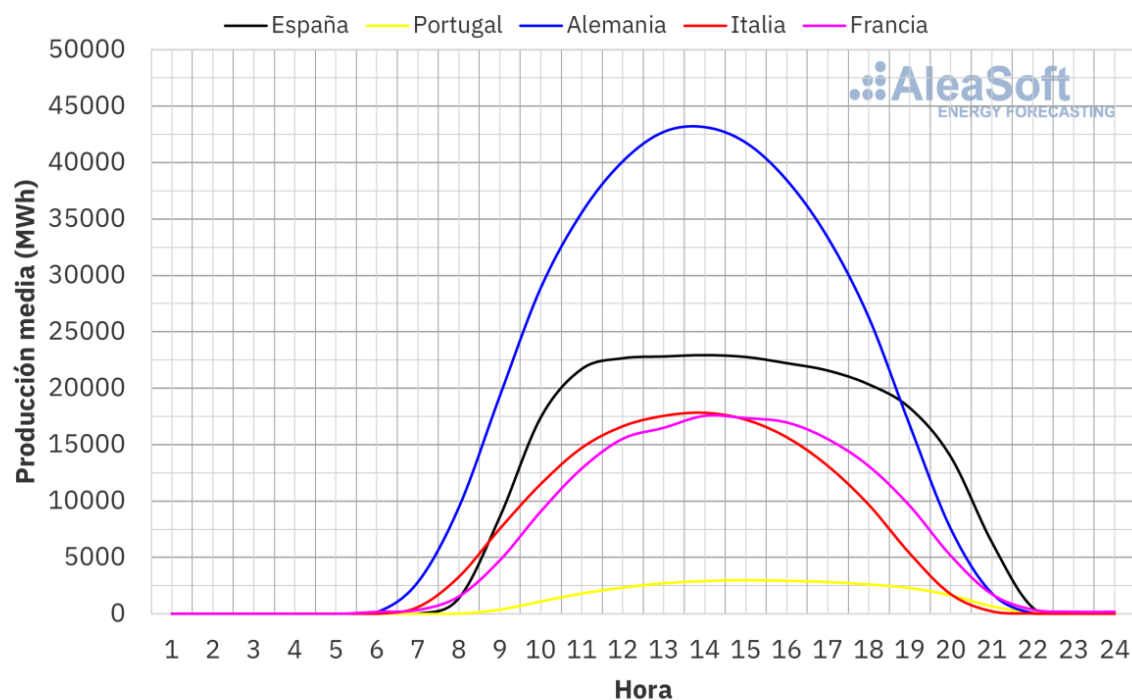
Para la semana del 27 de julio, las [previsiones de producción solar](#) de **AleaSoft Energy Forecasting** apuntan a un aumento en los mercados de España e Italia. En cambio, la producción solar fotovoltaica descenderá en el mercado alemán.

Producción solar fotovoltaica europea [GWh]



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

Producción fotovoltaica 20/07/2026 - 26/07/2026



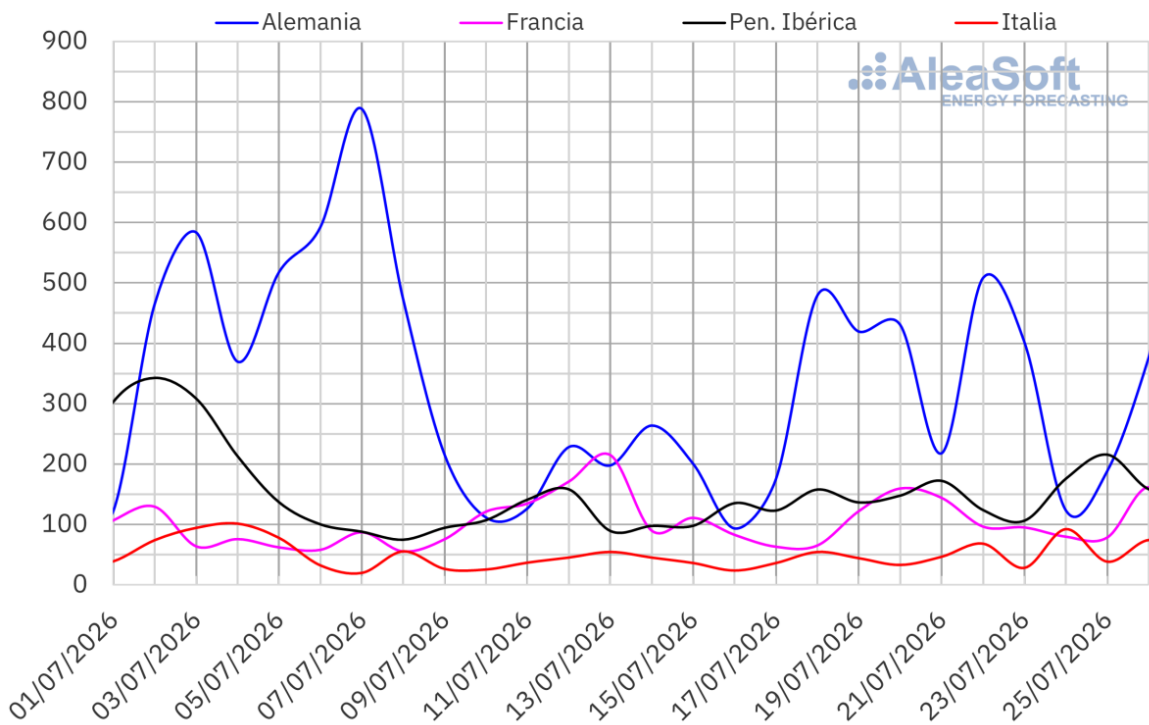
Fuente: Elaborado por AleaSoft Energy Forecasting con datos de ENTSO-E, RTE, REN, Red Eléctrica y TERNA.

Producción eólica

En la cuarta semana de julio, la **producción eólica** aumentó en todos los principales mercados eléctricos europeos respecto a la semana anterior. Portugal registró el mayor incremento, del 43%, seguido por España, con un 30%, e Italia, con un 29%. En Alemania la producción eólica creció un 23% y en Francia, un 8,9%, el menor aumento entre los mercados analizados.

Para la semana del 27 de julio, las [previsiones de producción eólica](#) de **AleaSoft Energy Forecasting** apuntan a descensos en los mercados de Alemania, Francia, Italia y España. En cambio, la producción eólica aumentará en Portugal.

Producción eólica europea [GWh]



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

Demanda eléctrica

En la cuarta semana de julio, la **demanda eléctrica** descendió en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos respecto a la semana anterior. Bélgica registró el mayor descenso, del 11%, seguida por Italia, con un 7,0%, y Francia, con un 5,2%. En Alemania la demanda disminuyó un 4,2% y en España, un 2,1%. En cambio, Portugal registró el mayor incremento, del 1,3%. En Gran Bretaña la demanda se mantuvo estable, con una variación del 0,2%.

Durante la semana, las **temperaturas medias** descendieron en la mayoría de los mercados analizados. Alemania registró el mayor descenso, de 3,8°C, seguida de Francia, con 3,0°C. En Italia, las temperaturas medias bajaron 1,6°C; en Bélgica y Gran Bretaña, 0,6°C; y en España, 0,2°C. Portugal fue la excepción, con un aumento de 0,2°C.

Para la semana del 27 de julio, las [previsiones de demanda](#) de **AleaSoft Energy Forecasting** indican aumentos en los mercados eléctricos de Alemania, Francia, Italia y Bélgica. Por otro lado, la demanda se mantendrá estable en la Península Ibérica.

Mercados eléctricos europeos

En la cuarta semana de julio, los precios promedio semanales descendieron respecto a la semana anterior en la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron los mercados británico e italiano, que registraron aumentos de precios del 3,1% y el 5,4%, respectivamente. En cambio, el mercado francés alcanzó la mayor caída porcentual de precios, del 18%. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios bajaron entre el 2,0% del mercado portugués y el 14% del mercado nórdico.

En la semana del 20 de julio, a pesar de los descensos de precios, los promedios semanales fueron superiores a 105 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron los mercados nórdico y francés, cuyos promedios fueron de 49,27 €/MWh y 94,87 €/MWh, respectivamente. En cambio, el mercado italiano alcanzó el mayor promedio semanal, de 169,98 €/MWh. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios estuvieron entre los 106,58 €/MWh del mercado alemán y los 135,53 €/MWh del mercado británico.

Por lo que respecta a los precios diarios, el mercado nórdico registró precios inferiores a 70 €/MWh durante casi toda la cuarta semana de julio. Los mercados español, francés y portugués también registraron precios inferiores a 70 €/MWh el domingo 26 de julio. Ese día, el mercado nórdico alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 12,67 €/MWh, el cual fue su precio más bajo desde el 25 de mayo.

Por otra parte, la mayoría de los mercados eléctricos europeos registraron precios diarios superiores a 100 €/MWh del 20 al 24 de julio. En el caso del mercado italiano, los precios diarios superaron los 155 €/MWh durante toda la cuarta semana de julio. El día 23 de julio, este mercado alcanzó el promedio diario más elevado de la semana entre los mercados analizados, de 181,08 €/MWh. Este fue su precio más alto desde el 21 de enero de 2025. El lunes 27 de julio el precio del mercado italiano fue todavía mayor que el del jueves 23, alcanzando los 185,06 €/MWh, aunque este valor continuó por debajo del nivel del 20 de enero de 2025. Por su parte, el 22 de julio, los mercados español y portugués alcanzaron un precio diario de 150,32 €/MWh, que fue su precio más alto desde el 22 de febrero de 2023.

En la semana del 20 de julio, el aumento generalizado de la producción eólica y el descenso de la demanda en algunos mercados favorecieron la bajada de los precios en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Sin embargo, en el mercado italiano, la subida de los precios del gas y de los derechos de emisión de CO2 compensó el efecto del incremento de la producción eólica y el descenso de la demanda, llevando los precios al alza.

Las [previsiones de precios](#) de **AleaSoft Energy Forecasting** indican que, en la última semana de julio, los precios subirán en la mayoría de los mercados eléctricos europeos,

influenciados por el descenso de la producción eólica y el aumento de la demanda en algunos mercados. La evolución de los precios del gas y de los derechos de emisión de CO2 también condicionará los precios de los mercados eléctricos europeos.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** registraron su precio de cierre mínimo semanal el lunes 20 de julio, de 89,22 \$/bbl. Los precios subieron en las sesiones siguientes y el jueves 23 de julio alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 100,69 \$/bbl. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue un 7,0% superior al de la sesión anterior y el más alto desde el 23 de mayo. El viernes 24 de julio, el precio de cierre fue de 96,78 \$/bbl, un 9,9% superior al del viernes anterior.

La escalada del conflicto en Oriente Medio impulsó los precios de los futuros de petróleo Brent durante la cuarta semana de julio. Los rebeldes hutíes reivindicaron ataques contra dos petroleros saudíes en el mar Rojo el 23 de julio, lo que elevó el riesgo percibido sobre el suministro y llevó al Brent a su nivel más alto en dos meses. Estados Unidos mantuvo sus ataques sobre Irán a lo largo de la semana y advirtió de nuevas represalias ante posibles ataques a buques en la zona, lo que sostuvo la prima de riesgo sobre el crudo.

En cuanto a los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month, el lunes 20 de julio registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 58,76 €/MWh, que ya fue un 2,3% superior al del viernes anterior. Los precios aumentaron durante el resto de la semana y el viernes 24 de julio alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 63,58 €/MWh. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue un 11% superior al del viernes anterior y el más elevado desde el 24 de enero de 2023.

La reducción de los flujos de gas natural licuado procedentes del golfo Pérsico y la competencia con los compradores asiáticos por los cargamentos disponibles sostuvieron la subida de los precios de los futuros de gas TTF. Las reservas europeas de gas se sitúan actualmente en el 55% de su capacidad, por debajo de los niveles de años anteriores, lo que añade presión alcista sobre los precios.

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 2026, el martes 21 de julio registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 83,21 €/t. En cambio, el día 22 de julio, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 86,65 €/t. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue un 4,1% superior al del martes y el más alto desde el 28 de enero. Los precios descendieron en las últimas sesiones de la semana y el viernes 24 de julio el precio de cierre fue de 83,42 €/t, un 5,4% superior al del viernes anterior.

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

AleaSoft Energy Forecasting celebró el pasado jueves 9 de julio la [edición número 68](#) de su [serie de webinars mensuales](#). La sesión repasó la evolución y las perspectivas de los **mercados de energía** europeos y se detuvo en la situación actual y las perspectivas de los **PPA** y en la **financiación de proyectos de energías renovables y almacenamiento**, con atención al papel de las previsiones de precios de largo plazo en la evaluación de proyectos. El programa abordó también las perspectivas del **almacenamiento de energía** y las oportunidades de **hibridación con energías renovables y autoconsumo**. En la mesa de análisis del webinar en español participaron Pedro González, Director General de AEGE, y Roger Font, Managing Director Project Finance Energy en Banco Sabadell.