

Las bajas temperaturas y el gas impulsan los precios en los principales mercados eléctricos europeos en la primera...

- Los promedios semanales fueron superiores a 80 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos.



Los mercados eléctricos.

<https://elperiodicodelaenergia.com/las-bajas-temperaturas-y-el-gas-impulsan-los-precios-en-los-principales-me...>

Aleasoft Energy Forecasting

Miércoles, 07 enero 2026

En la primera semana de 2026, los precios de los principales mercados eléctricos europeos repuntaron tras caer el 1 de enero, impulsados por el aumento de la demanda y de los precios del gas, junto con una menor disponibilidad eólica en algunos mercados. En paralelo, la producción fotovoltaica marcó nuevos máximos históricos para un día de diciembre en Francia y Portugal, y la demanda se vio condicionada por el festivo de Año Nuevo y el descenso de las temperaturas en gran parte de los mercados.

Producción solar fotovoltaica

En la semana del 29 de diciembre, la **producción solar fotovoltaica** aumentó un 38% en el mercado francés y un 16% en el mercado italiano, en ambos casos por segunda semana consecutiva. En cambio, tras los aumentos de la semana anterior, la producción solar disminuyó un 13% en Portugal y un 4,9% en España.

Además, los mercados francés y portugués marcaron un nuevo máximo histórico de producción fotovoltaica para un día de diciembre. En Portugal esto sucedió el lunes 29 de diciembre, al generar 15 GWh con energía solar. Dos días después, el 31 de diciembre, el mercado francés generó 56 GWh con esta tecnología.

Durante la semana del 5 de enero, según las previsiones de producción solar de **AleaSoft Energy Forecasting**, la producción aumentará en los mercados alemán y español. Sin embargo, se espera que la producción solar disminuya en el mercado italiano en comparación con la semana anterior.

Producción eólica

Durante la semana del 29 de diciembre, la **producción eólica** aumentó respecto a la semana anterior en el mercado italiano, por tercera semana consecutiva, registrando esta vez el mayor incremento en comparación con el resto de los principales mercados europeos, del 80%. Le siguió el mercado alemán, donde la producción con esta tecnología aumentó por segunda semana consecutiva, esta vez un 43%. El mercado portugués revirtió la tendencia negativa de la semana anterior con la menor subida, del 6,5%. En cambio, tras dos semanas de tendencia positiva, la producción eólica cayó en los mercados francés y español un 41% y un 21%, respectivamente.

En la semana del 5 de enero, según las previsiones de producción eólica de **AleaSoft Energy Forecasting**, la producción con esta tecnología aumentará en los mercados italiano, español, francés y portugués. Sin embargo, la producción eólica disminuirá en el mercado alemán.

Demanda eléctrica

En la semana del 29 de diciembre, la **demanda eléctrica** aumentó en la mayoría de los principales mercados europeos en comparación con la semana anterior, revirtiendo la tendencia a la baja observada la semana anterior. En el mercado francés la demanda subió por tercera semana consecutiva, registrando el mayor incremento, del 12%. Mientras tanto, en los mercados belga, alemán, italiano y británico, los aumentos estuvieron entre un 1,8% y un 7,3%. La península ibérica fue la excepción. La demanda en los mercados portugués y español disminuyó por segunda semana consecutiva, un 1,5% y un 0,2% respectivamente.

Durante la semana, la celebración del día de Año Nuevo redujo la demanda en todos los mercados, lo que resultó en una recuperación menos pronunciada después de la Navidad.

Al mismo tiempo, en la mayoría de los mercados analizados, las **temperaturas medias** descendieron entre 0,6°C en Alemania y 3,3°C en Gran Bretaña, lo que favoreció un mayor consumo eléctrico asociado a la calefacción. En cambio, en Bélgica y en la península ibérica las temperaturas medias fueron entre 0,2°C y 1,0°C menos frías que la semana anterior.

Para la semana del 5 de enero, según las previsiones de demanda de **AleaSoft Energy Forecasting**, la tendencia positiva continuará y la demanda aumentará en los principales mercados europeos.

Mercados eléctricos europeos

Los precios de la mayoría de los mercados eléctricos europeos se desplomaron el día 1 de enero de 2026, pero se recuperaron rápidamente en los siguientes días. Como resultado, en la primera semana del año, los precios promedio semanales de la mayoría de los principales mercados eléctricos europeos subieron respecto a la semana anterior. Las excepciones fueron el **mercado IPEX** de Italia, el **mercado EPEX SPOT** de los Países Bajos, el **mercado N2EX** del Reino Unido y el mercado

EPEX SPOT de Alemania, con descensos del 0,5%, el 1,5%, el 7,1% y el 11%, respectivamente. En cambio, el **mercado Nord Pool** de los países nórdicos registró la mayor subida porcentual de precios, del 65%. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios subieron entre el 3,8% del mercado EPEX SPOT de Bélgica y el 27% del **mercado MIBEL** de España y Portugal.

En la semana del 29 de diciembre, los promedios semanales fueron superiores a 80 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos. Las excepciones fueron el mercado nórdico y el mercado alemán, cuyos promedios fueron de 63,40 €/MWh y 73,85 €/MWh, respectivamente. En cambio, el mercado italiano registró el mayor promedio semanal, de 107,84 €/MWh. En el resto de los mercados analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, los precios estuvieron entre los 80,63 €/MWh del mercado neerlandés y los 88,04 €/MWh del mercado ibérico.

Por lo que respecta a los precios diarios, el jueves 1 de enero el mercado alemán alcanzó el menor promedio de la semana entre los mercados analizados, de 9,75 €/MWh. Este fue su precio diario más bajo desde el 27 de octubre. Ese día, el mercado británico también alcanzó su precio más bajo desde el 27 de octubre, de 45,34 €/MWh. En el caso de los mercados neerlandés y belga, el 1 de enero, registraron sus precios más bajos desde el 2 de noviembre, de 47,35 €/MWh y 51,75 €/MWh, respectivamente.

Por otra parte, el mercado italiano registró precios diarios superiores a 100 €/MWh durante toda la primera semana de enero. Este mercado alcanzó el promedio diario más elevado de la semana, de 113,66 €/MWh, el lunes 29 de diciembre. Ese día, los precios también superaron los 100 €/MWh en el mercado MIBEL. Los mercados español y portugués registraron un precio de 107,20 €/MWh en ambos casos, que fue su precio más alto desde el 18 de octubre.

En la semana del 29 de diciembre, el aumento de los precios del gas y el incremento de la demanda en la mayoría de los mercados propiciaron la subida de los precios en los mercados eléctricos europeos. Además, la caída de la producción eólica contribuyó al incremento de los precios en los mercados español y francés. En cambio, en los mercados alemán e italiano, la producción eólica subió, favoreciendo el descenso de los precios en esos mercados.

Las previsiones de precios de **AleaSoft Energy Forecasting** indican que, en la segunda semana de enero, los precios aumentarán en la mayoría de los mercados eléctricos europeos, influenciados por la subida de la demanda. En el mercado alemán, además, bajará la producción eólica. Sin embargo, el notable incremento de la producción eólica en la península ibérica favorecerá el descenso de los precios en los mercados español y portugués.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de **petróleo Brent** para el Front-Month en el **mercado ICE** alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 61,94 \$/bbl, el lunes 29 de diciembre. Posteriormente, iniciaron una tendencia descendente. Como resultado, el viernes 2 de enero, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 60,75 \$/bbl. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio todavía fue un 0,2% mayor al del viernes anterior.

A pesar de las tensiones geopolíticas, la preocupación por el exceso de suministro a nivel global continuó ejerciendo su influencia a la baja sobre los precios de los futuros de petróleo Brent en la primera semana de enero. El domingo 4 de enero la OPEP+ confirmó su decisión de pausar los incrementos de producción durante el primer trimestre de 2026.

En cuanto a los futuros de **gas TTF** en el mercado ICE para el Front-Month, el martes 30 de diciembre registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 27,77 €/MWh. Posteriormente, los precios aumentaron. El viernes 2 de enero, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 29,00 €/MWh. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue un 3,2% mayor al del viernes anterior y el más alto desde el 28 de noviembre.

Las bajas temperaturas contribuyeron al incremento de los precios de los futuros de gas TTF en la primera semana de enero. Además, los niveles de las reservas europeas actualmente se sitúan por debajo del 61%. Sin embargo, el suministro abundante mantuvo los precios por debajo de 30 €/MWh en la primera semana de 2026.

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, se mantuvieron por debajo de 87,50 €/t en las últimas tres sesiones de 2025. El martes 30 de diciembre, estos futuros registraron su precio de cierre mínimo semanal, de 87,28 €/t. En cambio, el viernes 2 de enero, estos futuros alcanzaron su precio de cierre máximo semanal, de 88,31 €/t. Según los datos analizados en **AleaSoft Energy Forecasting**, este precio fue un 0,3% mayor al del viernes anterior.

Análisis sobre las perspectivas de los mercados de energía europeos, el almacenamiento y la demanda

El jueves 15 de enero, **AleaSoft Energy Forecasting** celebrará la edición número 62 de su serie de webinars mensuales. En este evento participarán ponentes de **PwC Spain** por sexto año consecutivo. En esta ocasión, el webinar analizará las perspectivas de los **mercados de energía** europeos, el **almacenamiento de energía** y la **hibridación**. Además, abordará el crecimiento de la **demanda de electricidad** con los **Data Centers** y la **electrificación de la industria**, el estado actual de la regulación en torno a **PPA y renovables**, así como la evolución de los **PPA virtuales** y los **FPA** (Flexibility Purchase Agreements).

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**.