

AleaSoft: El conjunto del primer trimestre cierra con una nueva caída de precios en los mercados eléctricos

[Multimedia](#)

En el primer trimestre de 2023, los precios de los mercados eléctricos europeos bajaron en comparación con el trimestre anterior y con el mismo trimestre de 2022, debido al descenso de los precios del gas y al aumento de la producción renovable. La producción solar fotovoltaica alcanzó valores récord en España y Portugal. La producción eólica lo hizo en Alemania, Francia e Italia. El gas y el Brent registraron los precios de cierre más bajos desde 2021, mientras que el CO2 alcanzó un máximo histórico

Producción solar fotovoltaica y termoeléctrica y producción eólica

La producción solar aumentó en el primer trimestre de 2023 en términos interanuales en casi todos los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting. La excepción fue el mercado alemán con una caída del 20%. Por otra parte, la mayor subida, del 46%, se alcanzó tanto en España como en Portugal. En el caso de Francia, el incremento fue del 30%, mientras que en Italia se registró el menor aumento de producción, del 2,6%.

En la comparación con el último trimestre de 2022, la producción solar del primer trimestre de 2023 aumentó en todos los mercados analizados. En este caso, la mayor subida fue la de Portugal, que alcanzó el 58%. También fueron importantes los incrementos de producción en España, Francia e Italia, del 48%, el 35% y el 33%, respectivamente. Por otra parte, el menor aumento, del 17%, se registró en el mercado de Alemania.

Según datos de REE, en el primer trimestre de 2023, el incremento en la potencia solar fotovoltaica de España peninsular respecto a la capacidad instalada a finales de 2022 fue de 323 MW, una subida del 1,7%. En el caso de Portugal, según datos de REN, la potencia solar instalada aumentó un 3,8% respecto a diciembre de 2022, incrementándose en 73 MW.

Por otra parte, la generación fotovoltaica española registró un valor récord, de 14 308 MWh, el martes 28 de marzo, de 13:00 a 14:00. En el caso de Portugal, la generación fotovoltaica máxima histórica, de 1592 MWh, se alcanzó el domingo 2 de abril, también de 13:00 a 14:00.

En el caso de la producción eólica del primer trimestre de 2023, se registró una subida interanual del 26% en Francia. En el caso del mercado español, la producción aumentó un 14%, mientras que en el mercado portugués el incremento respecto al año anterior fue del 0,6%. En cambio, en los mercados de Alemania e Italia, se registraron descensos del 1,9% y el 2,7%,

respectivamente.

La producción del primer trimestre aumentó en casi todos los mercados europeos analizados respecto a la del trimestre anterior. La excepción fue el mercado portugués con un descenso, del 9,5%. Por otra parte, el mayor aumento de producción fue el del mercado italiano, del 41%, seguido por el del mercado alemán, del 23%. En el caso de los mercados español y francés, los incrementos fueron menores, del 8,0% y del 9,0%, respectivamente.

Según datos de REE, en el primer trimestre de 2023 la potencia eólica aumentó en España peninsular en 88 MW, un 0,3%, respecto a la capacidad instalada a finales de 2022.

Por otra parte, la producción eólica alemana alcanzó un máximo histórico de 50 399 MWh el 14 de enero, de 19:00 a 20:00. En marzo, se alcanzaron valores récords en Francia e Italia. En Francia, se alcanzó una producción eólica récord de 16 597 MWh el viernes 10 de marzo, de 10:00 a 11:00. En el caso de Italia, la generación eólica alcanzó un valor máximo histórico de 8290 MWh también el día 10 de marzo, de 17:00 a 18:00, y el día 15 de marzo, de 15:00 a 16:00.

Demanda eléctrica

Durante el primer trimestre de 2023, se registraron descensos interanuales de la demanda eléctrica en casi todos los mercados europeos analizados. La excepción fue el portugués con un incremento del 0,9%. Por otra parte, la mayor caída fue la del mercado neerlandés, del 10%. En el resto de los mercados analizados, los descensos interanuales de la demanda eléctrica estuvieron entre el 2,2% del mercado español y el 6,8% del mercado francés.

En cambio, en comparación con el último trimestre de 2022, la demanda eléctrica aumentó en la mayoría de los mercados analizados. En este caso, las excepciones fueron los mercados de Alemania y los Países Bajos, donde la demanda descendió en un 1,0% y un 5,7%, respectivamente. Por otra parte, la mayor subida en la demanda eléctrica respecto al trimestre anterior, del 11%, se registró en Francia. En el resto de los mercados, los aumentos de la demanda eléctrica se situaron entre el 4,1% de Gran Bretaña y el 6,5% de España.

El aumento de la demanda eléctrica en el primer trimestre de 2023 respecto al trimestre anterior se vio influenciado por el descenso generalizado de las temperaturas medias. El máximo descenso en las temperaturas medias, de 4,8 °C, fue el de España, donde se alcanzó la segunda mayor subida porcentual de la demanda respecto al trimestre anterior. Por otra parte, las temperaturas medias fueron ligeramente superiores a las del mismo trimestre del año anterior en la mayoría de los mercados analizados. Esto contribuyó a los descensos interanuales de la demanda eléctrica.

Mercados eléctricos europeos

En el primer trimestre de 2023, el precio promedio trimestral se mantuvo por debajo de los 130 €/MWh en la mayoría de los mercados eléctricos europeos analizados en AleaSoft Energy Forecasting. Las excepciones fueron los

promedios del mercado EPEX SPOT de Francia, el mercado N2EX del Reino Unido y el mercado IPEX de Italia, de 130,35 €/MWh, 144,24 €/MWh y 157,20 €/MWh, respectivamente. Por otra parte, el precio trimestral más bajo, de 85,23 €/MWh, se registró en el mercado Nord Pool de los países nórdicos. En el resto de los mercados, los promedios estuvieron entre los 96,38 €/MWh del mercado MIBEL de España y los 127,42 €/MWh del mercado EPEX SPOT de Bélgica.

En comparación con el trimestre anterior, en el primer trimestre de 2023 los precios promedio bajaron en todos los mercados eléctricos europeos analizados en AleaSoft Energy Forecasting. La mayor caída, del 40%, fue la del mercado alemán, mientras que los menores descensos, del 14% y el 15%, se registraron en los mercados de Portugal y España, respectivamente. El resto de los mercados registraron descensos de precios de entre el 26% del mercado británico y el 39% de los mercados francés y neerlandés.

Si se comparan los precios promedio del primer trimestre de 2023 con los registrados en el mismo trimestre de 2022, los precios también descendieron en todos los mercados. La mayor caída fue la de los mercados español y portugués, del 58%. En cambio, el menor descenso fue el del mercado nórdico, del 23%. En el resto de los mercados, los descensos estuvieron entre el 37% de los mercados alemán e italiano y el 44% del mercado francés.

Por otra parte, estos descensos de precios tuvieron como resultado que el precio del primer trimestre de 2023 fuera el más bajo desde el segundo trimestre de 2021 en los mercados británico, español y portugués. En el resto de los mercados analizados, los precios del último trimestre fueron los más bajos desde el tercer trimestre de 2021.

En el primer trimestre de 2023, el descenso de los precios del gas respecto a los del trimestre anterior, el incremento generalizado de la producción solar y el aumento de la producción eólica en casi todos los mercados propiciaron el descenso de los precios de los mercados eléctricos europeos respecto al último trimestre de 2022, pese al incremento de los precios de los derechos de emisión de CO₂ y de la demanda en la mayoría de los mercados.

Al comparar con el primer trimestre de 2022, el descenso de los precios del gas y el incremento de la producción renovable eólica y solar en la mayoría de mercados también favorecieron el descenso de los precios de los mercados eléctricos. En este caso, además, la demanda eléctrica descendió en casi todos los mercados, contribuyendo a los descensos interanuales de precios.

Brent, combustibles y CO₂

Los futuros de petróleo Brent para el Front-Month en el mercado ICE registraron un precio promedio trimestral de 82,18 \$/bbl en el primer trimestre de 2023. Este valor fue un 7,3% menor al alcanzado por los futuros Front-Month del trimestre anterior, de 88,67 \$/bbl. También fue un 16% inferior al correspondiente a los futuros Front-Month negociados en el primer trimestre de 2022, de 97,90 \$/bbl.

En el primer trimestre de 2023, a pesar de las expectativas de recuperación de la demanda en China, los precios de los futuros de petróleo Brent continuaron influenciados por las preocupaciones sobre la evolución de la economía y su efecto sobre la demanda. Sin embargo, las interrupciones de suministro por el terremoto de Turquía ocurrido en febrero, la subida de los precios oficiales de Arabia Saudí para el mercado asiático y los planes rusos para recortar su producción y exportaciones en marzo ejercieron su influencia al alza sobre los precios, que se mantuvieron por encima de los 80 \$/bbl casi todo el trimestre. Pero, en marzo, la inestabilidad bancaria incrementó la preocupación por la economía y se registraron los precios de cierre más bajos del trimestre. El precio de cierre mínimo trimestral, de 72,97 \$/bbl, se alcanzó el día 17 de marzo y fue el más bajo desde diciembre de 2021.

En cuanto a los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el Front-Month, el valor promedio registrado durante el primer trimestre de 2023 por estos futuros fue de 53,41 €/MWh. En comparación con el de los futuros Front-Month negociados en el trimestre anterior, de 123,74 €/MWh, el promedio descendió un 57%. Si se compara con los futuros Front-Month negociados en el mismo trimestre de 2022, cuando el precio promedio fue de 100,71 €/MWh, hubo un descenso del 47%.

Como consecuencia de los descensos registrados durante el primer trimestre de 2023, en la segunda mitad de marzo, los precios de cierre fueron inferiores a 40 €/MWh en dos ocasiones. El día 20 de marzo se alcanzó el precio de cierre mínimo trimestral, de 39,32 €/MWh, el cual fue el más bajo desde julio de 2021.

Durante el primer trimestre de 2023, los niveles de las reservas europeas y la abundancia de suministro de gas natural licuado por vía marítima permitieron el descenso de los precios de los futuros del gas TTF. Unas temperaturas medias menos frías que el año anterior en la mayoría de países europeos también contribuyeron a este comportamiento.

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 2023, alcanzaron un precio promedio de 89,92 €/t en el primer trimestre de 2023, un 15% mayor al promedio del trimestre anterior, de 78,39 €/t. Si se compara con el promedio del mismo trimestre de 2022 para el contrato de referencia de diciembre de ese año, de 83,21 €/t, el promedio del primer trimestre de 2023 fue un 8,6% mayor.

Por otra parte, durante el primer trimestre de 2023, el precio de cierre de los futuros de los derechos de emisión de CO₂ superó en dos ocasiones los 100 €/t, ambas en el mes de febrero. El día 21 de febrero se alcanzó el máximo histórico, de 100,34 €/t.

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

El próximo webinar de la [serie de webinars mensuales](#) de AleaSoft Energy Forecasting y AleaGreen tendrá lugar el día 20 de abril. En el webinar participará Raúl García Posada, director de ASEALEN, la Asociación Española de Almacenamiento de Energía. En la mesa de análisis posterior, también

participará Jorge Barcelona de Pedro, Head of Sustainable Solutions en Rolls Royce Solutions Ibérica. Además de la evolución y perspectivas de los mercados de energía europeos, en esta ocasión, se analizará la visión de futuro sobre el almacenamiento de energía. Los precios negativos en los mercados eléctricos representan oportunidades para el almacenamiento de energía. Para aprovecharlas, es fundamental disponer de [previsiones de precios](#) de confianza para el mercado diario y los mercados intradiarios.

Por otra parte, en el webinar de marzo con ponentes de EY, se analizó la importancia de los PPA para la financiación de los proyectos de energías renovables. Las previsiones horarias de precios de largo plazo son fundamentales para la negociación de los PPA y la financiación de los proyectos de energías renovables, ya que permiten estimar los precios capturados por un determinado proyecto durante su vida útil. En [AleaGreen](#) se realizan previsiones horarias de precios de largo plazo para los principales mercados europeos, las cuales cuentan con 30 años de horizonte y bandas de confianza. Además, en AleaSoft Energy Forecasting se proporciona asesoría de los mercados de energía.
