

AleaSoft: Francia e Italia lideran la subida de precios de los mercados eléctricos durante la ola de calor

Los precios de los mercados eléctricos en Europa subieron por una combinación de una subida de la demanda de electricidad y bajadas de las solar fotovoltaica y la eólica, en medio de una situación de precios muy altos del gas. España y Portugal se mantienen en la franja baja de precios por el tope del precio del gas y una ligera bajada de las temperaturas. Por otro lado, el precio de petróleo Brent continúa a la baja frente al temor de una recesión a nivel global.

Producción solar fotovoltaica y termoeléctrica y producción eólica

Durante la tercera semana de julio, la producción solar aumentó un 14% en la península ibérica con respecto a la semana anterior. Por el contrario, la producción solar cayó un 10% en el mercado francés, un 2,8% en el mercado italiano y un 0,5% en el mercado alemán.

Para la cuarta semana de julio, las previsiones de AleaSoft Energy Forecasting indican una reducción de la producción en Alemania, España e Italia.

La producción eólica durante la semana del 18 de julio aumentó un 10% en comparación con la semana precedente en la península ibérica. En el resto de los mercados europeos analizados en AleaSoft Energy Forecasting la producción con esa tecnología se redujo entre un 4,6% y un 20%.

Para la semana que comenzó el 25 de julio, las previsiones de AleaSoft Energy Forecasting esperan un aumento generalizado de la producción eólica en los mercados analizados.

Demanda eléctrica

Durante la tercera semana de julio, la demanda eléctrica se incrementó respecto a la semana anterior en la mayoría de los mercados europeos analizados. La mayor subida se registró en el mercado italiano, del 7,2%. El mercado de Países Bajos fue el segundo mercado de mayor aumento en la demanda, con una variación del 4,6%. En los mercados de Francia, Gran Bretaña y Alemania, los incrementos fueron del 3,8%, 3,3% y 2,1% respectivamente. Estas subidas estuvieron favorecidas por el aumento de las temperaturas medias, principalmente en Alemania y Países Bajos, donde se incrementaron más de 3 °C durante este período.

Por otra parte, la demanda bajó en los mercados de Portugal, Bélgica y España. Las mayores caídas se registraron en los mercados de Portugal y Bélgica, y fueron del 5,4% y 5,2% en cada caso. En el mercado español la bajada fue del 0,4%. Los descensos de la demanda de Portugal y España en la semana del 18 de julio estuvieron favorecidos por unas temperaturas más bajas que las registradas durante la semana que la precedió. En el caso de Bélgica, el descenso de la demanda se debió a una menor laboralidad correspondiente al festivo del jueves 21 de julio, fiesta nacional de Bélgica.

Para la última semana de julio, las previsiones de AleaSoft Energy Forecasting estiman que la demanda disminuirá en la mayoría de los mercados de Europa favorecida por temperaturas más bajas a las registradas durante la semana precedente en gran parte del continente. Las excepciones serán los mercados de Portugal e Italia donde se espera que la demanda eléctrica aumente.

Mercados eléctricos europeos

En la semana del 18 de julio, los precios de casi todos los mercados eléctricos europeos analizados en AleaSoft Energy Forecasting aumentaron respecto a la semana anterior. La excepción fue el mercado MIBEL de España y Portugal, con descensos del 4,9% y el 5,8% respectivamente. Por otra parte, la mayor subida de precios fue la del mercado Nord Pool de los países nórdicos, del 105%, seguida por la subida del 28% del mercado EPEX SPOT de Francia. En cambio, el menor aumento, del 2,0%, fue el del mercado EPEX SPOT de Bélgica. En el resto de los mercados, las subidas de precios estuvieron entre el 6,4% del mercado EPEX SPOT de los Países Bajos y el 14% del mercado IPEX de Italia.

En la tercera semana de julio, el promedio más elevado, de 483,80 €/MWh, fue el mercado italiano, seguido por el del mercado francés, de 475,48 €/MWh. Por otra parte, los menores promedios semanales fueron los de los mercados español y portugués, de 138,70 €/MWh y 139,60 €/MWh, respectivamente. En el resto de los mercados, los precios se situaron entre los 149,16 €/MWh del mercado Nord Pool y los 355,09 €/MWh del mercado alemán.

Pese a que los precios del mercado MIBEL fueron los más bajos, parte de los consumidores deben pagar un precio mayor como compensación por la limitación del precio del gas aplicada en este mercado. En el mercado español, el promedio de este precio fue de 232,26 €/MWh en la semana del 18 de julio, un 22% inferior al de la semana anterior.

Por lo que respecta a los precios horarios, el lunes 18 de julio se registraron precios horarios por encima de 600 €/MWh en los mercados de Alemania, Bélgica, Francia, Italia y los Países Bajos. En el mercado N2EX del Reino Unido, durante una hora de ese día se superaron las 600 £/MWh. Además, en el caso de Francia, también se registraron precios horarios superiores a 600 €/MWh los días del 19 al 22 de julio. En el caso de Italia, hubo precios horarios por encima de 600 €/MWh hasta el sábado 23 de julio y también el lunes 25.

En cambio, en la tarde del domingo 24 de julio, se registraron dos horas con precios negativos en el mercado neerlandés y tres en el mercado belga. El precio más bajo, de -89,95 €/MWh, se alcanzó entre las 13:00 y las 14:00 en el mercado belga y fue el precio horario más bajo de este mercado desde la primera mitad de junio.

Durante la semana del 18 de julio, en la mayoría de los mercados, la demanda aumentó, mientras que la producción eólica y la producción solar descendieron respecto a la semana anterior. Esto junto con los altos precios del gas propició el aumento de los precios de los mercados eléctricos europeos. En cambio, en el caso del mercado ibérico, la demanda descendió, mientras que la producción eólica y solar aumentó en la península ibérica. Esto favoreció el descenso de los precios del mercado MIBEL.

Las previsiones de precios de AleaSoft Energy Forecasting indican que en la semana del 18 de julio los precios de la mayoría de los mercados eléctricos europeos podrían descender, influenciados por la recuperación de la producción eólica y el descenso de la demanda en la mayoría de los mercados.

Futuros de electricidad

Durante la tercera semana de julio los precios de los futuros de electricidad para el próximo trimestre mostraron un comportamiento heterogéneo en los mercados analizados en AleaSoft Energy Forecasting. En el mercado EEX de Alemania, Francia e Italia, en el mercado ICE de Bélgica y Países Bajos y en los mercados ICE y NASDAQ de los países nórdicos, los precios bajaron entre las sesiones del 15 y el 22 de julio. Las bajadas más pronunciadas fueron las de los mercados de los países nórdicos, que redujeron su precio entre un 8,5% y un 8,9%. En el resto de mercados los precios subieron, siendo la mayor subida la registrada en el mercado EEX de Reino Unido, con un 5,3% de incremento.

Los precios de los futuros de electricidad para el año 2023 tampoco registraron una tendencia generalizada. Las bajadas más pronunciadas se produjeron en los mercados ICE y NASDAQ de los países nórdicos y fueron de entre el 6,1% y el 6,6%. También bajaron los precios de los mercados ICE de Bélgica y Países Bajos y EEX de Alemania. Por otra parte, los mayores incrementos en este caso fueron en los mercados ICE y EEX de Reino Unido, con un 7,0% y 7,9% de subida respectivamente. Subieron también los precios en el mercado OMIP de España y Portugal y en el mercado EEX de España, Francia, Italia y Portugal.

Brent, combustibles y CO2

Los futuros de petróleo Brent para el Front?Month en el mercado ICE, iniciaron la tercera semana de julio con aumentos hasta alcanzar el martes 19 de julio un precio de cierre de 107,35 \$/bbl, que fue el máximo de la semana. Este precio fue 7,9% mayor al del martes anterior. Sin embargo, el resto de la semana los precios descendieron y el viernes 22 de julio se registró el precio de cierre mínimo semanal, de 103,20 \$/bbl.

La inflación está afectando la evolución de la economía y ejerciendo su influencia a la baja sobre la demanda, favoreciendo el descenso de los precios. Sin embargo, el suministro de petróleo ruso podría disminuir en los próximos meses.

En cuanto a los precios de cierre de los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el Front?Month, la tercera semana de julio se mantuvieron por debajo de los 160 €/MWh. La semana inició con descensos y el martes 19 de julio se registró el precio de cierre mínimo semanal, de 154,46 €/MWh, un 11% menor que el del mismo día de la semana anterior. Posteriormente, los precios empezaron a recuperarse. Como resultado, el viernes 22 de julio se alcanzó el precio de cierre máximo semanal, de 159,86 €/MWh. Este precio fue muy similar al del viernes anterior, solo un 0,2% mayor.

Pese al restablecimiento del suministro de gas procedente de Rusia a través del gaseoducto Nord Stream 1 una vez finalizados los trabajos de mantenimiento, el temor a un posible corte de suministro persiste. En este contexto, el pasado 20 de julio, la Comisión Europea propuso recortar la demanda de gas en un 15% durante los próximos meses. Por otra parte, la mañana del 24 de julio se

produjo un incidente en el gaseoducto Medgaz interrumpiéndose el suministro de gas a España procedente de Argelia para su reparación.

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 2022, la tercera semana de julio presentaron una tendencia descendente. Como consecuencia, el precio de cierre del viernes 22 de julio fue de 76,30 €/t, un 11% menor al del viernes anterior.

Análisis de AleaSoft Energy Forecasting sobre las perspectivas de los mercados de energía en Europa y la financiación de proyectos renovables

El 14 de julio se realizó la edición número 24 de los webinars de AleaSoft Energy Forecasting y AleaGreen. En ocasión el tema a analizar sobre la visión de futuro de la energía en Europa fue el hidrógeno verde como vector estratégico en la transición energética. Los ponentes invitados de H2B2, África Castro, Business Development, y Anselmo Andrade, Integrated Product Director, mostraron como los proyectos de electrolizadores para la producción de hidrógeno pueden adaptarse individualmente a la características particulares de cada propósito, ya sea para producir hidrógeno con los excedentes de una planta fotovoltaica o eólica, ya sea para la producción de hidrógeno para el sector del transporte o para la industria usando energía de la red, ya sea para el almacenamiento estacional de energía. También resaltaron la necesidad de disponer de ayudas y de una regulación clara y estable para el desarrollo del hidrógeno renovable. En el webinar, Oriol Saltó i Bauzà, Associate Partner en AleaGreen, realizó el habitual análisis de los mercados de energía europeos en las últimas semanas y de las perspectivas para los próximos meses. La grabación del webinar se puede solicitar aquí.

La siguiente edición de los webinars mensuales, la número 25, se realizará el 15 de septiembre, después del período de vacaciones. Se contará en esta ocasión con la participación de Jorge Simão, COO en OMIP, y Pablo Villaplana, COO en OMIClear, que analizarán la importancia de los mercados a plazo y las coberturas para el desarrollo de las energías renovables. En la mesa de análisis participará Fernando Soto, Director General de AEGE, para hablar de la subasta de PPA renovables con electrointensivos. Como es habitual, Oriol Saltó i Bauzà realizará el análisis de la evolución y perspectivas de los mercados de energía.

Para más información, es posible dirigirse al siguiente enlace: <https://aleasoft.com/es/francia-italia-lideran-subida-precios-mercados-electricos-ola-calor/>

Datos de contacto:

Alejandro Delgado
900 10 21 61

Nota de prensa publicada en: [Barcelona](#)

Categorías: [Internacional](#) [Nacional](#) [Industria](#) [Téxtil](#) [Sector Energético](#)

<https://www.notasdeprensa.es>