

AleaSoft: La eólica lleva los precios de los mercados europeos de valores negativos a superiores a 50 €/MWh

La segunda semana de julio comenzó con precios horarios negativos en gran parte de los mercados eléctricos europeos por la alta producción eólica. En el transcurso de la semana la producción con esta tecnología ha bajado, favoreciendo que en algunas horas los precios superaran los 50 €/MWh, también impulsados por el aumento de la demanda. Los futuros del petróleo Brent continúan recuperándose y los del CO2 han superado los 29 €/t, valores que no se registraban desde principios de agosto de 2019

Producción solar fotovoltaica y termosolar y producción eólica

La producción solar aumentó un 30% en el mercado francés y un 3,6% en el italiano entre los días 6 y 8 de julio en comparación con el promedio de la semana del 29 de junio. Por el contrario, en la península ibérica y en Alemania se registraron descensos del 9,2% y del 1,7% respectivamente.

Durante los ocho días transcurridos de julio la producción solar fue superior a la de los mismos días del año pasado en la mayoría de los mercados europeos analizados en AleaSoft. El mayor incremento durante este período se registró en la península ibérica, de un 77%. En el mercado italiano la producción aumentó un 11% y en el mercado francés un 3,8%. La excepción fue el mercado alemán, donde la producción fue un 2,8% menor.

El análisis realizado en AleaSoft indica que en el conjunto de la semana aumentará la producción en el mercado italiano. Por el contrario se prevé una reducción en los mercados de España y Alemania.

Entre el lunes y el miércoles de la segunda semana de julio la producción eólica aumentó en el mercado italiano y en la península ibérica en comparación con el promedio de la semana anterior. En el mercado italiano aumentó un 30% y en la península ibérica un 28%. Por el contrario, en el mercado francés la producción con esta tecnología disminuyó un 32% mientras que en Alemania fue un 7,8% más baja.

Del 1 al 8 de julio la producción eólica aumentó un 94% en el mercado italiano y un 84% en el mercado francés en comparación con el mismo período de julio de 2019. En la península ibérica y en el mercado alemán los incrementos fueron del 36% y el 11% respectivamente.

Para el total de la semana, el análisis de AleaSoft indica que la producción eólica será más baja en los principales mercados europeos excepto en el español.

Demanda eléctrica

La demanda eléctrica aumentó en todos los mercados europeos analizados, excepto en Italia, del 6 al

8 de julio respecto a los mismos días de la semana del 29 de junio. La caída en Italia fue del 0,9% debido principalmente a temperaturas que fueron 1,5 °C menos cálidas. Los ascensos más notables son los de Portugal y Gran Bretaña, de un 7,6% y 4,5% respectivamente. En los Países Bajos y Francia los incrementos fueron del 2,3% y 2,1% respectivamente, mientras que en Alemania y Bélgica se registró un aumento del 1,6% en ambos casos.

Los cambios en el comportamiento de la demanda se pueden analizar en los observatorios de mercados eléctricos de AleaSoft, con datos actualizados diariamente.

Para la semana del 6 de julio, las previsiones de AleaSoft indican que se registrarán aumentos de la demanda en la mayoría de los mercados europeos.

España peninsular, producción solar fotovoltaica y termosolar y producción eólica

Del 6 al 8 de julio, la demanda eléctrica de España peninsular tuvo un ascenso intersemanal del 3,4%. Esta subida estuvo influenciada principalmente por el incremento de las temperaturas de unos 0,4 °C durante este período. En AleaSoft se espera que la demanda total de la semana del 6 de julio sea superior a la de la semana del 29 de junio.

La producción solar en España peninsular, la cual incluye a la fotovoltaica y la termosolar, durante el período comprendido entre el lunes 6 de julio y el miércoles 8 de julio disminuyó un 9,3% en comparación con el promedio de la semana anterior. En el análisis interanual de la producción con esta tecnología, se registró un aumento del 79% durante los primeros ocho días de julio. Según las previsiones de AleaSoft la producción total de la semana será inferior a la registrada durante la semana del 29 de junio.

En cuanto a la producción eólica, durante los tres primeros días de la semana aumentó un 50% respecto a la media de la vigésimo séptima semana del año. En el análisis interanual, la producción eólica durante este mes de julio hasta el miércoles 8 fue un 31% más alta. Se espera que al cierre de la semana la producción con esta tecnología termine siendo mayor a la registrada durante la semana anterior.

En estos momentos todas las centrales nucleares están en marcha y la producción nuclear mantiene un nivel cercano a los 167 GWh diarios.

Las reservas hidroeléctricas cuentan actualmente con 15 041 GWh almacenados, según datos del último Boletín Hidrológico del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, lo que representa una disminución de 323 GWh respecto al boletín anterior.

Mercados eléctricos europeos

Los primeros cuatro días de la semana del 6 de julio se produjeron aumentos de precios en la mayoría

de los mercados eléctricos analizados respecto a los de los mismos días de la semana del 29 de junio. Sin embargo, en el mercado MIBEL de España y Portugal y en el mercado IPEX de Italia se produjeron descensos del 3,8% y el 7,0% respectivamente. Por otra parte, la mayor subida de precios, del 12%, se registró en el mercado EPEX SPOT de los Países Bajos. Mientras que el menor incremento, del 4,2%, se produjo en el mercado Nord Pool de los países nórdicos. En el resto de los mercados, los aumentos de precios estuvieron entre el 5,3% del mercado EPEX SPOT de Francia y el 11% del mercado EPEX SPOT de Alemania y de Bélgica.

El promedio de los cuatro primeros días de esta semana fue superior a los 30 €/MWh en casi todos los mercados eléctricos analizados. La excepción fue el mercado Nord Pool, que tuvo el precio promedio más bajo de este período, de 2,29 €/MWh. El resto de los mercados tuvieron precios promedio entre los 32,46 €/MWh del mercado EPEX SPOT de Alemania y los 37,35 €/MWh del mercado IPEX.

Por otra parte, los días 8 y 9 de julio, los precios diarios superaron los 40 €/MWh en el mercado EPEX SPOT de Alemania, Francia, Bélgica y Países Bajos y en el mercado IPEX, mientras que en el mercado MIBEL y en el mercado N2EX de Gran Bretaña estuvieron a punto de alcanzarlos. El precio diario más elevado entre el 6 y el 9 de julio, de 42,42 €/MWh, se alcanzó el jueves 9 de julio en Alemania. Sin embargo, el promedio de los cuatro primeros días de la semana en este mercado fue el segundo más bajo de Europa debido a que también se produjo en el mercado alemán el segundo precio diario más bajo de este período, de 14,28 €/MWh, el lunes 6 de julio. En los cuatro primeros días de esta semana, el precio diario del mercado Nord Pool de ese mismo día, de 1,02 €/MWh, fue el más bajo.

En cuanto a los precios horarios, los primeros cuatro días de esta semana hubo grandes contrastes. La semana se inició el lunes 6 de julio con precios horarios negativos en los mercados de Bélgica, Dinamarca, Finlandia, Gran Bretaña, Irlanda, los Países Bajos, Suecia, Estonia, Letonia, Lituania y tres zonas de Noruega. En el caso de los países bálticos y Noruega, se alcanzaron precios negativos por primera vez como mínimo desde 2013. En cambio, durante algunas horas de los días 8 y 9 de julio, los precios horarios superaron los 50 €/MWh en los mercados de Alemania, Bélgica, Francia, Gran Bretaña e Italia.

La semana del 6 de julio inició con niveles elevados de producción eólica que permitieron alcanzar el lunes los precios horarios negativos de algunos mercados eléctricos europeos. En el caso de los países nórdicos, además, la alta producción hidroeléctrica debida al deshielo también contribuyó a los precios bajos alcanzados. Pero el progresivo descenso de la producción eólica durante los siguientes días favoreció la tendencia ascendente de los precios de los mercados eléctricos europeos. Otro factor que propició el aumento de los precios fue el aumento de la demanda eléctrica.

Las previsiones de precios de AleaSoft indican que en los últimos días de esta semana los precios descenderán en los mercados eléctricos europeos debido a la recuperación de los niveles de producción eólica en algunos países y al descenso de la demanda del fin de semana. Pero, los primeros días de la semana del 13 de julio, se espera que los precios aumenten de forma generalizada. La mayor subida de precios se espera en Alemania, donde se prevé un fuerte descenso de la producción eólica durante los primeros días de la próxima semana.

Mercado Ibérico

A diferencia de la mayoría de los mercados eléctricos europeos, el precio promedio de los primeros cuatro días de la semana del 6 de julio descendió un 3,8% en el mercado MIBEL de España y Portugal respecto al del mismo período de la semana del 29 de junio. Este descenso en los precios se vio favorecido por el incremento de la producción eólica en la península ibérica a inicios de esta semana.

El precio promedio del 6 al 9 de julio fue de 35,33 €/MWh tanto en España como en Portugal. En este período, los precios diarios fueron los mismos en ambos países con una convergencia horaria del 100% y presentaron una tendencia ascendente. El lunes 6 de julio, el precio diario del mercado MIBEL fue inferior a 30 €/MWh, concretamente de 28,39 €/MWh. Pero, durante este período, crecieron hasta rozar los 40 €/MWh, siendo el precio del jueves 9 de julio, de 39,95 €/MWh, el más elevado del mercado ibérico desde finales de febrero.

Además, se alcanzaron precios horarios superiores a los 43 €/MWh en algunas horas del jueves 9 de julio, el mayor de los cuales fue el de la hora 22, de 43,82 €/MWh. No se alcanzaban precios horarios con este nivel desde la primera mitad de marzo.

Las previsiones de precios de AleaSoft indican para la próxima semana del 13 de julio que el precio promedio de los cuatro primeros días será superior al promediado entre el 6 y el 9 de julio, pues se prevén reducciones tanto de la producción eólica como solar en el mercado español.

Futuros de electricidad

Durante los días transcurridos de la semana del 6 de julio se registró una subida generalizada de los precios de los futuros de electricidad para el cuarto trimestre de 2020 en los mercados analizados en AleaSoft respecto al precio de cierre de la sesión del 3 de julio. El mercado NASDAQ de los países nórdicos fue el que registró la mayor variación, del 5,4%. Sin embargo, en cuanto a cifras absolutas, el mercado EEX de Italia fue el de mayor diferencia, con un incremento de 1,82 €/MWh. El mercado EEX de Francia continuó siendo el de mayor precio para este producto.

Respecto a los futuros de electricidad para el próximo año 2021, ocurrió una subida de precios en la mayoría de mercados, a excepción de los mercados ICE y NASDAQ de los países nórdicos, donde se registraron caídas del 0,9% y el 0,6% respectivamente. En el resto de mercados los incrementos se situaron entre el 1,7% del mercado EEX de Francia y España y el mercado OMIP de España y Portugal, y el 3,3% del mercado ICE de Bélgica.

Brent, combustibles y CO2

Los precios de los futuros de petróleo Brent para el mes de septiembre de 2020 en el mercado ICE, los primeros días de la semana del 6 de julio tuvieron valores superiores a 43 \$/bbl. El precio de cierre máximo en lo que va de semana, de 43,29 \$/bbl, se alcanzó el miércoles 8 de julio. Este precio fue un 3,0% superior al del miércoles 1 de julio y es el más alto desde la primera mitad de marzo.

Pese al incremento de casos de COVID-19 y al temor a que nuevas medidas de confinamiento reduzcan la demanda, los recortes de producción de la OPEP+ han favorecido precios de cierre superiores a 42 \$/bbl desde que comenzara el mes de julio. Por otra parte, el efecto a la baja de los precios, por el incremento de las reservas de crudo de Estados Unidos de la semana pasada, se vio compensado por un descenso significativo en las reservas de gasolina.

En los próximos días, la evolución de los casos de COVID-19 seguirá influenciando la demanda y los precios de los futuros de petróleo Brent. Aunque, en el caso de que los gobiernos opten por confinamientos más localizados de las zonas donde surjan nuevos brotes de COVID-19, los efectos serán inferiores a los de meses anteriores, cuando los confinamientos fueron más generalizados.

Respecto a los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el mes de agosto de 2020, comenzaron la semana del 6 de julio con una tendencia de precios ascendente. Al igual que la semana del 29 de junio, el lunes y el martes los precios fueron superiores a los 6 €/MWh. El martes, 7 de julio, se alcanzó un precio de cierre de 6,12 €/MWh. Este fue sólo un 0,6% inferior al del martes 30 de junio, cuando se registró el precio de cierre máximo mensual de junio. Pero el miércoles, 8 de julio, el precio de cierre descendió un 3,1%, quedándose en 5,94 €/MWh. En la sesión del jueves 9 de julio, también se están registrando valores inferiores a los 6 €/MWh.

Por lo que respecta a los precios del gas TTF en el mercado spot, los primeros días de la semana del 6 de julio, fueron superiores a los 5 €/MWh. Los precios presentaron una tendencia ascendente hasta el miércoles 8 de julio, cuando se alcanzó un precio índice de 5,62 €/MWh. Pero para este jueves 9 de julio, el precio índice descendió un 2,8% hasta los 5,47 €/MWh.

En cuanto a los futuros del carbón API 2 en el mercado ICE para el mes de agosto de 2020, el lunes 6 de julio alcanzaron un precio de cierre de 52,50 \$/t, un 2,3% superior al del lunes 29 de junio y el más alto desde finales de marzo. Pero el martes y el miércoles los precios descendieron y el precio de cierre del miércoles 8 de julio, de 50,75 \$/t, ya fue un 0,3% inferior al del primer día del mes de julio.

Por otra parte, los futuros de derechos de emisión de CO2 en el mercado EEX para el contrato de referencia de diciembre de 2020, los primeros días de la semana del 6 de julio, registraron precios de cierre superiores a los 29 €/t. El precio más alto, de 29,69 €/t, se alcanzó el lunes 6 de julio. Este fue un 12% superior al del lunes 29 de junio y el más elevado desde principios de agosto de 2019. Pero, posteriormente, los precios descendieron hasta los 29,32 €/t del miércoles 8 de julio.

Análisis de AleaSoft sobre las afectaciones de los mercados eléctricos por la crisis del coronavirus
En AleaSoft se está organizando el webinar “Los mercados de energía en la salida de la crisis económica” para el 17 de septiembre. Uno de los temas a tratar es la evolución de los mercados de energía europeos en la recuperación económica. Como se ha visto, los precios de los mercados eléctricos han comenzado a recuperarse, pero continúa la incertidumbre ante los rebrotes que se están produciendo y la posibilidad de que aumenten en otoño e invierno cuando comience el curso escolar de forma presencial, a lo que se suman las perspectivas pesimistas de la economía. Precisamente en AleaSoft se han actualizado las curvas de precios a largo plazo teniendo en cuenta los escenarios de recuperación.

La recuperación de los precios de los mercados es una noticia positiva para la financiación de proyectos de energías renovables, otro de los temas a abordar en el webinar. En la serie de webinars que se han organizado en AleaSoft desde que comenzó la crisis del coronavirus, los ponentes han destacado en diversas ocasiones que la financiación de proyectos de energías renovables se ha mantenido activa y el apetito inversor ha continuado presente durante este período. El Real Decreto-ley 23/2020 aprobado por el Gobierno español y las subastas de capacidad solar que se realizarán en agosto en Portugal sin dudas supondrán un nuevo impulso para el desarrollo de las energías renovables.

Para realizar el seguimiento periódico de la evolución de los mercados de energía, en AleaSoft se han habilitado los observatorios, los cuales incluyen información actualizada diariamente de las principales variables de los mercados de electricidad, petróleo, gas y derechos de emisión de CO2.

Para más información, es posible dirigirse al siguiente enlace: <https://aleasoft.com/es/variabilidad-eolica-lleva-precios-mercados-electricos-europeos-valores-negativos-superiores-50-euros-mwh/>

Datos de contacto:

Alejandro Delgado
900 10 21 61

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

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

NotasdePrensa

<https://www.notasdeprensa.es>