

AleaSoft: Los precios de los mercados eléctricos aumentan en julio, pero aún lejos de los de julio 2019

Los precios de los mercados eléctricos europeos continúan al alza en julio después del hundimiento durante la fase más crítica de la pandemia de COVID-19. Caso aparte es el del mercado Nord Pool de los países nórdicos que este julio ha marcado un precio promedio de tan solo 2,35 €/MWh, el más bajo de la última década. La producción renovable fotovoltaica y eólica continúa aumentando y también su cuota de cobertura de la demanda gracias al incremento de la capacidad instalada en el continente

Producción solar fotovoltaica y termosolar y producción eólica

Las renovables mantuvieron su avance dentro del mix energético de Europa en el mes de julio. En términos interanuales el conjunto de eólica y solar aumentó su protagonismo en todos los mercados analizados, siendo el aporte del 34% en Alemania el que más resalta. Otro valor destacado fue el 31% que cubrieron estas tecnologías en España. En todos los mercados las renovables cubrieron más porcentaje de demanda que durante junio de 2019, sobre todo en Alemania que registró una contribución del 35%. En ambos análisis, el mercado español fue el que marcó el mayor avance respecto a los porcentajes registrados en julio de 2019 y junio de 2020.

La producción solar de julio de 2020 continuó con una tendencia ascendente en términos interanuales. En el mercado de Alemania se incrementó un 8,7%, donde los valores diarios más altos se registraron durante los últimos días del mes. El mercado español se mantuvo en la cabecera de los ascensos mensuales en Europa, al igual que durante los meses anteriores, con un incremento del 61%, registrando los máximos valores en la primera semana del mes. En Portugal también hubo un importante incremento del 32%. Por otro lado, en Italia y Francia se registraron incrementos del 15% y 8,5% respectivamente.

En el análisis de julio respecto a junio de 2020, las cifras más significativas fueron las registradas en el mercado francés, donde el ascenso fue del 16%. En Portugal el aumento fue del 10% y en el resto de mercados las subidas estuvieron por debajo del 7%.

La producción eólica se comportó de forma heterogénea a lo largo de Europa durante el recién finalizado mes de julio, respecto a julio de 2019. Las diferencias notables se encontraron en España, Francia e Italia, con valores del 21%, 19% y -19% respectivamente. La curva de la eólica en el mercado alemán, comenzó el mes con valores bastante altos pero fue decayendo después de la primera semana hasta mostrar recuperación hacia los últimos días del mes. Esto provocó que la variación interanual en este mercado fuera de solo +4%. En Portugal los valores fueron muy similares a los de julio de 2019, registrando una caída del 0,9%.

Respecto a junio de 2020, la eólica se comportó también de forma dispar en los mercados eléctricos europeos. En España y Alemania se vieron ascensos del 19% y 5,4%. Sin embargo, el mercado italiano sufrió una caída del 40%, mientras que la bajada fue del 14% en el mercado portugués. En Francia se registró una ligera variación respecto al mes anterior, de solo el +0,4%.

Subastas de renovables

Al cierre de julio, la Agencia Federal de Redes de Alemania (Bundesnetzagentur) informó que en la subasta de capacidad renovable celebrada el 1 de julio, se presentaron ofertas para 779,4 MW de capacidad solar, mucho más que los 192,2 MW asignados a la licitación. Los precios de cierre de las 30 ofertas adjudicadas en la licitación de fotovoltaica estuvieron en el rango 46,90 €/MWh y 53,60 €/MWh. En la subasta de eólica terrestre, se otorgaron 26 ofertas para una capacidad de 191 MW. Los precios finales de estas ofertas oscilaron entre 55 €/MWh y 62 €/MWh. La próxima subasta está planificada para el 1 de septiembre.

Demanda eléctrica

Los efectos del coronavirus se mantuvieron latentes durante el mes de julio pasado en la demanda eléctrica de los mercados de Europa. Las disminuciones en la mayoría de los mercados analizados fueron de al menos un 3% respecto a julio de 2019. Las caídas más grandes ocurrieron en Gran Bretaña, Italia y Alemania, donde la demanda bajó 9,2%, 7,2% y 7,2% respectivamente. En los mercados de Francia y Bélgica los decrementos fueron del 4,5% y 5,0%. En el caso del mercado español, se registró un descenso del 3,0%. El mercado portugués salió ileso de esta tendencia bajista y terminó julio con un incremento interanual del 2,7%.

Sin embargo, comparando con el mes de junio de 2020, las temperaturas fueron las que tuvieron la mayor influencia. La llegada del verano y el consecuente aumento de las temperaturas, que fue de más de 2,4 °C en la mayoría de mercados, favorecieron el incremento de la demanda. En este análisis resaltan las subidas de España e Italia, con valores del 17% y 16% respectivamente. Estos incrementos fueron seguidos por el 14% registrado en el mercado portugués. Las subidas en Francia, Gran Bretaña y Alemania fueron de una escala menor, con registros del 4,2%, 3,0% y 2,3%. El mercado belga fue el único entre los analizados que experimentó una caída respecto al mes precedente, con un descenso del 2,7%.

Estas subidas importantes en los mercados de España, Italia y Portugal, se pueden seguir desde los observatorios de sus respectivos mercados en AleaSoft. En esta web online con datos actualizados diariamente se podrán realizar análisis en contextos horarios, diarios y semanales.

Mercados eléctricos europeos

Durante el mes de julio los mercados eléctricos europeos analizados en AleaSoft registraron, durante la mayor parte del mes, precios que rondaron los 35 €/MWh. La excepción fue el mercado Nord Pool de los países nórdicos, cuyo precio promedio fue de 2,35 €/MWh. Esta cifra representa el precio medio mensual más bajo de la última década.

Al comparar respecto al mes de junio, los precios aumentaron en casi todos los mercados, salvo en el mercado Nord Pool, donde los precios bajaron en 0,80 €/MWh respecto a ese mes. El mercado IPEX de Italia fue el que más aumentó su precio, con una subida de 10 €/MWh respecto al mes anterior. Como segundo mercado con el mayor incremento le siguió el mercado EPEX SPOT de Francia, que aumentó su precio en 7,63 €/MWh respecto a junio de este año. En el resto de mercados las subidas estuvieron entre los 3,12 €/MWh del mercado N2EX de Gran Bretaña y EPEX SPOT de Países Bajos y los 4,29 €/MWh del EPEX SPOT de Bélgica.

Sin embargo, comparando respecto al mes de julio de 2019, los precios de julio de 2020, fueron más bajos en todos los mercados eléctricos. El mercado Nord Pool fue el de mayor variación, con un descenso de sus precios del 93%. El mercado MIBEL de España y Portugal fue el segundo y tercer mercados con la mayor bajada, del 33%. Por otra parte, el mercado EPEX SPOT de Francia fue el de menor variación, con un descenso del 11%. El resto de los mercados registraron reducciones de entre el 21% del mercado belga y el 29% del mercado británico.

Cabe destacar el comportamiento de los precios el domingo 5 de julio, cuando se unieron la menor demanda que caracteriza a este día de la semana con una elevada producción eólica y los precios de todos los mercados registraron caídas. En el caso del mercado EPEX SPOT de Alemania, terminó significando un precio diario negativo de 15,34 €/MWh. En el resto de mercados la caída también se hizo notar. Donde fue menos perceptible fue en el mercado Nord Pool de los países nórdicos, pues en el mix de generación de los países de esta región, no es la eólica sino la hidroeléctrica la fuente renovable de mayor aporte. No obstante, fue el récord del mes con el día de precio más bajo, único día que el precio de este mercado bajó de 1 €/MWh.

En el mercado eléctrico ibérico en particular, durante el mes de julio de 2020 el precio promedio del mercado MIBEL de España y Portugal ascendió unos 4 €/MWh en comparación con el anterior mes de junio. Una de las principales causas de este incremento es el aumento en la demanda durante julio, favorecido, por una parte, por el desconfinamiento que se realizó progresivamente durante el mes de junio y que ya en julio estaba completado. Por otra parte, el aumento de la demanda también se produce debido al aumento en las temperaturas, cuyos valores medios aumentaron en 4,5 °C y 3,9 °C en Portugal y España, respectivamente.

Sin embargo, al analizar el mes de julio de 2020 con respecto al mes de julio de 2019, el recién concluido mes presentó un precio bastante más bajo en el mercado ibérico. La diferencia en precios fue de aproximadamente 16,83 €/MWh en ambos países y esto representó un descenso del 33%, influido en gran parte por el importante aumento de la producción eólica y solar en España, de un 36% y 52%, respectivamente, y un nivel de demanda global del mercado aun por debajo de los niveles de 2019.

Futuros de electricidad

Durante el pasado mes de julio los precios de los futuros de electricidad para el siguiente trimestre tuvieron un comportamiento predominantemente a la baja. Los mercados EEX de España y OMIP de España y Portugal fueron la excepción, con incrementos del 0,4% en los tres casos. En el resto de mercados las bajadas se encuentran entre el descenso del 4,9% de los mercados EEX de Gran Bretaña e ICE de Gran Bretaña y Países bajos y la caída del 17% del mercado EEX de Francia. Le sigue de cerca, en términos porcentuales, el mercado ICE de los países nórdicos, con una bajada del 15,2%. En la última sesión de mercado de julio de 2020 los mercados ICE y NASDAQ nórdicos registraron precios separados por más de 1,50 €/MWh, cerrando en 16,80 €/MWh y 18,43 €/MWh respectivamente.

Respecto al producto del año calendario 2021, los mercados europeos de futuros de electricidad analizados en AleaSoft registraron todas bajadas en su precio durante el mes de julio de 2020. La región ibérica es la que menos varió su precio, bajando su precio en un 0,3% en el mercado OMIP de

España y Portugal para ambos países y un 0,5% en el mercado EEX de España. Los países nórdicos, fueron los de mayor bajada del precio, registrando un descenso del 15,7% en el mercado ICE y un 16,5% en el mercado NASDAQ de esta región.

Brent, combustibles y CO2

Los precios de cierre de los futuros de petróleo Brent para septiembre de 2020 en el mercado ICE durante el mes de julio fueron superiores a los 42 \$/bbl. El precio de cierre mínimo, de 42,03 \$/bbl, se alcanzó el primer día del mes. Pero el segundo día de julio se registró la mayor variación de precios del mes, aumentando en 1,11 \$/bbl hasta situarse en 43,14 \$/bbl. Los precios más elevados del mes se alcanzaron en la cuarta semana y el martes 21 de julio se registró el precio de cierre máximo, de 44,32 \$/bbl. Por otra parte, el precio promedio mensual fue de 43,22 \$/bbl. Este valor es un 6,0% superior al alcanzado por los futuros para el mes M+2 en junio de 2020, de 40,77 \$/bbl, pero todavía un 33% inferior al correspondiente a los futuros de M+2 negociados en julio de 2019, de 64,21 \$/bbl.

En el mes de julio, la extensión de los recortes de producción de la OPEP+ y la recuperación de la demanda permitieron que los precios fueran superiores a los del mes anterior. Sin embargo, el impacto de la COVID-19, con el incremento en el número de casos de personas contagiadas, limitó la recuperación.

A partir de este mes de agosto, la OPEP+ incrementará su producción con la expectativa de que la recuperación de la demanda permita compensar el incremento de suministro. Sin embargo, la evolución de la pandemia podría afectar a la recuperación económica y los temores a un retroceso en la demanda podrían dar lugar a descensos de precios en los primeros días del mes.

Los futuros de gas TTF en el mercado ICE para el mes de agosto de 2020 alcanzaron los precios más elevados de julio durante las dos primeras semanas. En ese período, los precios se situaron alrededor de los 5,90 €/MWh y alcanzaron el precio de cierre máximo del mes, de 6,12 €/MWh, el día 7 de julio. En el resto del mes, los precios se estabilizaron en torno a los 5 €/MWh. El precio mínimo en julio, de 4,73 €/MWh, se alcanzó el lunes 20. Por otra parte, el valor promedio registrado durante el mes fue de 5,33 €/MWh. En comparación con el de los futuros para el mes M+1 negociados en el mes de junio de 2020, de 5,27 €/MWh, éste aumentó discretamente en un 1,2%. En comparación con los futuros de M+1 negociados en el mes de julio de 2019, cuando el precio promedio fue de 11,01 €/MWh, el descenso fue del 52%.

En el caso del mercado spot, el mes pasado los precios del gas TTF alcanzaron su precio índice máximo de 5,85 €/MWh el día 1 de julio y tuvieron precios superiores a 5 €/MWh durante los primeros diez días del mes. Pero el resto del mes los precios fueron inferiores y el precio índice mínimo, de 4,23 €/MWh, se alcanzó el día 15 de julio. Por otra parte, el precio promedio spot de este mes de julio fue de 4,92 €/MWh, el cual coincide con el del mes de junio de 2020. Sin embargo, fue un 55% inferior al de julio de 2019, de 10,89 €/MWh.

Respecto a los futuros del carbón API 2 en el mercado ICE para el mes de agosto de 2020, el precio de cierre máximo mensual, de 52,50 \$/t, se alcanzó el día 6 de julio. Pero el resto de la segunda semana del mes, los precios descendieron y el lunes 13 de julio se registró el precio de cierre mínimo,

de 48,80 \$/t. En la segunda mitad de julio, los precios se recuperaron influenciados por el temor a descensos en el suministro, ya que, a los anuncios de planes de reducción de producción en Colombia, se sumaron los efectos de las inundaciones en China. Finalmente, el precio promedio mensual en julio fue de 50,52 \$/t, un 7,6% superior al precio promedio de los futuros de carbón API 2 para el mes M+1 de junio de 2020, de 46,97 \$/t, pero un 11% más bajo que el de julio de 2019, de 56,83 \$/t.

En cuanto a los futuros de derechos de emisión de CO2 en el mercado EEX para el contrato de referencia de diciembre de 2020, registraron precios más elevados durante la primera mitad de julio. El precio de cierre máximo del mes, de 29,69 €/t, se registró el lunes 6 de julio. Este precio fue el más elevado desde principio de agosto de 2019. En cambio, el precio de cierre mínimo mensual, de 25,01 €/t, se alcanzó el día 27 de julio. El precio promedio en julio fue de 27,53 €/t, un 17% superior al del mes de junio, de 23,55 €/t. Respecto al precio promedio de 28,35 €/t del mes de julio de 2019 para el mismo producto, el promedio de julio de 2020 fue sólo un 2,9% inferior.

Análisis de AleaSoft sobre las afectaciones de los mercados eléctricos por la crisis del coronavirus

En AleaSoft se han organizado una serie de webinars desde los inicios de la crisis del coronavirus, para analizar la evolución de los mercados de energía y de la financiación de los proyectos de energías renovables en esta situación. En la situación actual de desescalada de las medidas tomadas en marzo y abril cuando estalló la pandemia en Europa, pero con la persistencia de rebrotes de COVID-19 y los datos muy negativos de las economías europeas durante el segundo trimestre del año, es muy importante analizar cuáles son las perspectivas de recuperación del sector energético europeo. Por ello, el próximo webinar “Los mercados de energía en la salida de la crisis económica” estará dividido en dos partes, la primera el 17 de septiembre y la segunda el 29 de octubre, contando con ponentes de Deloitte, Vector Renewables, Engie y AleaSoft. Además de los temas mencionados, se hablará de la importancia de las previsiones en las auditorías y en la valoración de carteras.

Teniendo en cuenta los rebrotes de la pandemia que están ocurriendo a nivel mundial y los escenarios más recientes de recuperación de la coronacrisis, en AleaSoft se han actualizado las curvas de precios a largo plazo de los mercados eléctricos Europeos.

Una herramienta para hacer un seguimiento de la evolución de los mercados eléctricos europeos, de combustibles y de derechos de emisión de CO2 son los observatorios de AleaSoft. En ellos se encuentran datos que se actualizan diariamente y que se pueden visualizar en una comparativa con las semanas anteriores, para ver su evolución.

Para más información, es posible dirigirse al siguiente enlace: <https://aleasoft.com/es/precios-mercados-electricidad-europeos-aumentan-julio-debajo-precios-julio-2019/>

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>