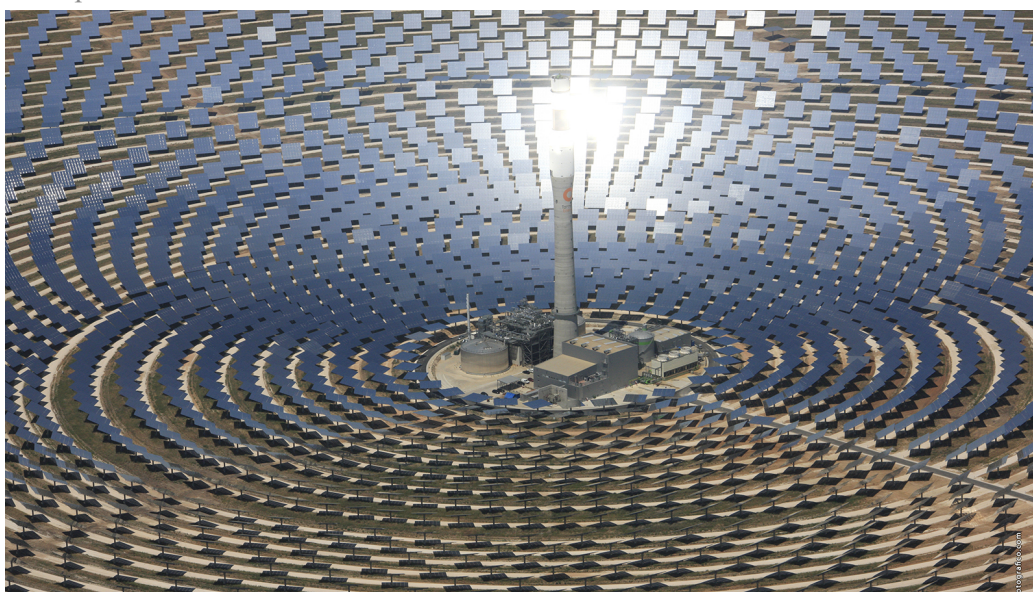


Del mercado diario al intradiario: lo que revela la comparación entre lo que se prevé y finalmente se hace por una...

- Una parte muy significativa del programa inicialmente casado en el mercado diario es revisada posteriormente en el intradiario. No se trata de pequeños retoques marginales, sino de una reorganización sustancial del perfil horario.



La energía termosolar generó 3.691 GWh en 2025, un 32% durante la noche.

<https://elperiodicodelaenergia.com/del-mercado-diario-al-intradiario-lo-que-revela-la-comparacion-entre-lo-qu...>

Aleasoft Energy Forecasting

Jueves, 05 marzo 2026

La evolución de los mercados eléctricos no solo se refleja en los precios horarios, sino también en la dinámica interna de la programación de las unidades de generación. En un entorno caracterizado por mayor volatilidad, creciente penetración renovable y ajustes continuos entre mercados, la diferencia entre el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y el Programa Horario Final Continuo (PHFC) se convierte en un indicador relevante del comportamiento estratégico. El análisis de los datos correspondientes al período 2023 a 2025 para una planta de generación termosolar permite observar cómo la programación inicial del mercado diario evoluciona tras la negociación intradiaria, revelando patrones de ajuste que aportan información valiosa sobre flexibilidad operativa y optimización económica.

En el análisis del **mercado eléctrico** suele ponerse el foco en los precios y en la producción real, pero existe otra dimensión que resulta igualmente reveladora: la evolución de la programación entre el Programa Diario Viable Provisional (PDVP) y el Programa Horario Final Continuo (PHFC). Más allá de una comparación puramente numérica, el contraste entre ambos programas permite observar cómo una planta de producción ajusta su posición tras el **mercado diario** y cómo utiliza los **mercados intradiarios** como herramienta de optimización en un entorno cada vez más dinámico.

El PDVP es la programación resultante del mercado diario una vez realizada la casación de ofertas, incorporados los **contratos bilaterales** y resueltas las primeras **restricciones técnicas** por parte del operador del sistema. Constituye la referencia operativa posterior al mercado diario y refleja la energía programada antes de que se negocien los mercados intradiarios. No es la producción real ni la liquidación definitiva, sino la primera programación viable del día desde el punto de vista del mercado y de la operación inicial.

El PHFC es la programación que resulta tras las **subastas intradiarias** y la negociación en el **mercado intradiario continuo**. Representa la última programación de mercado antes de los servicios de ajuste y la operación en tiempo real. Tampoco equivale a la producción real, pero sí constituye la posición final consolidada tras todo el proceso de negociación en los mercados mayoristas.

Comparar ambos programas permite ir más allá del **precio marginal** y abrir una ventana complementaria sobre el funcionamiento del sistema. El análisis de su diferencia permite entender cómo se ajustan las posiciones antes de la operación efectiva, identificar patrones estacionales de optimización y cuantificar la intensidad con la que se utiliza el mercado intradiario. En definitiva, aporta una medida indirecta pero robusta del comportamiento estratégico de mercado y de la flexibilidad operativa efectiva.

La señal estructural del perfil horario y su estacionalidad

En la parte superior de la imagen se muestra, para cada hora del día, la distribución horaria de la energía programada de la planta termosolar, expresada como porcentaje del total anual en PDVP y PHFC, desagregada por trimestres para el período 2023-2025. Los resultados muestran que la estructura horaria del PHFC no es una réplica exacta del PDVP. Aunque comparten una base común, aparecen desplazamientos sistemáticos de participación entre determinadas franjas horarias que se repiten a lo largo de los años incluidos en el análisis. En algunos trimestres se refuerzan las horas centrales y vespertinas en el programa final, asociado a procesos de reprogramación intradiaria motivados por la actualización de las condiciones operativas y del recurso disponible.

La generación de una planta solar termoeléctrica depende principalmente del recurso solar y ese es el principal patrón que se observa, tanto a lo largo del día como a lo largo del año. Pero las centrales termosolares tienen cierta capacidad de **almacenamiento térmico**, y esa capacidad representa una ventaja al tener cierta habilidad para gestionar esa reserva de manera estratégica.

Los cambios y ajustes entre PDVP y PHFC

El análisis de las diferencias en la parte inferior de la imagen, en puntos porcentuales y en valores relativos, muestra un patrón mucho más definido de lo que podría apreciarse a primera vista.

En los primeros y últimos trimestres de cada año se concentran los cambios más importantes. En varios de estos períodos el ajuste relativo supera el 40% e incluso alcanza valores cercanos al 80% en determinadas horas. Este nivel de reconfiguración implica que una parte muy significativa del programa inicialmente casado en el mercado diario es revisada posteriormente en el intradiario. No se trata de pequeños retoques marginales, sino de una reorganización sustancial del perfil horario.

Por el contrario, en los segundos y terceros trimestres del año la modificación relativa tiende a ser más moderada y estable. Aunque siguen existiendo ajustes relevantes, la intensidad media es inferior a la observada en invierno y en el tramo final del año. Este comportamiento resulta coherente con la propia naturaleza del recurso termosolar. En los trimestres centrales del año, caracterizados por mayor **irradiación** y generalmente mayor estabilidad meteorológica, la previsibilidad del recurso es más elevada y la programación definida en el mercado diario requiere menos correcciones posteriores.

En cambio, en el primer y cuarto trimestre la menor disponibilidad solar, la mayor variabilidad atmosférica y la reducción de horas de luz incrementan la incertidumbre operativa. En este contexto, los mercados intradiarios adquieren un papel más activo como herramienta de ajuste y optimización, lo que se traduce en porcentajes de modificación mucho más pronunciados. La comparación entre PDVP y PHFC no solo revela diferencias técnicas de programación, sino también la adaptación estratégica a la estacionalidad del recurso y al grado de incertidumbre asociado a cada período del año.

Perspectivas de los mercados de energía en Europa. Primavera 2026

El webinar mensual número 64 organizado por **AleaSoft Energy Forecasting** se celebrará el 12 de marzo de 2026 a las 12:00 CET y estará dedicado al análisis de la evolución reciente de los **mercados de energía europeos**, sus perspectivas de cara a la primavera y los principales acontecimientos que influirán en el sector a lo largo de 2026. Durante la sesión se examinarán los **cambios regulatorios** más relevantes, así como el papel cada vez más decisivo del **almacenamiento de energía** y de los **mercados de capacidad** en un sistema eléctrico marcado por una mayor penetración de renovables y una creciente **volatilidad de precios**. En este contexto, AleaStorage presentará sus soluciones avanzadas de optimización, análisis de ingresos y estructuración de proyectos de almacenamiento y **sistemas híbridos** con renovables, orientadas a maximizar el valor y la rentabilidad de los activos.

El evento contará nuevamente con la participación de expertos de **EY**, que compartirán su experiencia en regulación, **financiación de proyectos renovables** y de almacenamiento, acuerdos **PPA**, autoconsumo y valoración de activos y carteras energéticas, complementando así el análisis de mercado de AleaSoft. El webinar se consolida como un foro de referencia para comprender las tendencias que están transformando los mercados de energía europeos y el creciente valor estratégico de la flexibilidad dentro del sistema eléctrico.

Fuente: **AleaSoft Energy Forecasting**.