

La nuclear francesa se adapta a la fotovoltaica europea y ya no opera como carga base en las horas de máxima producción...

- Los datos horarios de Entso-E muestran que la producción nuclear francesa al mediodía y en las horas punta de la tarde durante el periodo abril-septiembre se ha multiplicado casi por ocho desde 2019: durante las horas de máxima producción solar, ya no operan como generación de base tradicional.



<https://www.pv-magazine.es/2026/05/15/la-nuclear-francesa-se-adapta-a-la-fotovoltaica-europea-y-ya-no-oper...>

Viernes, 15 mayo 2026

Durante gran parte de las últimas cuatro décadas, la energía nuclear francesa fue el equivalente más cercano que tuvo Europa a una base estable de generación eléctrica. Los reactores funcionaban prácticamente a plena carga durante el día y solo reducían su producción por la noche, cuando la demanda doméstica descendía. Sin embargo, los datos horarios de la plataforma de transparencia de Entso-E muestran que ese patrón ha cambiado radicalmente. Entre 2019 y 2025, la diferencia media entre la producción nuclear del mediodía y la de la tarde pasó de 582 MW a 4.426 MW durante los meses de abril a septiembre. Es decir, casi un orden de magnitud. Durante las horas de máxima producción solar europea, los reactores franceses ya no operan como generación de base tradicional.

La modulación nuclear en Francia —es decir, el funcionamiento de los reactores por debajo de su capacidad máxima— alcanzó 33 TWh en 2025, más del doble de los 15 TWh registrados en 2019. El cambio es evidente tanto en los volúmenes anuales como en los perfiles horarios. La forma diaria de los precios eléctricos que Europa esperaba para finales de esta década ya se ha materializado en Francia.

Un cambio de un orden de magnitud, año tras año

Los gráficos comparativos de 2019, 2023 y 2025 muestran claramente esta evolución. En 2019, la curva de generación nuclear francesa permanecía prácticamente plana durante todo el día. En 2023, la producción seguía afectada por las paradas de mantenimiento derivadas de los problemas de corrosión detectados en 2022 y mostraba una ligera concavidad. Pero en 2025 la curva presenta ya una depresión muy marcada al mediodía respecto a la mañana y la tarde. Al mismo tiempo, la producción solar alcanza su máximo precisamente en esas horas centrales, mientras las exportaciones netas francesas aumentan para absorber el excedente europeo.

Si se eliminan los meses de invierno, donde la contribución solar es menor, el fenómeno se intensifica todavía más. Entre abril y septiembre, la diferencia entre la producción nuclear francesa durante el intervalo de 10:00 a 16:00 y el pico vespertino de 18:00 a 22:00 pasó de 582 MW en 2019 a 4.426 MW en 2025.

Los datos del primer trimestre de 2026, aunque no son directamente comparables con los meses estivales, ya muestran una diferencia cercana a 2.500 MW entre el mediodía y la tarde, una cifra elevada para el invierno del noroeste europeo, cuando la producción solar es mínima. El cambio registrado entre 2022 y 2025 no puede explicarse únicamente por el calendario de mantenimiento nuclear. La caída de 2022 respondió a la crisis de corrosión, pero desde entonces la diferencia continúa ampliándose cada año.

El fenómeno tiene dos componentes: un aumento del volumen anual de modulación y un cambio en el momento del día en que esta se produce. Antes, la nuclear francesa reducía potencia principalmente por la noche debido a la menor demanda interna. Ahora, la reducción ocurre al mediodía y durante la tarde, impulsada por la elevada generación solar europea. Los precios eléctricos reflejan exactamente la misma dinámica: el antiguo pico de precios al mediodía se ha convertido en un valle.

Una decisión de carácter económico, no una limitación de capacidad

Francia continuó siendo exportadora neta de electricidad durante el 98,5% de las horas de 2025. El saldo anual de exportaciones alcanzó 92,3 TWh, el nivel más alto registrado hasta ahora y equivalente aproximadamente al consumo eléctrico anual de Bélgica. Por tanto, la reducción de producción nuclear no responde a falta de capacidad disponible.

Lo que ha cambiado es la lógica económica de despacho en las horas donde la flota nuclear no opera a plena carga. En las 129 horas de 2025 en las que Francia fue importadora neta, la producción nuclear se situó de media 8,7 GW por debajo del promedio anual. En 2024, esa diferencia era prácticamente inexistente. Las horas de importación ya no reflejan escasez doméstica, sino excedentes renovables baratos en países vecinos. El precio medio durante esas horas fue de 33 €/MWh, el más bajo desde la apertura de los mercados eléctricos europeos, y aproximadamente la mitad de ellas registraron precios negativos.

Para cualquiera que elabore modelos de los márgenes nucleares franceses basándose en la estructura de precios de 2019, esta inversión es fundamental. Antes, una hora de importación para

Francia solía ser una hora de precio alto, impulsada por la escasez interna. En 2025, será una hora de precio bajo, impulsada por la abundancia en el extranjero.

La primera evidencia fue la frontera con España

La frontera con España fue la primera en evidenciar este cambio estructural. Hasta 2021, Francia exportaba electricidad de forma prácticamente continua a España. La crisis nuclear de 2022 invirtió temporalmente el flujo y España comenzó a exportar hacia Francia. Desde 2024, el balance se ha equilibrado casi completamente: en 2025 Francia exportó 7,6 TWh e importó 7,4 TWh desde España.

Lo más relevante es que los meses en los que Francia pasa a ser importadora coinciden ahora con febrero y abril, precisamente cuando la producción solar española aumenta con fuerza pero la demanda todavía no alcanza los niveles estivales asociados a la climatización. Según el análisis, esta es la primera señal clara de saturación solar en una zona de mercado europea.

En contraste, la frontera italiana mantiene todavía un comportamiento más parecido al que tenía España hacia 2018. Francia exportó netamente 26,2 TWh a Italia en 2025, mientras el mercado italiano sigue dependiendo en gran medida del gas natural. Sin embargo, el crecimiento de la capacidad solar italiana podría alterar esta situación durante la segunda mitad de la década.

Qué habrá que observar...

Tres aspectos clave a seguir durante los próximos años:

1. ¿Comenzará la frontera italiana a mostrar importaciones hacia Francia al inicio de la primavera, como ocurrió con España?

La capacidad solar italiana, los precios del gas y el despliegue de baterías serán las variables determinantes. El precedente español demuestra que el cambio puede producirse rápidamente una vez que se alinean las condiciones.

2. ¿Cómo crecerá la modulación nuclear francesa como proporción de la producción total del parque nuclear?

Los 33 TWh modulados en 2025 representan aproximadamente el 9% de la generación nuclear total francesa, que alcanzó 373 TWh. La flota nuclear todavía no ha tenido que gestionar una modulación equivalente a una proporción de dos dígitos de su producción anual.

3. ¿Cómo influirá la solar alemana en los flujos transfronterizos?

A medida que el parque solar alemán continúa expandiéndose rápidamente, los periodos de generación solar de bajo coste ya están modificando los flujos comerciales de electricidad en toda la región. Conforme entre más capacidad renovable en operación, es probable que estos efectos se intensifiquen, con implicaciones directas e indirectas sobre la modulación de la producción nuclear en Francia.

El autor del análisis es Safa Sen, integrante de Ricardo, compañía perteneciente al grupo WSP Group.

Ricardo desarrolla servicios de ingeniería, consultoría y análisis científico en sectores como energía, infraestructuras, agua, transporte, minería y medio ambiente, mientras que WSP Group opera en más

de 50 países con proyectos relacionados con infraestructuras, energía y sostenibilidad.

Este contenido está protegido por derechos de autor y no se puede reutilizar. Si desea cooperar con nosotros y desea reutilizar parte de nuestro contenido, contacte: editors@pv-magazine.com.

Popular content