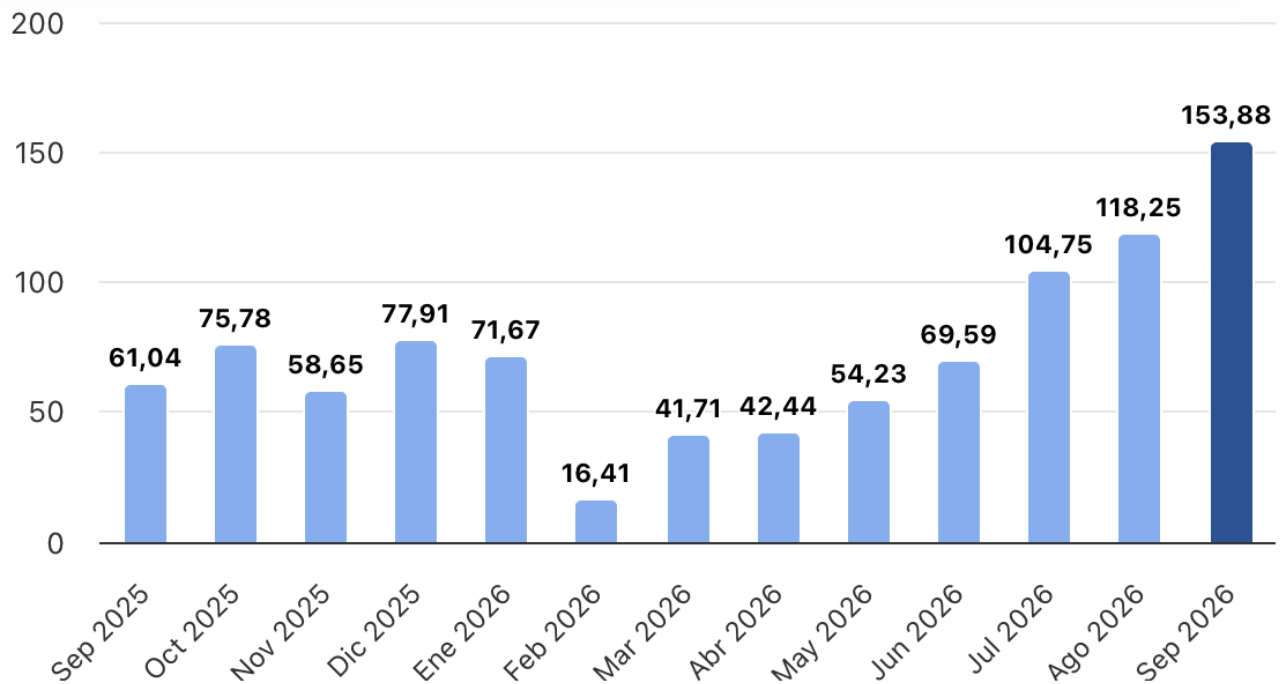




Mercado Diario Mensual de la Electricidad (€/MWh)



01 Situación actual mercado energético en España

El mercado eléctrico español llega a septiembre tras un verano de fuerte encarecimiento. Agosto cerró con un precio medio del mercado diario de 118,25 €/MWh, un 72,8 % superior al del mismo mes de 2025. El repunte coincide con una mayor demanda, menor aportación de algunas tecnologías de generación y un contexto de tensión en el mercado del gas.

La evolución no es uniforme a lo largo del día. La fotovoltaica continúa conteniendo los precios durante las horas centrales, mientras que fuera de ese periodo aumenta la necesidad de tecnologías flexibles y la exposición al coste térmico. El resultado es una dispersión horaria que adquiere tanta relevancia como la propia media mensual.

Las cuatro claves del escenario

El encarecimiento del gas y del CO₂ presiona el coste marginal de los ciclos combinados; el calor incrementa la demanda; la producción renovable concentra precios bajos en determinadas franjas; y los costes de operación del sistema siguen siendo un componente relevante del coste energético agregado.

Los mercados a plazo también reflejan una revisión al alza de determinados productos, especialmente los correspondientes al último trimestre de 2026 y al primer trimestre de 2027. Estas cotizaciones deben interpretarse como señales de mercado, no como predicciones ciertas ni como precios finales de suministro.

02 El mercado mayorista cambia de tendencia

Tras una primavera con precios contenidos, el mercado diario registró un ascenso sostenido durante el verano. La media pasó de 54,23 €/MWh en mayo a 69,59 €/MWh en junio, 104,75 €/MWh en julio y 118,25 €/MWh en agosto. El último mes supone un incremento del 12,89 % respecto a julio y se sitúa en el nivel mensual más elevado desde febrero de 2023, según el informe facilitado.

Precio del mercado eléctrico en €/MWh (OMIE) · Agosto 2026

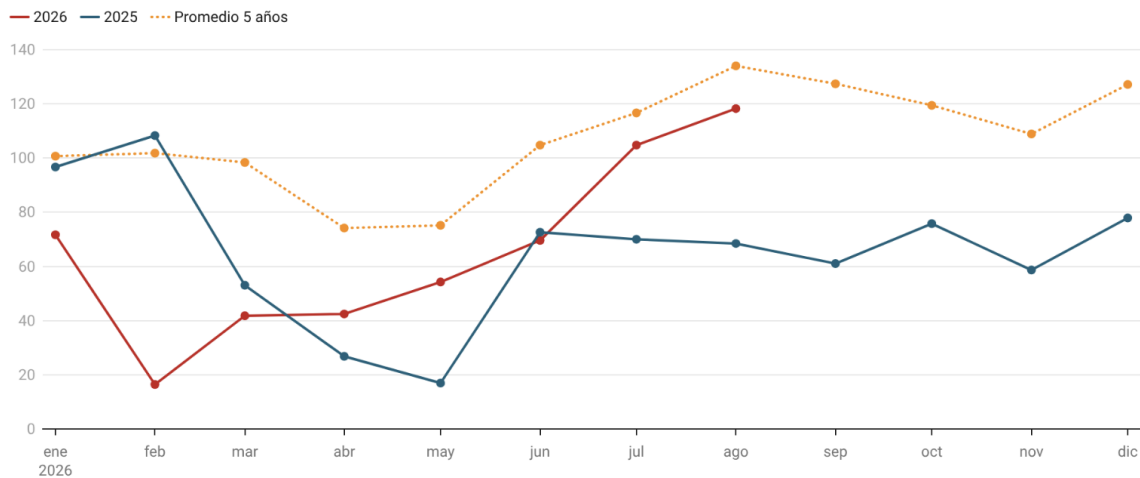


Figura 1. Evolución mensual del pool: 2026, 2025 y promedio de cinco años. Fuente: captura facilitada, agosto de 2026.

La comparación histórica muestra que el repunte de agosto no responde únicamente a una oscilación puntual. Sin embargo, la media mensual debe interpretarse junto con la composición de la generación y la distribución horaria de la demanda: dos meses con una media similar pueden presentar riesgos y perfiles de precio muy diferentes.

03 La dispersión horaria gana protagonismo

La elevada producción fotovoltaica mantiene precios reducidos durante las horas centrales, pero su desaparición al atardecer obliga a recurrir a otras tecnologías. En agosto, el promedio comunicado fue de 26,37 €/MWh entre las 10:00 y las 18:00, frente a 164,19 €/MWh fuera de ese periodo. La diferencia es de 137,82 €/MWh.

Precio horario del mercado diario · Agosto 2026

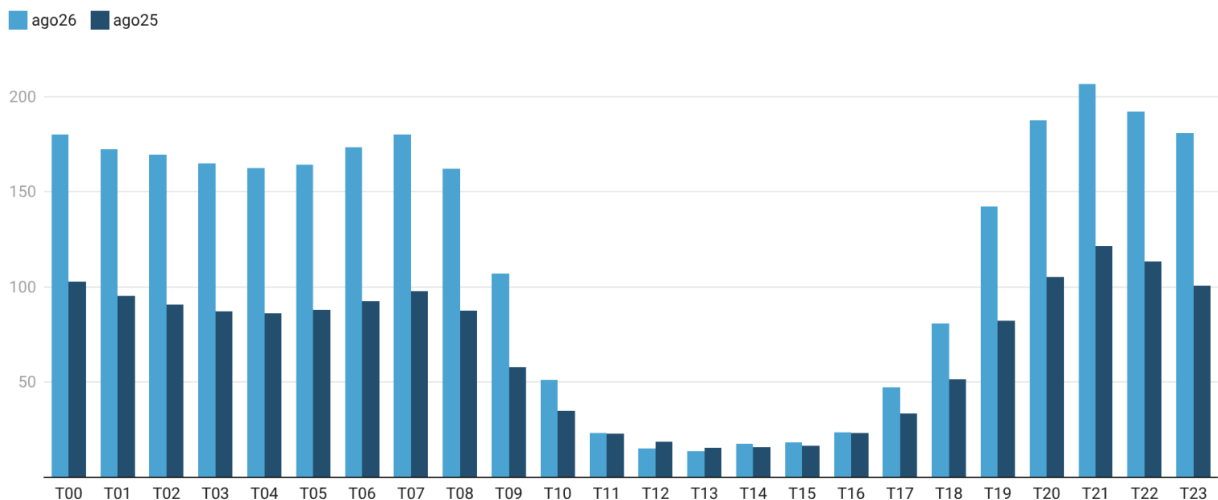


Figura 2. Perfil horario medio del mercado diario en agosto de 2026 y agosto de 2025.

Esta separación explica por qué el precio medio del pool no representa por sí solo el coste de un consumidor concreto. La curva de carga determina qué parte de la energía se adquiere en las horas de menor precio y qué parte queda expuesta a los periodos de mayor coste, por eso quien tiene un contrato en pass through, y no puede aprovechar los precios del día, se ve altamente penalizado. Si además, se contiene una curva de carga de autoconsumo por tener instalada fotovoltaica, este escenario negativo se acentúa.

04 Demanda, generación y respaldo térmico

Las olas de calor elevaron las necesidades de refrigeración. El material aportado comunica un incremento interanual de la demanda del 9,78 % en agosto y un crecimiento medio del 11,5 % durante los tres meses de verano. Al mismo tiempo, la generación eólica descendió un 9,6 % y la nuclear un 7 %, mientras que los ciclos combinados aumentaron su producción un 29,6 %.

La fotovoltaica incrementó su generación un 27,6 % y alcanzó el 29,3 % del mix, según una de las referencias facilitadas. Otro extracto sitúa la participación solar en el 31,76 % y la de los ciclos combinados en el 20,69 %. Al no constar una metodología común para ambas referencias, se mantienen diferenciadas.

La lectura estructural es clara: una mayor capacidad renovable puede reducir el precio durante numerosas horas, pero no elimina la necesidad de recursos flexibles cuando la producción renovable y la demanda no coinciden temporalmente.

05 Gas natural, CO₂ y riesgo geopolítico

El encarecimiento del gas vuelve a ser un factor determinante en la formación de precios. Las fuentes aportadas relacionan la tensión de agosto con las restricciones al tránsito de GNL por el estrecho de Ormuz, la prima de riesgo geopolítica y el menor ritmo de llenado de las reservas europeas. El MIBGAS alcanzó 62,31 €/MWh, prácticamente el doble que en agosto de 2025, según el extracto recibido.



Figura 3. Evolución de MIBGAS hasta agosto de 2026. Fuente: captura facilitada por Global Insitec.

El precio medio de los derechos europeos de emisión se situó en 81,57 €/tCO₂, un 1,4 % por encima de julio y un 14,7 % más que un año antes. Cuando los ciclos combinados resultan necesarios, la combinación de combustible y derechos de emisión eleva su coste marginal y puede trasladarse al precio de mercado.

Por tanto, la elevada penetración renovable reduce la frecuencia con la que las tecnologías térmicas determinan el precio, pero no necesariamente su influencia económica en las horas en que son necesarias para cerrar el sistema.

06 Del mercado diario al coste energético agregado

El pool es la referencia principal del mercado mayorista, pero no representa todos los costes de adquisición y operación del sistema. Los mercados intradiarios, los servicios de ajuste y otros componentes pueden modificar el coste agregado. Es importante distinguir este coste de un precio final de suministro, que incorpora además las condiciones específicas de cada contrato.

El informe de agosto comunica costes provisionales del sistema de 17,53 €/MWh. Sumados al pool de 118,25 €/MWh, sitúan el precio final provisional en 135,78 €/MWh. La captura de componentes facilitada muestra otra referencia de 122,43 €/MWh; se reproduce con su denominación original, sin equipararla al dato anterior al no constar una definición homogénea.



Figura 4. Componentes del precio final y energía del cierre. Referencia de 122,43 €/MWh en la captura original.

07 Servicios de Ajuste: una variable relevante

Los Servicios de Ajuste del Sistema permiten mantener el equilibrio entre generación y demanda y atender las necesidades de operación de la red. Incluyen mecanismos de balance, regulación y restricciones técnicas. Los costes asociados a desvíos, por su parte, se relacionan con diferencias entre la energía programada y la finalmente consumida o generada.

La evolución histórica facilitada muestra un aumento de la relevancia económica de estos componentes respecto a los primeros años de la serie. La captura identifica para julio de 2026 un precio medio mensual de 19,08 €/MWh. Su repercusión concreta al consumidor depende de la estructura de costes y de las condiciones contractuales aplicables.

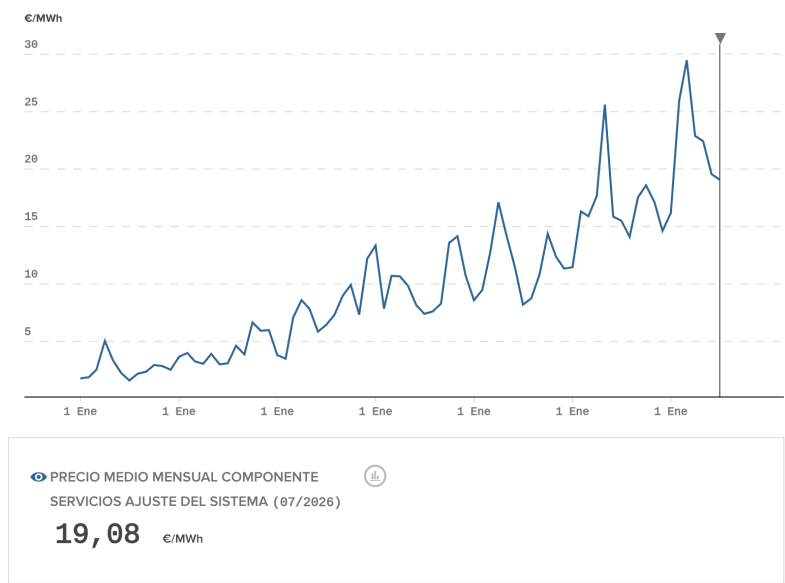


Figura 5. Evolución histórica del componente de Servicios de Ajuste hasta julio de 2026.

08 Mercados a plazo: señales para los próximos periodos

Los mercados de futuros incorporan expectativas sobre la evolución de la demanda, los combustibles, la generación y las primas de riesgo. Sus cotizaciones permiten observar cómo se valora la energía para distintos horizontes, pero no constituyen una predicción cierta del mercado diario ni un precio final de contratación.

La tabla facilitada muestra una revisión al alza de los productos de mayor proximidad. El contrato español Q4-2026 se sitúa en 127,25 €/MWh, con un avance del 16,4 % en treinta días, mientras que el anual 2027 alcanza 77,85 €/MWh, un 15,7 % más.

Contrato (cotización €/MWh)	Mercado a plazo eléctrico España		Mercado a plazo eléctrico Alemania		Mercado a plazo gas de referencia Europa	
	OMIP	Dif. % D-30	EXX	Dif. % D-30	TTF	Dif. % D-30
Q4-26	127,25	16,4 %	154,64	9,0 %	69,16	19,5 %
Q1-27	106,25	25,0 %	149,42	13,7 %	66,25	22,7 %
Q2-27	50,25	4,2 %	98,58	9,0 %	47,46	20,8 %
Q3-27	78,25	16,1 %	105,44	7,7 %	44,40	19,1 %
Yr-27	77,85	15,7 %	117,10	9,7 %	50,50	20,2 %
Yr-28	58,75	3,3 %	93,08	6,9 %	33,09	11,5 %

Figura 6. Cotizaciones de electricidad y gas a plazo. Fuente: tabla facilitada; fecha exacta de captura no identificada.

La estructura temporal presenta diferencias relevantes: Q1-2027 cotiza a 106,25 €/MWh, frente a 50,25 €/MWh para Q2-2027 y 78,25 €/MWh para Q3-2027. La distancia entre productos refleja expectativas distintas según la estación y el horizonte de entrega.

Una segunda fotografía del mercado

La pantalla SPEL BASE facilitada recoge Q4-2026 a 133,50 €/MWh y YR-2027 a 81,00 €/MWh. Estas cifras difieren de las de la tabla anterior y deben tratarse como observaciones independientes. La propia pantalla indica fecha de precios de 8 de septiembre de 2026, posterior a la fecha de referencia de este informe.



Figura 7. Pantalla SPEL BASE. Se conserva la fecha de origen indicada en la captura: 8 de septiembre de 2026.

09 Valoración del escenario actual

El verano de 2026 pone de manifiesto la interacción de varios factores: demanda elevada, disponibilidad renovable desigual a lo largo del día, mayor utilización de generación térmica, presión sobre el gas y costes adicionales de operación. La combinación explica que puedan coexistir precios muy reducidos durante las horas solares y niveles elevados en las franjas de mayor demanda.

La información disponible también muestra que los mercados a plazo han incorporado una mayor prima de riesgo para determinados periodos próximos. No obstante, la evolución futura dependerá de factores que pueden cambiar rápidamente, entre ellos la meteorología, la disponibilidad de generación, el gas, las reservas y la situación geopolítica.

Este informe se limita a describir el contexto y los mecanismos que intervienen en la formación de precios. La valoración de modalidades de contratación, ofertas comerciales y condiciones de permanencia queda reservada para una segunda entrega.