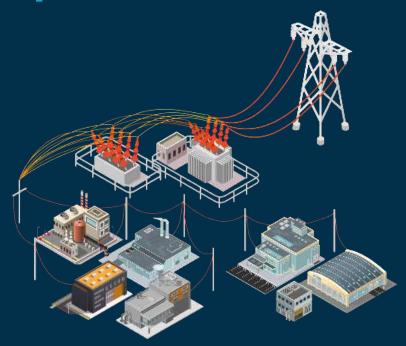




Informe de mercado

Septiembre 2022



Índice

Resumen del último mes	3
El análisis	4
Precio del mercado diario	11
Demanda y generación	12
Precios de casación	11
Futuros	14
Mercados de gas	15
Índices ASE	17

La información contenida en el presente documento se basa en la información obtenida tanto de fuentes propias como de información de carácter público o suministrada por otras terceras entidades, sin que GRUPO ASE haya procedido a verificar la exactitud de la información obtenida por las fuentes citadas, así como está basada en la interpretación de los mercados de electricidad y gas que realizan los analitas de Grupo ASE. Grupo ASE se compromente allevar a cabo su cometido con la mayor diligencia y profesionalidad, pero no garantiza ni asegura el resultado de sus análisis o de las recomendaciones realizadas. Los datos, informaciones, previsiones y recomendaciones contenidas en en esquema analítico para la toma de decisiones e identificación de las diferentes tipologías de variables y riesgos, por lo que tienen un carácter orientativo y el uso que de las mismas se haga será responsabilidad exclusiva del cliente. Ni el presente documento ni su contenido constituyen una oferta, invitación o solicitud de compra, suscripción o cancelación de posiciones. Grupo ASE no asume ninguna responsabilidad por cualquier pérdida, directa o indirecta, que pudiera derivarse de la utilización de este documento o de la información, previsiones o recomendaciones contenidas en el mismo por parte de sus destinatarios. El cliente o destinatario del presente documento es el responsable último de las decisiones relativas a la aceptación del cierre de precios y posiciones a futuro, no pudiendo exigir a Grupo ASE ningún tipo de responsabilidad derivada del no cumplimiento de sus previsiones.

Resumen del último mes

PRECIO DE LA ELECTRICIDAD

POOL

243,95 -20,77% vs agosto 2022



€/MWh



+56,24% vs septiembre 2021

DEMANDA

19.062 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

» Q4-22: 156,75 (-35,1%)

YR-23:

» España: 198,13 (-23,4%)

» Francia: 551,89 (-17,7%)

» Alemania: 453,44 (-21,3%)

ÍNDICES ASE

ASE CTEL Total

Evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión. -1,90

vs agosto 2021

GENERACIÓN

22.556 GWh

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- » Brent: -11,3%
- » Gas (MIBGAS): -28%
- » Carbón (API2 Month +1): -11,3%
- » CO2 (EUA): -18%

El análisis

La eólica reduce el precio del gas ibérico y abarata la electricidad un 21%



Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- » El precio del mercado mayorista de electricidad español es un 29% más competitivo que el de Europa.
- » Se acelera la destrucción de la demanda de electricidad y gas de la industria en España.
- » Los precios del gas bajan en septiembre a pesar del sabotaje en el Nordstream1 y el precio de España (MIBGAS) se desvincula del mercado de referencia en Europa (TTF).
- » Los futuros eléctricos europeos reflejan un déficit de electricidad, más allá de la crisis del gas.
- » El mercado de CO2 se hunde un 32%.

El precio de electricidad se reduce un 20,78% respecto a agosto

El precio diario del mercado mayorista (POOL) español de septiembre se ha situado en 141,07 €/MWh. Sumando el sobrecoste que supone para los consumidores el ajuste del precio del tope del gas (102,86 €/MWh), se sitúa en 243,95 €/MWh. Baja un 20,77% frente a agosto, pero es un 56,2% más alto que hace un año.

La generación eólica y la reducción del precio del gas (MIBGAS) minoran el ajuste por el "tope al precio del gas"

La reducción del precio del POOL en septiembre se debe a la moderación del ajuste de compensación derivado del "tope del precio del gas", que ha sido de 102,86 €/MWh frente a los 153,34 €/MWh de agosto.

Principalmente, esa rebaja se explica por la disminución del 28% en el precio diario del gas (MIBGAS)

y porque los ciclos combinados han producido un 5,4% menos que el mes pasado. También moderan su impacto otros factores como la reducción del coste del CO2 y que la compensación del ajuste se reparte entre más consumidores, a medida que van venciendo los contratos de "precio fijo" anteriores al 24 de abril.

Como se observa en el gráfico de la página siguiente, la compensación por el tope del precio del gas

4 Grupo ASE

(barras amarillas) se reduce significativamente en la última semana de septiembre.

La alta producción eólica registrada ha tenido dos efectos. En primer lugar, reducir el volumen de electricidad generada por los ciclos combinados de gas (CCG). Por tanto, la cantidad a compensar ha sido mucho menor. En el siguiente gráfico se aprecia cómo, en la última semana, a medida que ha crecido la generación eólica, se ha reducido la producción de los CCG.

El segundo efecto que ha tenido el incremento de la generación eólica ha sido la caída del precio del gas en la península (MIBGAS). Esto se debe a que, en los últimos meses, la demanda de gas para generación de electricidad ha crecido un 97%, mientras que la demanda convencional (industria y hogares) se ha reducido un 30%.

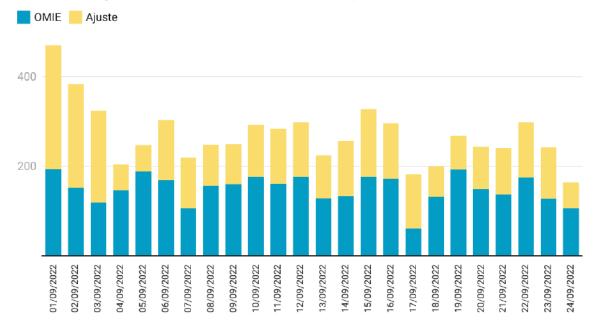
Por tanto, teniendo en cuenta que la demanda de electricidad para generación de electricidad supone ya un 60% de la demanda total de gas en España, cuando desciende esta demanda, el precio diario de MIBGAS cae con más fuerza que su homologo holandés (TTF), de referencia en Europa.

Como resultado, en la última semana se redujo el coste unitario (€/MWh) que hay compensar a los CCG (el diferencial entre los 45 €/MWh que fija el tope del gas y el precio diario de MIBGAS). Como para producir un MWh de electricidad se necesitan dos MWh de gas, la bajada del precio de gas (MIBGAS) tiene un fuerte impacto en el cálculo del ajuste de compensación por el tope del precio del gas

¿Cómo puede evolucionar el coste del ajuste por el tope al precio al gas en los próximos meses?

En la última semana de septiembre, el precio del ajuste fue de solo 38,26 MWh, frente a su media, desde que se puso en marcha, el 15 de junio, de 119,39 €/MWh. Superando las previsiones iniciales,

POOL + Ajuste de compensación al gas septiembre 2022



el coste del mecanismo del tope del precio al gas ha sido muy alto en los meses que lleva funcionando.

Lo explican diferentes variables. En primer lugar, la producción eólica, que en verano se reduce por causas climatológicas. Pero, además, factores atípicos como la reducción de la hidráulica (-50%) por la extrema sequía y la menor producción nuclear en Francia, han duplicado la producción de los CCG.

A esto hay que añadir el alto precio del gas (MIB-GAS), que ha llegado a superar los 125 €/MWh y a incrementar el diferencial a compensar a los CCG, con respecto al precio de 45 €/MWh fijado por el Gobierno.

Mientras en septiembre del año pasado el saldo importador con Francia fue de 862 MWh, este mes el saldo ha sido exportador, de 1.697 MWh. Esta di-

ferencia de 2.559 MWh se ha compensado con el aumento de producción de los CCG para equilibrar el balance eléctrico. De no haber existido el mecanismo del tope al gas, probablemente el saldo exportador hubiera sido el mismo, pero el resultado habría sido peor para los consumidores, que hubieran pagado la electricidad un 40% más cara.

Durante los próximos meses, es previsible que se mantengan bajas tanto producción hidráulica como la nuclear francesa. Pero el incremento de la generación eólica tendrá un efecto reductor neto del coste del ajuste de compensación por el tope del precio al gas durante el otoño y el invierno.

Atendiendo al promedio de los últimos cinco años, la generación eólica aumentará durante el último trimestre del año y el primero del siguiente un 50% respecto al tercer trimestre. En esa medida, debería

conllevar una reducción significativa de la producción de los CCG y, por consiguiente, del coste del ajuste de compensación por el tope al gas. Medir esta reducción resulta altamente complejo, pero estimamos que en los próximos meses debería situarse sobre los 80 €/MWh, frente a los 119 €/MWh del tercer trimestre.

El precio del mercado mayorista de electricidad español es un 29% más competitivo que el europeo

El precio de la electricidad (POOL + ajuste por el tope del precio del gas) de septiembre en España ha sido de 243,95 €/MWh, lo que contrasta con el promedio de 344,35 €/MWh de las grandes economías europeas. La escasez de gas y de electricidad por la sequía y la baja producción nuclear en Francia mantienen altos los precios de los principales mercados europeos.

La crisis energética europea está teniendo menos impacto en España por varios motivos:

- » La entrada en funcionamiento del mecanismo del "tope del precio del gas" ha limitado el impacto del incremento del precio del gas sobre el precio marginal de la electricidad en la península.
- » El mercado de gas español (MIBGAS) se está mostrando más competitivo que el resto de hubs europeos, por su elevado aprovisionamiento de gas natural licuado (GNL), lo que permite reducir el coste de generación de los CCG españoles.
- » La escasa interconexión con Europa evita que la capacidad de exportación de generación renovable en la península (más barata) escape a otros mercados con un coste de oportunidad mayor.

Las potentes infraestructuras de GNL y la escasa interconexión son factores estructurales del mercado ibérico. En el actual contexto de escasez de gas y electricidad, es previsible que los precios de la energía (gas y electricidad) en España se mantengan más competitivos que en el resto del continente y que esta situación se alargue varios años.

El precio de gas en España (MIBGAS) se desvincula del mercado de referencia europeo (TTF)

En los últimos meses, el precio del mercado español está registrando una fuerte prima de descuento sobre el mercado de referencia en Europa, el holandés (TTF). En septiembre, el precio medio diario del gas en España MIBGAS ha sido de 118,43 €/MWh, frente a los 191,35 MWh del TTF. Esto supone un descuento récord de 72,92 €/MWh, que supera los 70,75 €/MWh de agosto.

Históricamente, los precios de gas en España (MIB-GAS) habían sido más altos que los del TTF, pero nuestra escasa dependencia del gas ruso y nuestra elevada capacidad de regasificación nos permiten acceder a más fuentes de aprovisionamiento que el resto de los mercados europeos.

Desde que a Europa no llega el barato gas ruso, los precios de los hubs de gas europeos están divergiendo. Junto a España, mercados como el de Reino Unido o el francés, que también disponen de una elevada capacidad de importación de GNL, se han desvinculado del TTF.

Recientemente, la Comisión Europea ha admitido que el criterio de referencia del gas para Europa (el TTF) no funciona y que se debe trabajar en un referente más representativo. Hay que tener en cuenta que el TTF es el mercado más liquido de Europa, con un volumen comercializado cien veces superior a su mercado doméstico (Holanda) y diez veces mayor a todo el consumo de la UE, lo que refleja el volumen de especulación al que está sujeto.

El mercado de gas se muestra indiferente al sabotaje del NordStream 1

A pesar de que el sistema de gaseoductos NordS-tream1 (NS1) ha sufrido un sabotaje a finales de septiembre, que ha causado daños irreparables, los precios del gas en Europa han registrado bajadas. Su impacto ha sido nulo porque el NS1 ya no estaba suministrando gas y el mercado ya había descontado que el suministro ruso no iba a restablecerse.

En septiembre, el TTF ha registrado una importante reducción en el Q4-22. Ha bajado un 18,7% hasta situarse en los 196,82 €/MWh. Por su parte, el Yr-23 ha descendido un 6,2% hasta los 182,87 €/MWh. En todo caso, se trata de valores desorbitados. Como ya explicamos en nuestro anterior informe, no vemos razones para esperar una bajada mucho mayor, hasta los niveles previos al verano.

A lo largo de este mes, Europa ha continuado atrayendo grandes volúmenes de GNL. Su promedio ha aumentado a 328 mcm/d, frente a los 293 mcm/d de agosto, y en cierta medida ha compensado la reducción del suministro ruso. Por su parte, en la última semana el suministro noruego ha recuperado capacidad de exportación, tras los trabajos de mantenimiento que lo habían reducido en un 15% a mediados de mes.

A finales de este mes, las reservas de gas europeas se sitúan en un 83% de su capacidad y se adelantan a la nueva legislación de la UE, que exige a cada uno de los estados miembros alcanzar un mínimo del 80% para el 1 de noviembre.

En la última quincena de septiembre las inyecciones a las reservas han bajado un 25%, hasta los 252 mcm/d, por la caída del suministro ruso y noruego. Para mantener altas sus reservas, Europa debe continuar importando un elevado volumen de GNL porque también debe hacer frente al reducido ni-

Futuros eléctricos Europa

Producto	España	Dif % (1)	Francia	Dif % (1)	Alemania	Dif % (1)
Spot septiembre	243,93	-20,77	394,70	-19,90	344,95	-25,90
Q4-22	156,75	-35,09	1 043,51	3,30	466,26	-28,80
Q1-23	175,00	-31,37	964,96	-16,00	535,00	-31,40
Q2-23	190,83	-25,16	353,90	-9,30	388,66	-8,30
Q3-23	212,49	-17,71	329,70	-6,00	380,14	-3,80
Yr-23	198,13	-23,35	551,89	-17,70	453,44	-21,30
Yr-24	105,50	-37,85	260,50	-27,20	241,00	-20,80
Yr+5	101,28	-19,18	265,23	-25,00	232,14	-18,40

(1) Diferencial respecto a la última cotización del mes anterior

Tabla: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

vel de generación hidráulica y nuclear durante el próximo invierno. Su ritmo de importación de GNL dependerá en gran medida de la climatología y de la demanda asiática de los próximos meses. De momento, el bajo apetito chino está dando un respiro al mercado de gas europeo, pero se mantiene la tensión ante el temor de que pueda despertar en cualquier momento.

En Asia, los precios spot del gas natural licuado (GNL) también se han mostrado indiferentes al sabotaje del NS1. En septiembre sus precios han caído porque la oferta es suficiente, dada la débil demanda que sigue mostrando China.

Los futuros eléctricos europeos reflejan un déficit 232 €/MWh. de electricidad, más allá de la crisis del gas

Tras el anuncio de intervención del mercado eléctrico que hizo la Comisión a finales de agosto, los

contratos de futuros de electricidad en Europa han caído un 40-50%. El Yr-23 español ha descendido un 23,4% hasta los 198,13 €/MWh. En Francia se ha reducido un 17,7% hasta los 551,89 € y en Alemania, el ajuste ha sido del 18,4% hasta los 453,44 €/MWh. La posible intervención coordinada en toda la UE ha reducido la prima de riesgo sobre los mercados.

Pero, a pesar de esta fuerte reducción, la curva de los futuros de la electricidad en Europa sigue reflejando unos altos precios (a excepción de España). Y no solo en el corto plazo, en los últimos meses el impacto de la crisis energética se ha trasladado a las cotizaciones para los próximos 3-5 años (2023-27). En Alemania, el precio medio del Yr-23 -27 cotiza en 232 €/MWh.

España parece quedar al margen del nuevo contexto energético europeo, con precios alrededor de un

50% más bajos que los del resto de la UE. Como ya hemos explicado, esto podría estar fundamentado en nuestra escasa interconexión y nuestra elevada capacidad de importación de GNL.

Los altos precios que reflejan los mercados eléctricos europeos, como el alemán o francés, no se pueden explicar únicamente por la crisis de escasez de gas provocada por el corte de suministro ruso. Los precios de 2023 en Alemania y Francia cotizan con elevados márgenes sobre los precios de generación de las centrales de gas, que suelen marcar sus precios marginales.

En Francia, los continuos problemas de disponibilidad de su parque nuclear han llevado a EDF a rebajar sus previsiones de producción para 2022 a 280 TWh y para 2023 a 300 TWh, muy por debajo del promedio de 400 TWh de los últimos diez años. Por tanto, Europa se enfrenta a un déficit de 120 TWh de energía nuclear, equivalente al 50% de la generación de España. Se trata de un imponente desafío que desequilibra el mercado energético europeo y eleva su prima de riesgo.

Las revisiones periódicas a la baja de producción nuclear francesa que se han producido en los últimos años hacen pensar al mercado que sus problemas de disponibilidad son estructurales y no temporales. Y, si sumamos la baja generación hidráulica prevista por la sequía, así como los cierres previstos de centrales térmicas y nucleares durante los próximos años, Europa se enfrenta a un déficit de electricidad estructural en el corto y medio plazo.

Los precios de los futuros de electricidad europeos pueden estar reflejando dónde se sitúa la señal de destrucción de la demanda eléctrica ante la incapacidad de la oferta (déficit de generación) para equilibrar el precio.

La destrucción de la demanda de electricidad y de gas de la industria en España se acelera

Los últimos datos publicados de consumo de gas y electricidad de las empresas, los de agosto, revelan un aceleramiento en la reducción del consumo de gas y electricidad. La demanda de gas ha caído un 39% y la de electricidad un 14%.

Los sectores industriales que más han recortado su consumo de gas son el textil (-56%), el químico y farmacéutico (-41,5%), el del papel (-38,5%) y el metalúrgico (-16,2%). La demanda del resto de la industria cae un promedio de 36,6% y la del agroalimentario baja un 19,5%.

El precio del CO2 cae más de un 30% ante una posible intervención

La aceleración de la política de descarbonización había provocado un rápido aumento de los precios del mercado europeo de carbono durante los últimos años. De hecho, los picos de precio máximo, en torno a los 100 €/t, se marcaron en febrero y en agosto de este año. Sin embargo, en las últimas semanas hemos visto una fuerte corrección, de más del 30%, similar a la de febrero-marzo, cuando los precios se desplomaron un 40%.

Esta caída se ha debido, principalmente, a los elevados requisitos de garantías del mercado energético, a raíz de la subida de los precios por la invasión rusa de Ucrania, que provocó una salida de capital de los mercados de carbono. Pero el descenso de las últimas semanas puede estar apoyado en una posible intervención política del mercado de emisiones europeo de CO2 (EUA).

Aunque no hay nada concreto, el mercado podría estar barajando que la intervención del mercado eléctrico anunciada por la Comisión europea llevara aparejada una intervención en el mercado de CO2.

Entre las medidas que podrían ponerse en marcha, para reducir el impacto del CO2 sobre los precios energéticos, estarían fijar un tope al precio del carbono, la suspensión del mercado EUA y la venta de 330 millones permisos de reserva para recaudar fondos (20.000 millones de euros). Esta medida compensaría la reducción prevista por la MSR (Market Stability Reserve), de alrededor de 350 millones de permisos de las subastas a lo largo de 2021-2022. Sin duda, esto podría estar lastrando las expectativas de inversores y especuladores.

Los bajos niveles de los embalses y el saldo exportador mantienen alto el hueco térmico en España

La producción de los ciclos combinados de este mes de septiembre es un 68% superior a la del año pasado y ha liderado el mix eléctrico con el 32% del total de electricidad generada. De esta forma, el hueco térmico se ha elevado hasta el 35%, frente al 21,8% de septiembre del año pasado.

Esto se debe a la reducción de la producción hidráulica (-14%) y al fuerte saldo exportador a Francia. Aunque la demanda eléctrica nacional se ha reducido un 3,2%, el saldo internacional español ha pasado a ser exportador (respecto al año pasado) y ha provocado que la generación eléctrica haya crecido un extraordinario 16,2% este mes.

Nuestro análisis

La climatología será el factor clave en los próximos meses

Es muy posible que la previsión de déficit de gas y electricidad para afrontar la demanda energética europea de los próximos años esté repercutiendo en las cotizaciones del gas y de la electricidad a corto, medio y largo plazo.

Europa se ha visto forzada a cambiar su modelo de aprovisionamiento de gas. Ha sustituido el tradicionalmente barato y estable gas ruso por el volátil mercado de GNL, condicionado por variables climáticas, la competencia de la demanda asiática y las limitaciones del transporte marítimo. Y esto ocurre en el peor momento posible.

Hay que tener en cuenta que la energía nuclear sigue siendo la mayor fuente de generación de electricidad de la UE, con 731 TWh en 2021. La segunda fuente es el gas (550 TWh) y la tercera, la eólica (386 TWh). Le siguen la hidráulica (370 TWh) y la solar (186 TWh). En este contexto, la reducción de la producción nuclear francesa en 2022 representa una disminución del 13-15% de la producción nuclear total de la UE y no se prevé que aumente significativamente en 2023.

Con una alta probabilidad de hidroeléctrica también muy baja, la generación de electricidad con gas va a ser más necesaria que nunca. La actual dependencia europea del GNL nos liga a factores variables e inestables, que no va a solucionar una intervención política de los mercados eléctricos por parte de la Comisión en la que, por otra parte, no acaban de ponerse de acuerdo.

Los modelos de precios basados en los costes de generación firme (fósiles) se han quedado obsoletos ante el nuevo contexto energético europeo. De ahí que las cotizaciones de los futuros se encuentren muy por encima de los márgenes de chispas limpias de los CCG.

Un invierno frío y anticiclónico puede tener un alto coste energético (social y económico) para Europa, que será muy dependiente de la generación eólica y de la demanda energética de sus hogares.

España no estará exenta de la volatilidad de los mercados, pero afrontamos esa situación de escasez con mejor perspectiva y así lo reflejan los precios del mercado de futuros español.

La garantía de suministro eléctrico parece estar garantizada por la alta capacidad de importación de GNL y por la potencia instalada de ciclos combinados de gas. También nos da una ventaja competitiva nuestro parque nuclear, que goza de salud y no tiene previsto cerrar la primera central hasta finales de 2027. Así mismo, nuestro invierno es más suave, contamos con alta generación renovable, escasa interconexión y el tope del precio al gas, que podría tener continuidad más allá de mayo de 2023.

Aun así, nuestro mercado energético se va a ver afectado por la subida de los precios y por la volatilidad de los mercados energéticos globales. Tendremos que estar muy pendientes de la climatología.



Informe de mercado Septiembre 2022

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado septiembre en 243,95 €/MWh (incluido el ajuste de compensación), un 56,2% más caro que hace un año.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

243,95 €/MWh

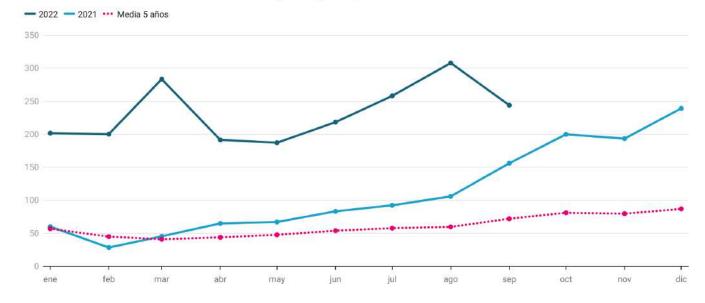
-20,77% vs agosto 2022

+56,24% vs septiembre 2021

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

227,45 €/MWh

Precio del mercado diario eléctrico (OMIE) · septiembre



Demanda

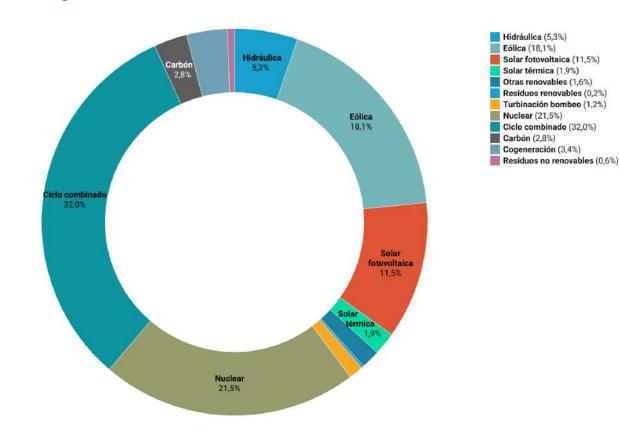
La demanda de electricidad ha bajado un 3,2% frente a septiembre del año pasado.

Generación

La generación de electricidad ha crecido un 16,2% frente a septiembre del año pasado, con los ciclos combinados de gas liderando el mix.

- » Durante las horas de radiación solar, la generación fotovoltaica ha encabezado el mix, alcanzando cerca del 30%. El resto de las horas han estado dominadas por los ciclos combinados de gas.
- » La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 38,5% del mix, frente al 37,6% de septiembre del año pasado.
- » La generación libre de emisiones CO2 ha alcanzado el 61,2% del mix este mes, frente al 70,6% de septiembre de 2021, debido a la disminución de la producción hidráulica.
- » La producción eólica de este mes de septiembre ha sido un 20% superior a la media de los últimos 5 años.
- » La generación fósil se ha elevado hasta el 34.9%.
- » Las reservas hidroeléctricas se encuentran a un 76,4% de su nivel el año pasado y a un 63,8% sobre la media de los últimos diez años.

Mix septiembre 2022



Informe de mercado Septiembre 2022

Saldo de las interconexiones

Por undécimo mes consecutivo y estableciendo un nuevo récord, el saldo mensual de la interconexión ha sido exportador.

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

TTF Holanda

En general, los precios de los contratos de futuros de gas holandeses han caído durante este mes, aunque con fuertes episodios de volatilidad. Los hechos más destacables han sido la entrada en funcionamiento de la nueva terminal de GNL de Eemshaven y las fugas en los gasoductos Nord Stream. Su precio medio spot diario se ha situado en 191,35 €/MWh, con un descenso del 16,7% respecto a agosto. Por su parte, los futuros para el Q4-22 corrigieron un 18,7%, hasta los 196,82€/MWh, y el Yr-23 bajó un 6,2% hasta los 182,87 €/MWh.

MIBGAS España

El precio diario medio del PVB español ha cerrado el mes a 118€/MWh, con una bajada del 28% y aumentando la prima frente al TTF holandés. Enagás, el operador de la red gasista, ha confirmado que el nivel de las reservas españolas, que se encuentra al 70 % frente al 55 % que alcanzaba en septiembre del año pasado, se ha visto impulsado por la alta capacidad de almacenamiento de GNL. A lo largo de este mes, España ha importado 26 cargamentos (19 en septiembre de 2021) y continúa reforzando su aprovisionamiento de GNL de cara al invierno.

El mercado de gas se muestra indiferente al sabotaje del NS1

A pesar de que el sistema de gaseoductos NordStream1 (NS1) ha sufrido un sabotaje a finales de septiembre,

que ha causado daños irreparables, los precios del gas en Europa han registrado bajadas. Su impacto ha sido nulo porque el NS1 ya no estaba suministrando gas y el mercado ya había descontado que el suministro ruso no iba a restablecerse.

En septiembre, el TTF ha registrado una importante reducción en el Q4-22. Ha bajado un 18,7% hasta situarse en los 196,82 €/MWh. Por su parte, el Yr-23 ha descendido un 6,2% hasta los 182,87 €/MWh. En todo caso, se trata de valores desorbitados. Como ya explicamos en nuestro anterior informe, no vemos razones para esperar una bajada mucho mayor, hasta los niveles previos al verano.

A lo largo de este mes, Europa ha continuado atrayendo grandes volúmenes de GNL. Su promedio ha aumentado a 328 mcm/d, frente a los 293 mcm/d de agosto, y en cierta medida ha compensado la reducción del suministro ruso. Por su parte, en la última semana el suministro noruego ha recuperado capacidad de exportación, tras los trabajos de mantenimiento que lo habían reducido en un 15% a mediados de mes

A finales de este mes, las reservas de gas europeas se sitúan en un 83% de su capacidad y se adelantan a la nueva legislación de la UE, que exige a cada uno de los estados miembros alcanzar un mínimo del 80% para el 1 de noviembre. En la última quincena de septiembre las inyecciones a las reservas han bajado un 25%, hasta los 252 mcm/d, por la caída del suministro ruso y noruego.

Para mantener altas sus reservas, Europa debe continuar importando un elevado volumen de GNL porque también debe hacer frente al reducido nivel de generación hidráulica y nuclear durante el próximo invierno. Su ritmo de importación de GNL dependerá en gran medida de la climatología y de la demanda asiática de los próximos meses. De momento, el bajo apetito chino está dando un respiro al mercado de gas europeo, pero se mantiene la tensión ante el temor de que pueda despertar en cualquier momento.

En Asia, los precios spot del gas natural licuado (GNL) también se han mostrado indiferentes al sabotaje del NS1. En septiembre sus precios han caído porque la oferta es suficiente, dada la débil demanda que sigue mostrando China.

Cabe destacar que la paralización de la actividad en la instalación de GNL de Freeport, la segunda planta de exportación de GNL más importante de EE. UU. ha reducido las exportaciones semanales de gas natural licuado (GNL) norteamericanas. En la última semana de septiembre salieron 20 cargueros frente a los 21 de la semana anterior.

Hubs de gas

Producto	MIBGAS €/MWh	Dif (1)	TTF €/MWh	Dif (1)	Henry Hub €/MWh	Dif (1)
Spot sept 22	118,43	-28,0%	191,35	-16,7%	28,20	-12,4%
Q4-22	169,19	-12,3%	196,82	-18,7%	24,44	-22,7%
Q1-23	169,45	-20,0%	180,75	-21,8%	23,71	-20,3%
Q2-23	174,80	1,0%	177,95	-6,3%	16,80	-16,6%
Q3-23	175,12	10,8%	176,24	0,8%	17,06	-14,7%
Yr-23	172,13	-1,5%	19,86	-6,2%	18,17	-20,4%
Yr-24	120,48	2,0%	119,55	-2,4%		

(1) Diferencial respecto a la última cotización del mes anterior Tabla: Grupo ASE - Creado con Datawrapper

Informe de mercado Septiembre 2022

Índices ASE

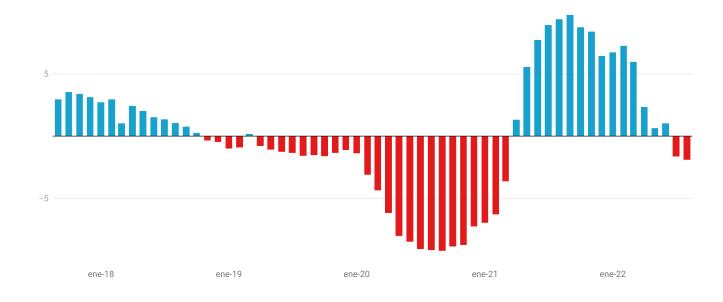
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

» Índice ASE CTEI: muestra la evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

ASE CTEI

Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

En agosto descendió el consumo un 1,90% frente al mismo mes del año pasado.



14





Toma el control del coste eléctrico de tu empresa

Grupo ASE nace en Bilbao en 2001 y está presente en todo el territorio nacional. Somos la empresa del sector eléctrico que defiende los derechos e intereses económicos de los consumidores industriales y agentes del sector con capacidad de compra. Nuestros valores son independencia, conocimiento técnico, poder de compra y optimización de la energía y su coste como parte de un servicio integral. En la actualidad contamos con más de 400 clientes y alrededor de 800 puntos de suministro.



Grupo ASE (Sede central)

Gran Vía 81, piso 6° departamento 2. 48011 Bilbao (Bizkaia) Tel: 944 18 02 71 ase@grupoase.net

MÁS SEDES

Comunitat Valenciana

Plaza Constitución, 7 Entresuelo izquierda 03550 San Juan (Alicante) Tel: 966 593 464 ase@grupoase.net

Región de Murcia

Avenida Libertad, 2, 2-D 30009 Murcia Tel: 618 212 774 ase@grupoase.net

Comunidad de Madrid

Avenida de América. 32 28922 Alcorcón (Madrid) Tel: 912 262 209 ase@grupoase.net

Andalucía

Calle Pago del Lunes, 9 18195 Cúllar Vega (Granada) Tel: 858 952 918 ase@grupoase.net

Cataluña

Cardenal Cisneros, 24 08225 Terrassa (Barcelona) Tel: 607 861 575 ase@grupoase.net







