Informe de mercado

Mayo 2022

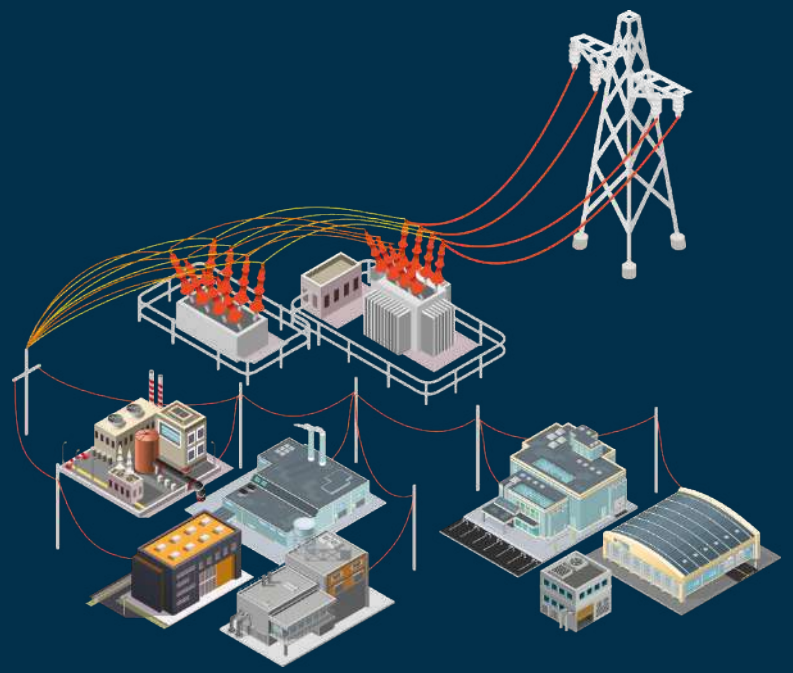
Resumen ejecutivo

Este resumen contiene los datos básicos del informe. Consulte el documento completo, con más información, análisis y gráficos interactivos, en:

www.grupoase.net

Informe de mercado

Mayo 2022



Índice

Resumen del último mes 3
El análisis 4
Precio del mercado diario 8
Precio medio del mercado libre 9
Demanda y generación 9
Precios de casación 11
Saldo de interconexiones 11
Futuros 12
Mercados de gas 13
Índices ASE 15

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 analistas de Grupo ASE. Grupo ASE se compromete a llevar 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 el presente documento han sido elaboradas con independencia de las circunstancias y objetivos particulares de sus posibles destinatarios y tienen como objetivo orientar a nuestros clientes facilitándoles un 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

187,13 €/MWh

▼ -2,29% vs abril 2022

▲ +178,8% vs mayo 2021

MERCADO LIBRE

197,05 €/MWh

▲ +168,75% vs mayo 2021

DEMANDA

19.050 GWh

GENERACIÓN

20.864 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q3-22: 169,50 (+13,00%)

YR-23:

- España: 155,00 (+14,39%)
- Francia: 305,57 (+18,2%)
- Alemania: 239,50 (+19%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Brent: +0%
- Gas Natural (MIBGAS): -15%
- Carbón (API2 Month +1): +30,8%
- CO2 (EUA): +0%

ÍNDICES ASE

ASE CTEI Total

Evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

+2,35%

vs abril 2021

ASE ICEE

Este índice ofrece una tasa de evolución objetiva basada en el perfil mayoritario de las pymes industriales españolas, simulando un contrato indexado a POOL con tarifas 6.1TD y 6.2TD.

- **6.1TD:** +7,4%
- **6.2TD:** +8,5%

vs abril 2022

El análisis

El efecto del "tope al gas" coloca al mercado de futuros español un 35% por debajo del alemán

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **Más de un 35% de la electricidad generada en las horas solares es fotovoltaica, hunde el precio y está haciendo más baratas las horas punta que las valle.**
- **La holgada capacidad de importación de gas natural licuado de España se traslada a una reducción del precio del gas y electricidad en nuestro país, respecto de Europa.**
- **El descenso de producción nuclear francesa aumenta nuestra exportación al país vecino y dispara la generación de ciclos combinados de gas en España.**
- **Europa recupera su nivel de almacenamiento de gas respecto al promedio de los últimos cinco años gracias al mantenimiento del caudal ruso y a una importación récord de GNL, favorecida por el buen clima en Asia y el protocolo COVID en China.**
- **El plan REpowerEU transformará los mercados energéticos mundiales.**

El POOL retrocede un 2,29% respecto a abril

El precio diario del mercado mayorista (POOL) español del mes de mayo se ha situado en 187,13 €/MWh. Desciende un 2,29% respecto al mes pasado, pero es un extraordinario 178,8% más elevado que hace un año.

Las perspectivas de que se prolongue la guerra en Ucrania, las sanciones de Rusia a empresas energéticas europeas y el plan europeo (REpowerEU), para desconectarse del suministro energético ruso en el corto plazo, siguen generando muchas incertidumbres y así lo reflejan los mercados diarios de electricidad europeos.

El crecimiento de las importaciones de GNL y el mantenimiento del caudal ruso permiten a Europa reabastecerse

Aunque las sanciones de Rusia han creado nuevas incertidumbres de cara al futuro, la realidad es que el gas ruso sigue llegando a Europa, como demuestran los datos de importación de mayo. El suministro noruego también se ha mantenido a un alto nivel, favorecido por los altos precios.

Pero, sin duda, el factor determinante para que Europa esté recuperando los niveles de almacenamiento tan rápidamente, han sido los elevados suministros de gas natural licuado (GNL). Actualmente el nivel de almacenamiento de la UE se sitúa en el 46%. Ha alcanzado el nivel promedio de los últimos 5 años y supera en un 37% su nivel del año pasado en estas fechas.

Las importaciones europeas de GNL, procedentes de EE. UU. y Qatar, batieron récord en abril y representaron casi el 32% del suministro de gas europeo, la cifra más alta de la historia. Aún no disponemos de los datos de mayo, pero también han sido muy sólidos.

Pero este incremento en la llegada de GNL es caro para Europa. Los mercados europeos están elevando el precio del gas para poder atraer parte de las cargas que suelen dirigirse a otros mercados, como Asia y Latinoamérica, y así reducir sus compras spot a Rusia.

A Europa le sonríe la suerte con el clima templado en Asia y las restricciones por COVID en China

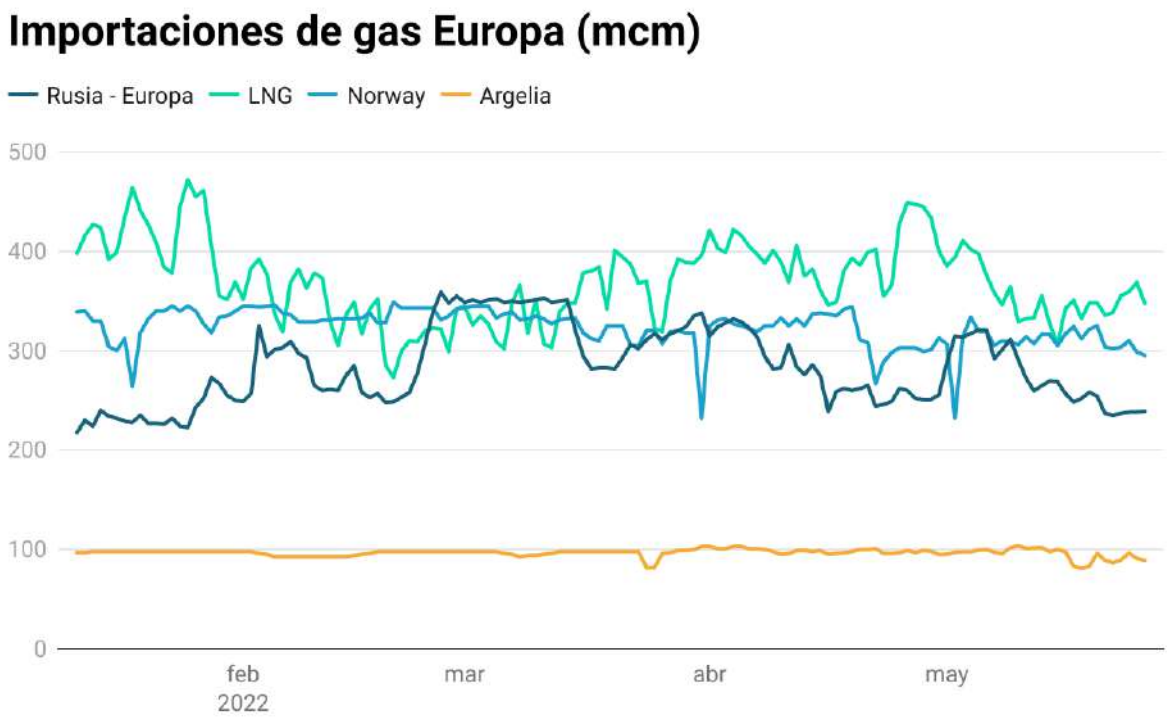
En lo que llevamos de año, la demanda de gas china se ha reducido un 18%, debido a los altos precios y a su menor actividad, provocada por su protocolo COVID-19. En los envíos de cargas previstos para este verano también se observa una cifra descendente. De prolongarse esta tendencia, sus importaciones podrían llegar a bajar un 19% y sería la primera caída considerable desde que China empezó a importar gas, en 2006.

A la vez, su menor demanda le está permitiendo aumentar sus niveles de inventarios de GNL en las terminales, que están al 65% de su capacidad, frente al 50% que marcaban hace un año, lo que rebajaría sus necesidades para el próximo invierno.

Japón desbanca a China como principal importador de gas

A pesar de la situación en China, los precios spot de GNL asiáticos subieron la semana pasada un 4,5%, impulsados por una mayor actividad de otros compradores en la región, como Japón, que ha vuelto a ser el mayor importador mundial, Corea e India.

También se observa que la prima de precio del mercado japonés JKM sobre el TTF (mercado de referencia europeo) se está ampliando para finales de verano, lo que podría implicar que, para esas fechas, los envíos desde EE. UU. podrían dirigirse al norte de Asia en lugar de a Europa.



Así mismo, también supone que, si Europa quiere mantener el ritmo actual de importación de GNL para alcanzar su el objetivo del 80% del nivel de almacenamiento antes del día 1 de noviembre, deberá seguir manteniendo los precios altos todo el verano.

España favorecida por su capacidad de importación de GNL

En el Informe del mes pasado comenzamos a observar cierta divergencia entre los precios de los mercados de gas europeos tras la invasión rusa de Ucrania, que se está acentuando.

En países como España o Reino Unido, con una elevada capacidad de importación de GNL, sus precios se están situando muy por debajo del TTF holandés, de referencia en Europa, dada su limitada capacidad de regasificación y por estar conectado con el norte de Europa, muy dependiente del suministro de gas ruso.

El pasado mes de abril el precio de gas español registró una extraordinaria prima de descuento de más de 12 €/MWh sobre el TTF y en mayo supera los 13 €/MWh.

Esas diferencias entre los mercados de gas con mejor acceso al GNL impulsarán también fuertes divergencias de precios en los mercados eléctricos europeos, por el papel dominante de los ciclos combinados de gas (CCG) en la fijación de los precios marginales de la electricidad en Europa. Cuanto más eficientes sean los CGG a la hora de aprovisionarse, más competitivas serán las ofertas de generación que trasladan al mercado eléctrico.

Observando los precios de casación de los CCG (línea roja) en los dos últimos meses, se aprecia una reduc-

ción. En mayo, los precios de casación de los CCG han sido de 175,77 €/MWh. Con un precio promedio de MIBGAS de 77,03 €/MWh y con las emisiones de CO2 a 85 €/tCO2, el coste teórico de oportunidad de un CCG, con una eficiencia del 55%, se situaría en 172 €/MWh.

Si en vez del precio de MIBGAS, utilizamos el de referencia del TTF de mayo, de 88,72 €/MWh, el coste de un CCG se elevaría a 193,2 €/MWh. Por tanto, podemos afirmar que el precio más económico de MIBGAS se está trasladando al POOL español.

España, con un exceso capacidad de regasificación y almacenamiento, puede jugar un papel importante como gran HUB de gas en la UE. Precisamente, los operadores de redes de transporte italianos y españoles (Snam Rete Gas y Enagás) firmaron el pasado 12 de mayo un memorando de entendimiento para la construcción de un gasoducto marino de 30.000 millones de metros cúbicos (bcm) para conectar ambos países.

El saldo exportador con Francia aumenta el hueco térmico español y los precios de la electricidad

La guerra en Ucrania está eclipsando otro factor decisivo en la escalada de los precios energéticos europeos: la reducción de la producción nuclear en Francia.

La flota nuclear francesa es un pilar clave en el equilibrio de la oferta y demanda energética de sus vecinos. Por eso tienen gran impacto los problemas de mantenimiento y seguridad del parque nuclear francés, que ha recortado su objetivo de producción para 2022 hasta los 280-300 TWh, lo que equivale a un descenso del en un 25% sobre el promedio de los últimos 5 años.

Ese déficit de generación francés, por su reducción de nuclear, se está cubriendo con el aumento de las importaciones y de la generación de los ciclos combinados de gas, que suben los precios de la electricidad en Francia. Al situarse por debajo los precios de España, los flujos de interconexión se han revertido (frente a mayo de 2021) y ahora es España quien tiene un saldo exportador frente al país galo.

Si en mayo de 2021 el saldo internacional español fue importador en 1.189 TWh, este mes ha sido exportador en 968 TWh. Para equilibrar esa brecha de 2.157 TWh, la generación nacional se ha incrementado en un 6% y se ha basado en la producción de los ciclos combinados de gas, dado que la producción renovable en España se ha reducido en un 11,3% (-4.376 TWh) hasta este mes, por la escasa aportación hidráulica.

En gran medida, esto explica que los ciclos combinados de gas acumulen un crecimiento del 86% en lo que llevamos de año. El hueco térmico se ha incrementado hasta el 21,7% de la demanda, mientras que el año pasado era del 11,1%. Y, en el contexto actual, el aumento de la generación de electricidad con gas (CCG) implica una subida de los precios de electricidad.

El fuerte aumento de la producción de los ciclos combinados por el factor hidráulico puede ser coyuntural, pero los problemas del viejo parque nuclear francés pueden impulsar los precios de sus países vecinos, que importaban su energía nuclear, como es el caso de España. La previsión de producción nuclear francesa para 2023 se sitúa entre los 300-320 TWh, con una mejoría muy leve.

Por su parte, los mercados eléctricos del norte de Europa, muy bien interconectados, se enfrentan a escasez tanto de energía (falta de gas ruso y reducción de generación nuclear) como de flexibilidad. La ampliación de las interconexiones con el sur de Europa, sobre todo con España, permitirían aprovechar el potencial renovable de España y atraer inversión. Pero ¿quién debe sufragar estas interconexiones?

La energía solar supera el 35% del mix en las horas de radiación y hunde el precio por debajo de las horas valle

Este mes de mayo la producción fotovoltaica ha crecido un 37,5% respecto a mayo del año pasado. Es un gran salto que la convierte en la principal fuente de generación durante las horas centrales del día, como se aprecia en la siguiente gráfica.

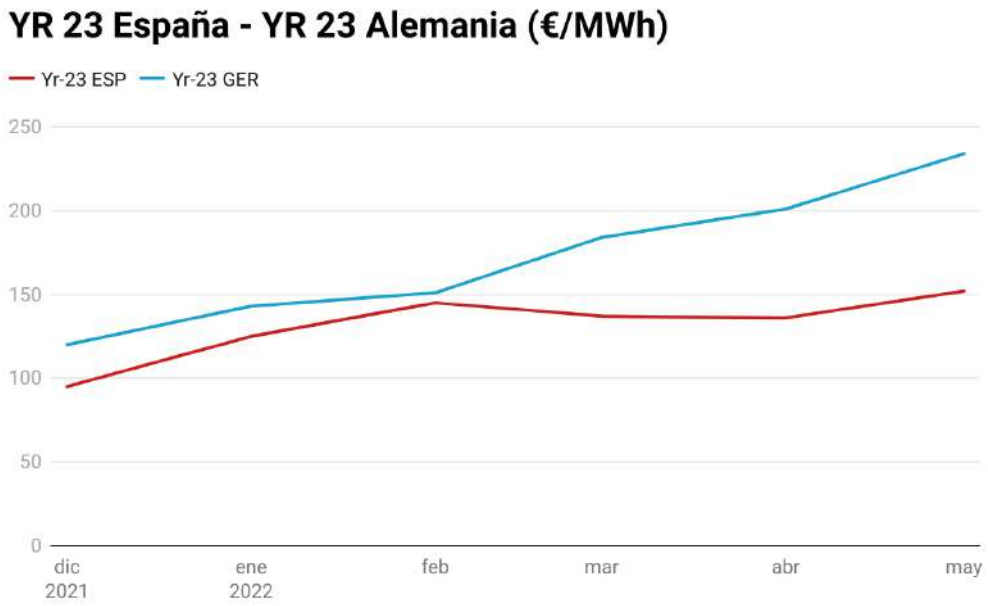
De esta forma, la fotovoltaica ha desplazado a los ciclos combinados de gas, que han reducido significativamente su actividad durante esas horas, lo que ha rebajado el precio de la electricidad.

Si no se ha hundido más el precio ha sido porque en mayo hemos llegado a tener dos centrales nucleares desacopladas por paradas programadas (Ascó II y Trillo), lo que ha reducido un 6,6% la aportación nuclear. Además, el saldo exterior exportador y la reducción de la producción eólica en las horas de radiación solar (seguramente debido a las restricciones de REE).

Aun así, los precios del POOL en las horas de radiación (entre las 9 y las 18 horas) fue de 171 €/MWh, más bajo que el de las horas valle de la noche (entre las 0 y las 8 horas), que se situó en 191,35 €/MWh.

Los futuros eléctricos en España aumentan su descuento frente a Europa por el "tope del gas" para generación eléctrica

Desde que la UE anuncio que aceptaría estudiar la propuesta de "tope de precio de gas para generación eléctrica" en España y Portugal, los precios de los mercados de futuros se han estabilizado en España, mientras que en el resto de Europa siguen su tendencia al alza. Por ejemplo, el precio del segundo semestre de 2022 español cotiza en 150 €/MWh, mientras que en Alemania se sitúa en 235 €/MWh y en Francia supera los 350 €/MWh.



El descuento de 25 €/MWh, que presentaba el YR- 23 español frente al alemán a final de 2021, se ha ampliado a más de 80 €/MWh este mes de mayo.

Y este diferencial de España sobre la UE también afecta a la curva de largo plazo de años siguientes. El 2024 y 2025 español cotizan al cierre de mayo con un descuento superior a los 80 €/MWh sobre el precio alemán y de 120 € sobre el precio francés. El mercado español ofrece en este momento un precio muy competitivo, pero sigue teniendo un problema importante de liquidez.

El plan REpowerEU transformará los mercados energéticos mundiales

El frágil equilibrio del mercado de gas mundial desde 2021, que ha llevado a los precios del gas y la electricidad a una escalada sin precedentes, puede terminar por saltar por los aires.

El plan REPowerEU, presentado por la CE, tiene como objetivo poner fin a las importaciones europeas de gas ruso, del que depende el 30-40% de su suministro. La decisión de reducir drásticamente la compra de gas ruso va a convertir al GNL en la principal fuente estratégica de aprovisionamiento de gas y formación de los precios de electricidad en Europa. Se trata de un cambio sin precedentes, que supone transformar por completo el mercado europeo y mundial y abrir un nuevo contexto energético:

Nuevo contexto energético 2022-2025

1.- Subida de los precios de gas en Europa y Asia.

Actualmente, hay proyectos en construcción que elevarán la oferta de GNL en 113 millones de toneladas anuales, lo que supone incrementar un 17% la producción de 2021. Pero la mayor parte de estos proyectos están en EE. UU. y Qatar y no comenzarán a funcionar hasta 2026.

Europa ha anunciado su intención de desarrollar una capacidad adicional de importación de GNL de unos 50 millones de toneladas. Pero, para asegurarse un mayor suministro de GNL, tendrá que aumentar los precios para alejar a otros compradores que esperan aumentar su demanda (China y países asiáticos emergentes). El mercado se presenta muy congestionado hasta 2024 y solo comenzará a aliviarse a finales de 2025 e inicios de 2026, siempre que no haya retrasos en la puesta en marcha de los proyectos.

2.- Alta volatilidad de los precios de gas

La flexibilidad que tenía hasta ahora el mercado europeo se verá muy disminuida. La reducción del suministro ruso por gaseoducto, que ofrecía una gran capacidad de flexibilidad contractual a los compradores, será sustituida por compras de GNL en el mercado spot, que están sujetas a multitud de variables climáticas y de capacidad operativa de logística, transporte y mantenimiento.

Esto dará lugar a una fuerte volatilidad del precio de gas y, por consiguiente, también de la electricidad.

3.- Flujos más dinámicos entre las cuencas del Atlántico y del Pacífico

La señal de los precios interregionales, entre el TTF (gas europeo) vs JKM (gas asiático) será mucho más dinámica. Además, aumentará la divergencia entre los precios de los mercados de gas europeos con mejor accesibilidad al GNL, como es el caso del mercado español (MIBGAS). De hecho, ya estamos viendo como en los dos últimos meses el gas en España (MIBGAS) o en Reino Unido (NBP) cotiza por debajo del TTF, mucho más dependiente del suministro ruso.

Deberán modificarse las fórmulas de indexación de los contratos y carteras de gas y tener en cuenta los flujos de los mercados que absorben el GNL.

ANÁLISIS GRUPO ASE

El tope del precio del gas no resolverá el incremento de los costes energéticos para las empresas

En nuestro último informe les trasladamos que nuestra previsión es que el impacto del "mecanismo de ajuste de precio del Gobierno" coloque el precio de la electricidad en 151,42 €/MWh en los próximos 12 meses.

La incertidumbre y volatilidad que atraviesan los mercados energéticos en la actualidad no son comparables a las de ningún otro tiempo pasado. En abril y mayo hemos visto caer los precios de la electricidad por debajo de los 200 €/MWh, pero en cualquier momento pueden darse las condiciones para que volvamos a superar claramente este rango.

La flexibilización de las medidas del protocolo COVID en China, el repunte de la demanda de gas por la climatología, la disminución de los flujos de gas rusos, una reducción de los cargamentos de GNL a Europa... Estos riesgos hacen que los mercados de futuros sobre el gas y la electricidad sigan escalando. Los precios del Yr- 2023 en Alemania ya está cotizando en 233 €/MWh y en Francia se sitúa en 307,54 €/MWh.

Parece que se va normalizando que el incremento de los precios de los mercados no es coyuntural, como venimos indicando desde hace mucho tiempo. Por eso el mecanismo del tope de precio del gas solo aliviará, en cierta medida y durante algunos meses, el encarecimiento global de los mercados energéticos.

Ahora, más que nunca, la planificación energética es un elemento estratégico en la gestión de la industria y las empresas. Modelos de gestión de compra más complejos y diversificados, inversiones en sistemas de eficiencia energética, reducción de emisiones de CO2 y proyectos de autoconsumo van a ser elementos clave en la competitividad de las empresas durante los próximos años. Quien no empiece a tomarse en serio la estrategia energética, puede que llegue tarde.

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado en 187,13 €/MWh, con un aumento del 178,8% frente a mayo del año pasado.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

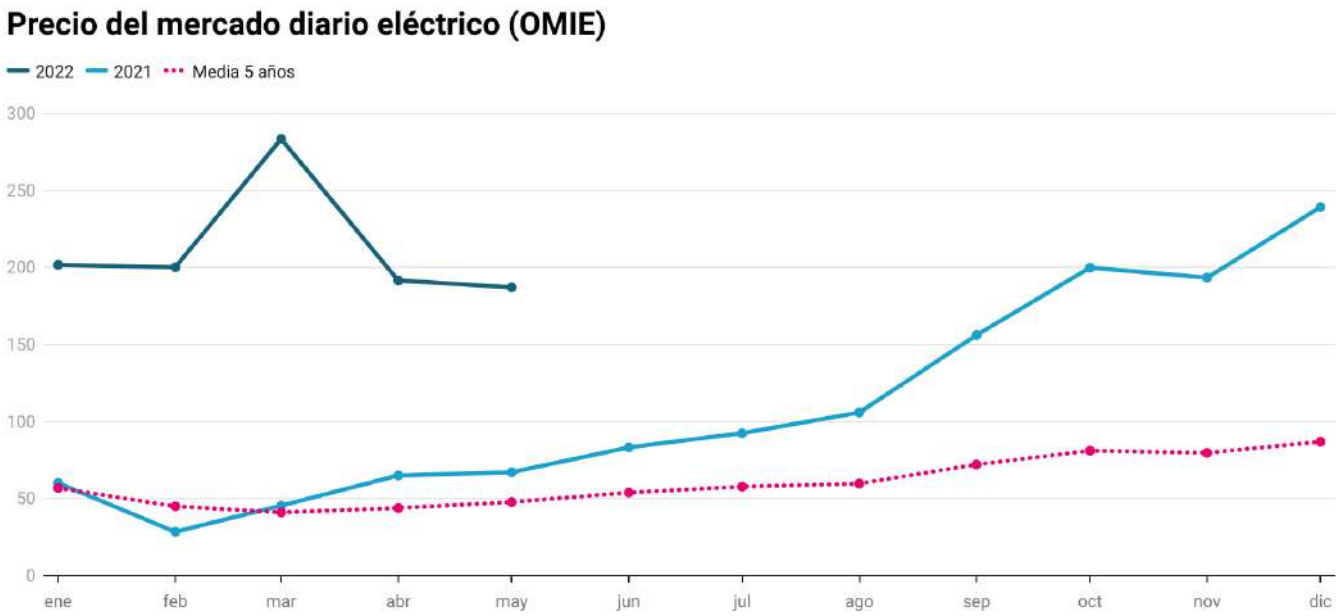
187,13
€/MWh

-2,29% vs abril 2022

+178,8% vs mayo 2021

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

177,91
€/MWh



PVPC

0,25993
€/kWh

▲ +91,4% vs mayo 2021

El precio de la luz en la tarifa PVPC (Precio Voluntario al Pequeño consumidor, con potencia inferior a 10kW), regulada por el Ministerio de Industria, ha sido de 0,25993€/kWh.

Precio medio final mercado libre

197,05
€/MWh

▲ +168,8% vs mayo 2021

El precio final medio para los comercializadores libres y consumidores directos es de 197,05€/MWh, una vez sumados todos los componentes del precio.

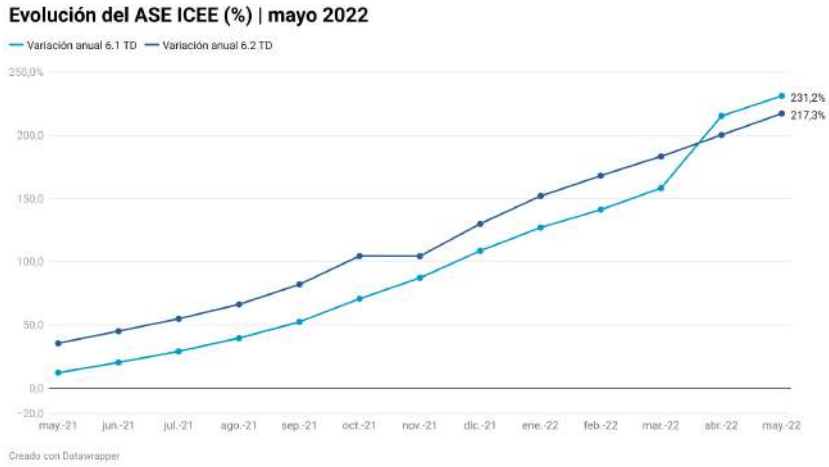
Repercusión de los sobrecostes y componentes del precio final mercado libre

Los costes provisionales del sistema, englobados en los Servicios de Ajuste, Pagos por Capacidad y Servicio de interrumpibilidad en el mercado libre han representado un coste de 9,92 €/MWh. Los sobrecostes suben 6,31 €/MWh (+ 114,9%) frente a mayo del año pasado.

Índice ASE ICEE

Este índice ofrece una tasa de evolución objetiva, aunque tu precio final de la electricidad no coincida. Ten en cuenta que el coste eléctrico de cada empresa no solo depende del precio, también de otros factores como el tipo de contrato, la curva de carga, la potencia contratada o las medidas de eficiencia energética adoptadas.

El precio medio del coste eléctrico para las empresas de los últimos doce meses sube en mayo respecto al mes pasado. Para las tarifas 6.1 TD sube un 7,4% y se sitúa en 231,16 €/MWh. El de las tarifas 6.2TD sube hasta los 217,30 €/MWh, con un incremento del 8,5% respecto a abril. Esta subida del coste eléctrico se debe al encarecimiento de la electricidad en el mercado diario (POOL), cuyo precio medio se ha situado en mayo en 187,13 €/MWh, lo que representa una subida del 178,8% respecto al mismo mes del año pasado. El precio del POOL eléctrico de los 12 últimos meses es de 177,85 €/MWh, un 6% más elevado que en abril.



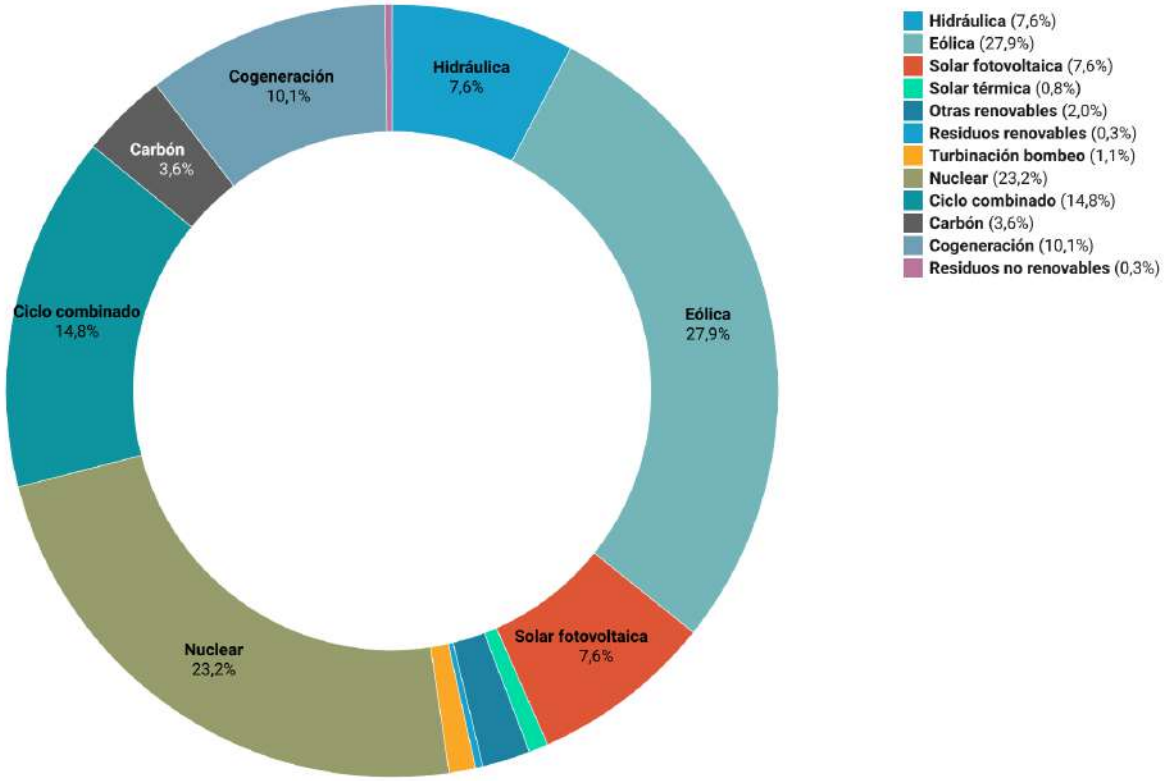
Demanda

La demanda de electricidad ha bajado este mes 1,3% respecto a mayo de 2021. Durante las horas de radiación solar la demanda se reduce más debido al efecto de la potencia instalada de autoconsumo en hogares y empresas.

Generación

Mix mayo 2022

Este mes hemos generado un 6% más que hace un año y la eólica ha liderado el mix eléctrico. La fotovoltaica ha dominado claramente el mix durante las horas de radiación solar, llegando a alcanzar el 40% en algunos momentos.



Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 51,7% del mix, frente al 52,3% que alcanzó en mayo de 2021 debido a la disminución de la producción hidráulica.

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones de CO2 ha supuesto el 72,6% del mix frente al 75,9% del mismo mes del año, por la disminución de la producción hidráulica y de la nuclear durante este mes de mayo.

Generación eólica

La producción eólica solo superó el 50% del mix un día y tuvo un claro impacto en la reducción del precio del POOL. La producción eólica de este mes de mayo ha sido un 15,23% superior a la media de los últimos 5 años.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico ha sido 17,5%, superior al 12% de mayo del año pasado.

Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran a un 73,7% de su nivel del año pasado y a un 70,3% respecto a la media de los últimos 10 años.

Precios de casación por tecnologías

El hueco hidrotérmico (carbón + gas + hidráulica regulable) ha cerrado el 61,12% de las horas de casación.

Saldo de las interconexiones

El saldo de la interconexión de mayo ha sido exportador, por séptimo mes consecutivo, con 1.477 GWh.

Mercados de futuros eléctricos

Los futuros eléctricos en España aumentan su descuento frente Europa por el "tope del gas" para generación eléctrica

Desde que la UE anunció que aceptaría estudiar la propuesta de "tope de precio de gas para generación eléctrica" en España y Portugal, los precios de los mercados de futuros se han estabilizado en España, aunque en el resto de Europa siguen su tendencia al alza. El precio del segundo semestre de 2022 español cotiza en 165 €/MWh, mientras que en Alemania lo hace en 220 €/MWh y en Francia supera los 350 €/MWh.

El descuento de 25 €/MWh que presentaba el YR- 23 español frente al alemán a final de 2021 se ha ampliado a más de 80 €/MWh en el cierre de mayo.

Este diferencial de España sobre la UE también afecta a la curva de largo plazo de los años siguientes. El 2024 y 2025 español cotizan al con un descuento superior a los 80 €/MWh sobre el precio alemán y de 120 € sobre el precio francés. El mercado español ofrece en este momento un precio muy competitivo sobre el resto de mercados de la UE, pero sigue teniendo un problema importante de liquidez.

Futuros eléctricos Europa

Producto	España	Dif % (1)	Francia	Dif % (1)	Alemania	Dif % (1)
Spot may 22	187,13	-2,29	197,43	-15,30	177,48	7,10
Q3-22	169,50	13,00	247,42	-1,90	219,88	10,20
Q4-22	159,50	5,98	474,77	13,20	270,75	6,00
Q1-23	167,50	10,93	534,00	22,00	294,00	15,70
Q2-23	154,50	25,82	185,58	12,90	203,03	17,80
Yr-23	155,00	14,39	305,57	18,20	239,50	19,00
Yr-24	105,00	10,70	217,00	17,10	185,97	19,20
Yr+5	87,30	9,02	202,09	16,70	172,12	13,20

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

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

HOLANDA
La incertidumbre sobre los flujos rusos mantiene los mercados altamente volátiles. Durante mayo, los altos niveles de gas natural licuado (GNL) que siguen llegando a la terminal Gate holandesa, junto a una producción eólica superior a la media y a los flujos de gasoducto, relativamente estables, contribuyeron a que varios contratos de la curva a corto y el mercado spot perdieran valor sobre el mes pasado.

Sin embargo, en la curva de medio y largo plazo, los contratos reaccionaron al alza tras las noticias de nuevos recortes de Rusia en el suministro por gasoducto y de que se rescindirían los contratos de Orsted (energética danesa) y GasTerra (energética holandesa) tras negarse a aceptar los pagos en rublos. Las reservas holandesas se están llenando rápidamente. Alcanzan ya el 41%, casi el doble que en mayo de 2021.

ESPAÑA
Las importaciones de GNL siguen a muy buen nivel y están reforzando el descuento del PVB español con respecto al TTF. Esta abundante oferta de GNL ha mantenido los contratos de gas PVB españoles por debajo de la mayoría de los hubs europeos durante mayo.

Las terminales de GNL españolas duplicaron los volúmenes registrados en mayo del año pasado y Estados Unidos ha seguido siendo el principal proveedor de España durante este periodo, representando casi la mitad de la entrada total de GNL. A continuación han destacado las entregas de Nigeria y Rusia, que alcanzaron el 17% y el 14% del total.

De esta forma, el nivel de las reservas de España alcanzó el 30 de mayo el récord del 75%, un nivel nunca visto en estas fechas. El elevado nivel de reservas está favoreciendo las exportaciones españolas de gas hacia Francia.

EEUU mantiene el ritmo alto de envío de sus exportaciones de GNL

Tras una fuerte caída en la segunda semana de mayo, las exportaciones semanales de GNL norteamericano se recuperaron en la tercera semana con el envío de 24 embarcaciones. Este aumento se atribuye, en gran parte, a la finalización del mantenimiento estacional en algunas de las plantas de GNL.

El plan REpowerEU transformará los mercados energéticos mundiales

El frágil equilibrio que vive el mercado de gas mundial desde 2021, que ha llevado a los precios de gas y electricidad a una escalada sin precedentes, puede terminar por saltar por los aires.

El plan REPowerEU, presentado por la Comisión Europea, tiene por objetivo poner fin a las importaciones europeas de gas ruso, de las que depende el 30-40% del suministro europeo. La decisión de reducir drásticamente la compra de gas ruso convertirá al GNL en la principal fuente estratégica de aprovisionamiento de gas y afectará a la formación

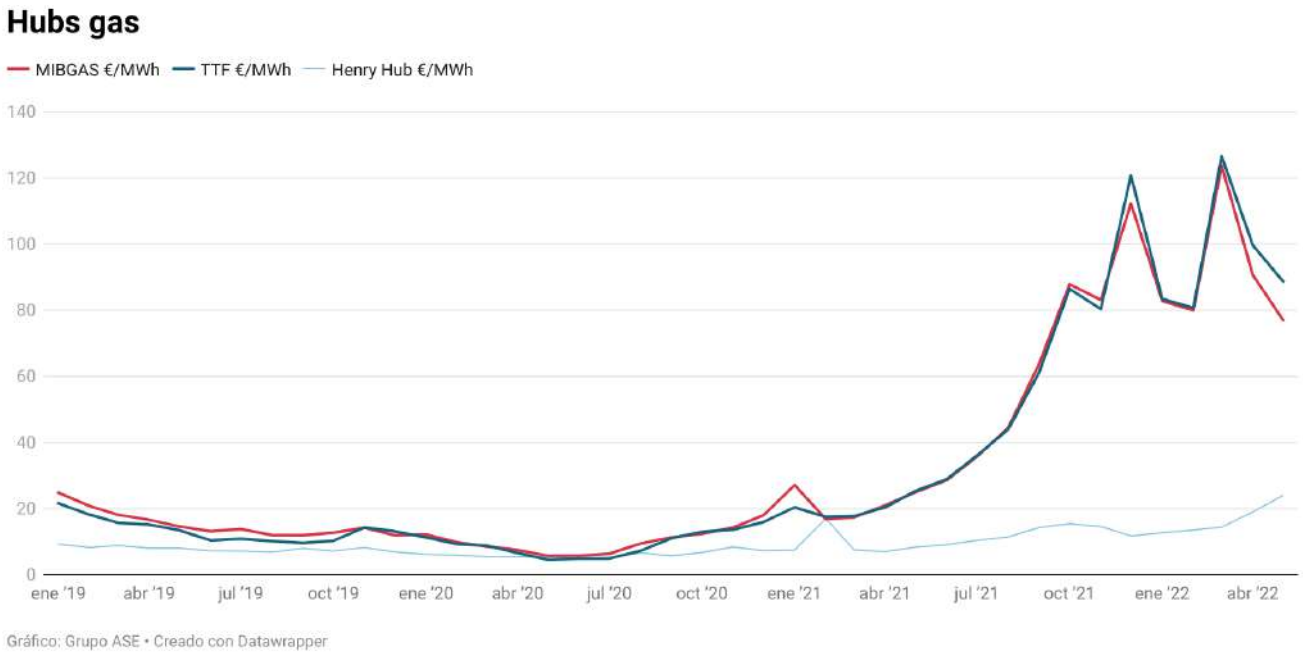
de los precios de la electricidad en Europa. Se trata de un cambio sin precedentes, que supone transformar por completo el mercado europeo y mundial y abrir un nuevo contexto energético:

Nuevo contexto energético 2022-2025

1.- Subida de los precios de gas en Europa y Asia
Actualmente, hay proyectos en construcción que elevarán la oferta de GNL en 113 millones de toneladas anuales, lo que supone incrementar un 17% la producción de 2021. Pero la mayor parte de estos proyectos están en EE. UU. y Qatar y no comenzarán a funcionar hasta 2026.

Europa ha anunciado su intención de desarrollar una capacidad adicional de importación de GNL de unos 50 millones de toneladas. Pero, para asegurarse un mayor suministro de GNL, tendrá que aumentar los precios para alejar a otros compradores que esperan aumentar su demanda (China y países asiáticos emergentes). El mercado se presenta muy congestionado hasta 2024 y solo comenzará a aliviarse a finales de 2025 e inicios de 2026, siempre que no haya retrasos en la puesta en marcha de los proyectos.

2.- Alta volatilidad de los precios de gas
La flexibilidad que tenía hasta ahora el mercado europeo se verá muy disminuida. La reducción del suministro ruso por gaseoducto, que ofrecía una gran capacidad de flexibilidad contractual a los compradores, será sustituida por compras de GNL en el mercado spot, que están sujetas a multitud de variables climáticas y de capacidad operativa de logística, transporte y mantenimiento. Esto dará lugar a una fuerte volatilidad del precio de gas y, por consiguiente, también de la electricidad.



3.- Flujos más dinámicos entre las cuencas del Atlántico y del Pacífico
La señal de los precios interregionales, entre el TTF (gas europeo) vs JKM (gas asiático) será mucho más dinámica. Además, aumentará la divergencia entre los precios de los mercados de gas europeos con mejor accesibilidad al GNL, como es el caso del mercado español (MIBGAS). De hecho, ya estamos viendo como en los dos últimos meses el gas en España (MIBGAS) o en Reino Unido (NBP) cotiza por debajo del TTF, mucho más dependiente del suministro ruso.

Las fórmulas de indexación de los contratos y carteras de gas deberán modificarse y tener en cuenta los flujos de los mercados que absorben el GNL.

Índices ASE

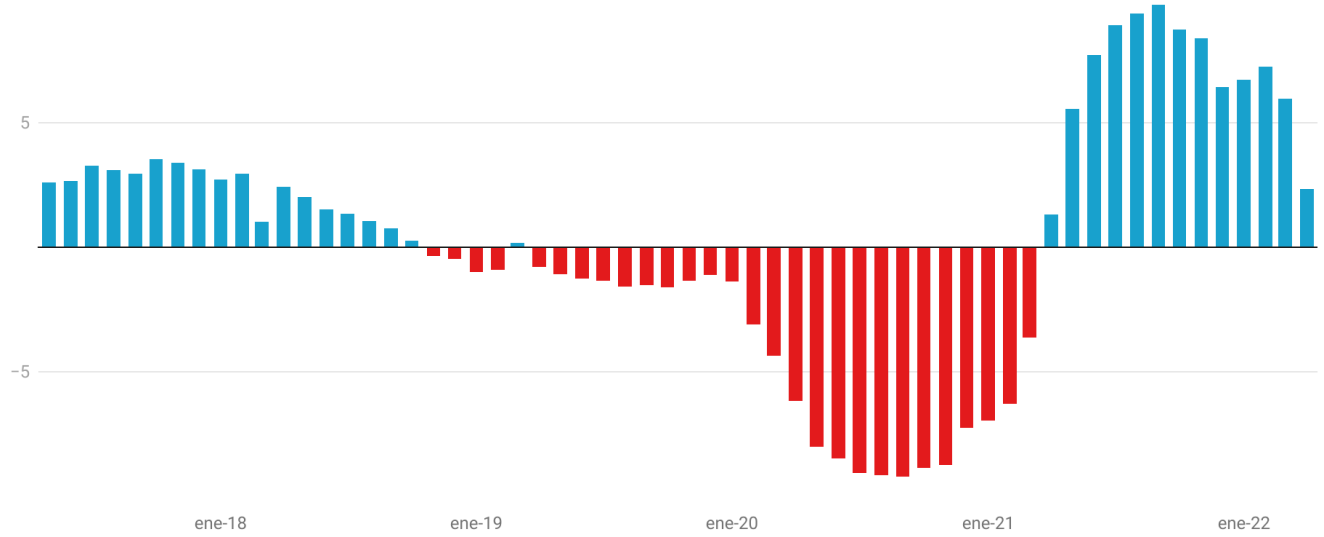
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

» **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 abril aumentó el consumo un 2,35% frente al mismo mes del año pasado.



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 6º
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

in Grupo ASE @ASEnergia ASEnergia

www.grupoase.net