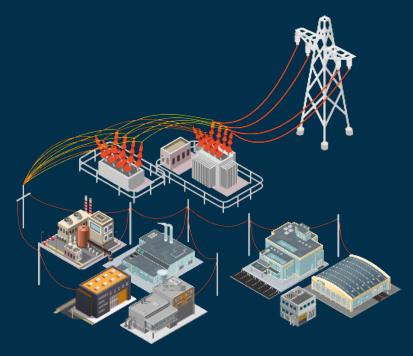




Informe de mercado

Julio 2022



Índice

Resumen del último mes	3
El análisis	4
Precio del mercado diario	11
Demanda y generación	12
Precios de casación	11
Futuros	12
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 analístas de Grupo ASE. Grupo ASE se compromente 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, informacións, previsiones y recomendaciones contenidas en en 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

258,10 €/MWh



+18,9% vs mayo 2022

+209,84% vs junio 2021

DEMANDA

22.037 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

» Q4-22: 154,00 (+4,23%)

YR-23:

» España: 211,00 (+16,88%)

» Francia: 497,25 (+36%)

» Alemania: 361,34 (+22,4%)

ÍNDICES ASE

ASE CTEL Total

Evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión. +1,02%

vs junio 2021

GENERACIÓN

24.973 GWh

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- » Brent: +0,5%
- » Gas (MIBGAS): +35,4%
- » Carbón (API2 Month +1): -2,0%
- » CO2 (EUA): -12,1%

El análisis

La electricidad española, más cara que nunca, es un 26% más barata que la media europea y los futuros la sitúan al 50% en 2023



Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- » Salvo en España, por el "tope del precio al gas", la electricidad se dispara en Europa por encima de 350 €/MWh.
- » El recorte de suministro ruso y el descenso de cargamentos de GNL norteamericano suben un 45% el gas y la electricidad en Europa, con la nuclear francesa mermada un 25%.
- » El mercado español MIBGAS amplía su descuento sobre el TTF holandés a niveles históricos y el ahorro de gas para España será de solo el 7%, frente al 15% de la UE.
- » La crisis energética empuja a la estanflación en Europa y amenaza con una recesión económica.

El "tope del precio al gas" evita que la electricidad supere los 300 €/MWh en España

El precio diario del mercado mayorista (POOL) español de julio se ha situado en 142,66 €/MWh. Sin embargo, si tenemos en cuenta el sobrecoste que supone para los consumidores el ajuste por la compensación al gas (115,45 €/MWh), el precio se sitúa en 258,10 €/MWh. Sube un 18,9% respecto a junio y está un 209,8% más alto que hace un año.

El coste de compensación alcanza los 115,45 MWh por el incremento de la generación de los ciclos combinados

Este mes, la producción de los CCG ha aumentado un 164% respecto a julio del año pasado y se duplica desde el 1 de enero hasta hoy. Principalmente, se ha debido a una menor aportación de otras tecnologías al mix y al saldo de la conexión con Francia, de la que el año pasado importamos electricidad, pero éste le hemos vendido, por los problemas que atraviesa su parque nuclear.

La disminución de las reservas de los embalses ha llevado a la reducción de la generación hidráulica, en un 51,7% de enero a julio. Por otra parte, la cogeneración ha reducido un 53% su producción, porque ha sido desplazada por los ciclos combinados (CCG), que resultan más competitivos gracias al efecto de la compensación.

El coste de compensación a los CCG, que depende del precio diario del gas en MIBGAS y del volumen de ge-

4 Grupo ASE

neración horaria de los CCG, está más que duplicando los valores inicialmente previstos debido a unas condiciones climatológicas alejadas de los promedios de los últimos años y por la extraordinaria subida que están experimentando los mercados de gas debido al recorte de suministro ruso.

El precio español es un 26,5% inferior al del resto del Europa

El precio mayorista de la electricidad de las principales economías de la UE ha superado en julio claramentelos 300 €/MWh, situándose en los 356,10 €/MWh y batiendo un nuevo máximo. En Francia, incluso, ha rebasado los 400 €/MWh (400,87 €/MWh).

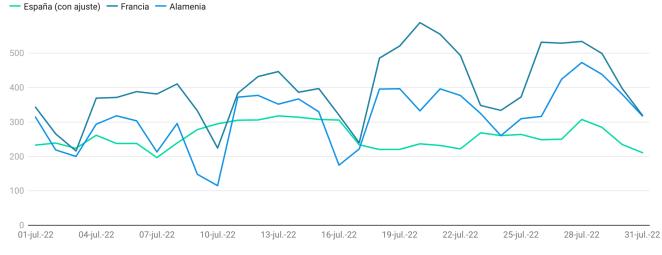
El precio en España, en 258,10 €/MWh (ya incluido el ajuste de compensación) ha sido un 26,5% inferior. Por tanto, se puede afirmar que el precio español ha moderado su subida respecto al resto de mercados eléctricos europeos desde que se aplica el mecanismo del precio del tope al gas para formar el precio.

La electricidad supera los 300 €/MWh por primera vez en Alemania

El precio del mercado eléctrico alemán en julio ha alcanzado los 315 €/MWh y se ha situado por primera vez por encima de los 300 €/MWh, tras experimentar una subida del 49,5% y casi triplicar su nivel de hace un año. De hecho, en la última semana sus precios han sobrepasado los 400 €/MWh, debido a la reducción del suministro de gas ruso y a la escasa generación eólica.

Hasta ahora, Alemania registraba precios eléctricos ligeramente más bajos que el resto de Europa, gracias al carbón y a que el gas ruso seguía fluyendo con cierta "normalidad". Pero el carbón se ha encarecido un 40% y el descenso del caudal del Nordstream1, a solo un 20%

Precio electricidad diario Francia - Alemania - España (con ajuste)



Creado con Datawrapper

de su capacidad, han impulsado los precios de electricidad en Alemania a máximos históricos.

Este mes de julio el Gobierno alemán ha tenido que rescatar a la gasista alemana Uniper, pieza fundamental en su sistema energético, por su situación de quiebra financiera, ya que los precios de los contratos de largo plazo con sus clientes, muy por debajo de los que están registrando los mercados mayoristas de gas, le habían provocado graves pérdidas.

La ayuda gubernamental que ha recibido Uniper no solo incluye una inyección económica, también una cláusula que le permite elevar los precios a sus clientes. Este inminente traslado del incremento de precios hacia la industria alemana, hasta ahora protegida en cierta medida, llega en mal momento. De acuerdo con un estudio realizado por su Cámara de Comercio e Industria, el 16% de sus empresas podría verse obligada a

reducir o, incluso, interrumpir su actividad con los precios a estos niveles.

El 18 de julio Alemania acordó elevar su almacenamiento de gas al 95%, muy por encima del objetivo establecido por la UE, del 80%. Esta decisión, con sus reservas actualmente al 57%, refleja la preocupación e incertidumbre de este país respecto a poder mantener la actividad de su industria el próximo invierno.

La situación en Francia es crítica

Francia aún está peor. A las posibles restricciones de gas se añade que un 25% de su flota nuclear no está disponible por mantenimiento y graves problemas de seguridad. Además, atraviesa una grave seguía que ha mermado su producción hidráulica.

El gobierno francés ha decidido nacionalizar totalmente la empresa EDF, propietaria de las centrales nuclea-

res, ante su situación de quiebra financiera. El coste de las centrales es creciente porque su parque está envejecido y, por otra parte, las limitaciones del precio (a 42 €/MWh) han obligado a rescatar a la empresa.

Su precio mayorista de electricidad ha superado los 400 €/MWh en julio, alcanzando un nuevo récord y muchos días se han superado los 500 €/MWh.

El nuevo recorte ruso provoca subidas del 45% en gas y electricidad en los futuros del año 2023

Los mercados spot y de futuros de gas y electricidad en Europa han establecido nuevos máximos en las dos últimas semanas. Y, lo que es más preocupante, los precios están subiendo ahora en el horizonte de 2023-25. Desde el 1 de junio, el precio del gas de referencia europeo (TTF) para 2023 se ha disparado un 45% y se sitúa por encima de los 150 €/MWh.

Pesa el riesgo asociado a un corte total del suministro ruso a Europa, que impediría que las reservas alcanzasen el nivel del 80% para garantizar el suministro energético durante el próximo invierno.

La tensión sobre los mercados energéticos europeos se acentúa con la reducción de caudal del Nordstream1

En las últimas semanas las importaciones de gas han caído a su nivel más bajo en lo que llevamos de 2022, por debajo de los 900 mcm/d, frente a los 1.050 mcm/d de promedio en 2022. La principal causa es la disminución del suministro ruso a través del Nordstream1 (NS1). En julio las importaciones rusas alcanzaron su mínimo de 90 mcm del 11 al 20 de julio, por el mantenimiento del gaseoducto. Del 21 al 26 de julio, tras los trabajos de mantenimiento, el gas ruso volvió a fluir a un 40% de su capacidad. Pero el 27 de julio el caudal se redujo a solo un 20% de su capacidad debido, según la empresa estatal rusa Gazprom, a problemas técnicos.

Este último descenso del volumen suministrado oscurece aún más el panorama de cara al invierno. En los días posteriores a su anuncio, desencadenó subidas de más de un 30% en toda la curva de futuros del TTF, el mercado holandés de referencia en Europa.

Las importaciones desde Noruega, con 319 mcm por tubería y 330 mcm de gas natural licuado (GNL) se han mantenido relativamente estables y han permitido seguir aumentando las reservas de gas, aunque a menor ritmo y generando dudas sobre la consecución del objetivo del 80% a 1 de noviembre.

Por eso, durante los próximos meses, Europa se verá obligada a continuar elevando el precio del gas para atraer los cargamentos de GNL y desviarlos de Asia. Y, en caso extremo, incluso a racionar el gas para uso industrial.

El GNL está siendo la principal fuente de suministro de gas para Europa. En el primer semestre de este año, por primera vez, Europa se ha hecho con una cuota récord del 28% de las importaciones mundiales de GNL. Estados Unidos ha sido nuestro mayor proveedor, con 25 millones de toneladas entregadas.

Sin embargo, en julio han cambiado las cosas. El volumen va a descender porque a lo largo de 2022 a Europa han llegado cinco cargamentos semanales de media desde Freeport LNG, en Texas, la segunda instalación de GNL del país. El incendio que ha sufrido esta planta va a tener consecuencias. De hecho, en las últimas dos semanas, solo 16 y 18 buques con GNL partieron de Estados Unidos. Esto es siete menos que la semana anterior y la cifra semanal más baja desde octubre de 2021.

Así que no esperamos que haya una caída del precio del GNL a corto plazo, ya que Europa sigue necesitando GNL, para seguir inyectando gas de almacenamiento, y Freeport estará fuera de juego al menos hasta octubre. Posiblemente, mucho más. La temporada de huracanes que acaba de comenzar y se prolonga hasta noviembre, lo que añade riesgo a la llegada de las cargas de EE. UU. a Europa.

Las reservas de gas europeas superan el 60%

Las últimas restricciones del suministro de gas hacia Europa pueden debilitar la capacidad de la UE para cumplir sus objetivos de almacenamiento del 80% para el 1 de noviembre. El 14 de julio los almacenes europeos, excluyendo Ucrania y las reservas estratégicas, estaban al 60% de su capacidad. Estos es 14 puntos porcentuales por encima del año pasado, pero tres por debajo de la media de los últimos cinco años. Preocupa especialmente Alemania porque en las últimas semanas apenas ha podido aumentar sus reservas, que se encuentran al 57%.

Lo más preocupante es que, en caso de interrupción total del suministro de gas ruso, los países del centro, noroeste y sureste de la UE (España sería una excepción) no podrían rellenar los depósitos durante el verano de 2023 para garantizar la seguridad del suministro en el invierno de 2023-2024.

La disminución de generación nuclear y el gas disparan los precios eléctricos europeos

El incremento de precio del gas en julio, que es el combustible que fija el precio marginal de la electricidad, ha colocado a los mercados eléctricos europeos en cotas históricas. Con el agravante de que el continente también se está enfrentando a una reducción de la oferta eléctrica.

La sequía y las altas temperaturas han reducido la producción hidráulica en muchos países. Y la escasa disponibilidad de la energía nuclear francesa, clave en el equilibrio y seguridad del sistema eléctrico europeo, está desestabilizando a sus vecinos a causa de los problemas de seguridad en sus reactores. El país galo ha pasado

Futuros eléctricos Europa

Producto	España	Dif % (1)	Francia	Dif % (1)	Alemania	Dif % (1)
Spot jul 22	258,10	18,13	400,87	61,40	315,00	49,40
Q4-22	154,00	4,23	848,99	7,50	455,11	20,40
Q1-23	175,00	-1,41	925,84	45,80	432,27	23,10
Q2-23	191,84	6,74	297,76	27,70	321,00	23,30
Q3-23	231,54	29,32	296,41	33,60	312,40	20,70
Yr-23	211,00	16,88	497,25	36,00	361,34	22,40
Yr-24	146,50	33,18	250,34	20,20	207,50	10,80
Yr+5	109,77	16,03	255,77	23,50	197,53	8,60

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

Tabla: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

de exportar electricidad a importarla, lo que aumenta la necesidad de recurrir a la generación de los CCG.

Los precios de los futuros eléctricos no han dejado de subir en las últimas semanas y establecen récords de máximos prácticamente cada día. El precio alemán de la electricidad para el año 2023 cierra en 361 €/MWh, mientras el francés aumenta hasta los 497,25€/MWh. Este nivel de precios dispara la inflación de precios industriales y aumenta el riesgo de una posible estanflación europea.

Aunque el Yr-23 español ha subido un 16,9% desde el comienzo de este año, se sitúa por muy debajo del alemán y el francés, en niveles de 211 €/MWh.

Hay que destacar también la subida del Yr-24, que sigue su escalada. Alcanza los 146,5 €/MWh en España y supera los 200 €/MWh en los mercados europeos.

El racionamiento de gas para España será de sólo el 7% frente al 15% de la UE

Las consecuencias de que Rusia haya reducido sus exportaciones a Europa a menos de una cuarta parte del promedio de los últimos dos años, junto a la amenaza de que pueda cortar por completo el suministro, ha llevado a Bruselas a proponer medidas de racionamiento a los estados miembros.

Los ministros de Energía de la Unión Europea aprobaron el 26 de julio reducir el consumo de gas de cara al invierno en un 15%, entre 1 de agosto de 2022 y el 31 de marzo. Será una reducción voluntaria, que se convertiría en obligatoria si la emergencia de suministro pone en peligro la seguridad del bloque.

No obstante, Bruselas ha aceptado que los estados miembros, como España, que no están interconectados con las redes europeas y puedan demostrar que su infraestructura nacional de GNL se utiliza para redirigir gas a otros estados, estén exentos de las reducciones de gas obligatorias. Así, el acuerdo será muy laxo para España, que solo tendrá que reducir entre un 7% y un 8% su consumo de gas de forma voluntaria.

A medida que aumenta la presión política para ahorrar energía antes de un invierno muy frío, los fabricantes europeos de fertilizantes y productos petroquímicos podrían ser los primeros en reducir su consumo de gas.

Hay que tener en cuenta que en la UE el consumo de los hogares representa el 40% del total. La generación de electricidad (CCG) absorbe alrededor del 30 %, y el consumo industrial representa otro 30%.

Aumenta la prima de descuento de MIBGAS sobre el resto de Europa gracias al GNL

La elevada capacidad de regasificación de España y la estabilidad del suministro del gaseoducto con Argelia nos han situado en una posición relativamente fuerte en comparación con la incertidumbre de seguridad energética que sufre el resto de la UE.

Hasta julio, las importaciones españolas de GNL han aumentado un 72% y las reservas de almacenamiento se sitúan al 75%, frente al 60% medio de Europa. Por eso España ha presentado una fuerte oposición a la reducción lineal del 15% de consumo de gas propuesta desde Bruselas, por considerarla innecesaria.

Este mes, el precio del mercado español MIBGAS ha ampliado su descuento frente al hub holandés TTF gracias al fuerte ritmo de las importaciones de GNL que ha registrado España, a la vez que la incertidumbre se apoderaba de los mercados europeos, con la entrada en mantenimiento del NordStream1 el 11 de julio.

El precio spot español se ha situado en julio en un promedio de 129,1 €/MWh, presentando un descuento de

más de 35 €/MWh frente al mercado holandés (165,7 €/MWh), Se trata de la diferencia más elevada desde que hay registros y coloca al mercado español de gas entre los más competitivos de Europa.

El descenso de los precios del gas en España ha facilitado las exportaciones a Francia, igual que los meses anteriores. En este sentido, Enagás tiene previsto invertir 4.760 millones de euros de aquí a 2030 en proyectos de seguridad de suministro energético y descarbonización. Entre ellos, una tercera conexión entre España y Francia, un gaseoducto entre España e Italia y una tercera interconexión con Portugal. Estas infraestructuras están en fase de propuesta y análisis para su aprobación por los reguladores europeos y con ellas España pretende tomar una posición estratégica en el suministro energético europeo, gracias a su elevada capacidad de regasificación de GNL.

Durante julio la demanda de gas en España ha sido un 12% superior a la del año pasado, pero desigual si analizamos el destino de su consumo. Hogares e industria lo han reducido 20%, pero el destinado a generación eléctrica ha crecido un 124%, a causa de las altas temperaturas, una baja generación hidráulica y eólica y el incremento de las exportaciones eléctricas a Francia.

La destrucción de demanda por los altos precios ya es una realidad. Aunque aún no disponemos de los datos de julio, sí sabemos por los datos de Enagás que, en el mes de junio, todos los grandes sectores industriales consumidores de gas redujeron su consumo. El textil bajó un 28,9%, el agroalimentario un 16,2%, el de papel un 14,1% y el metalúrgico un 12,9%, mientras el resto de la industria se dejó un 14%.

La crisis energética está provocando que los precios de los distintos centros europeos sean cada vez más divergentes. El mercado español y el de Reino Unido se encuentran en una mejor posición gracias a su alta capacidad de regasificación de GNL y a su menor de-

pendencia del gas ruso. Un mercado de gas más competitivo se traduce también en un mercado eléctrico con precios más bajos.

Nuestro análisis

La crisis energética no da señales de ceder. Por el contrario, parece entrar en una nueva fase crítica. El imparable crecimiento de los precios de la energía de los últimos meses supone un riesgo sin precedentes de estanflación para Europa. Las subidas de tipos de los bancos centrales, para combatir el crecimiento de los precios y la debilidad de la economía china, podrían provocar una fuerte recesión mundial en los próximos meses.

La guerra de Ucrania, con un mercado de gas mundial muy limitado, ha contribuido a aumentar los precios energéticos europeos, por un posible corte de suministro ruso. Como venimos comentando en nuestros informes, los plazos de inversión para que la oferta mundial de gas pueda aumentar y Europa pueda reemplazar el gas ruso con GNL pueden llevarnos hasta principios de 2026.

Incluso con los nuevos suministros de GNL procedentes de Estados Unidos, Noruega y Qatar, más las medidas de eficiencia energética y un mayor uso de las energías renovables, Europa seguiría teniendo un déficit de entre 30.000 y 40.000 millones de metros cúbicos. No habrá grandes caídas de precios a corto plazo, ya que Europa sigue necesitando GNL para las inyecciones de almacenamiento, y Freeport, en Estados Unidos, estará fuera al menos hasta octubre, y posiblemente mucho más. Esto significa que los precios del gas y, por ende, los de la electricidad, seguirán subiendo hasta niveles que induzcan la destrucción de la demanda como mecanismo para equilibrar el mercado.

Desde nuestro punto de vista, los efectos que podríamos ver en el corto plazo, como consecuencia del crecimiento imparable de los precios energéticos, son:

- » Un aumento del ritmo de la destrucción de la demanda industrial en Europa (por los altos precios y el racionamiento energético del 15%).
- » Pérdida de competitividad de la industria europea debido a los elevados costes energéticos.
- » Aumento de la inflación. Los precios industriales en Europa crecen por encima del 40%.
- » Rápido descenso de la confianza de los consumidores y de la renta disponible.

Uno de los efectos más claros, ante la incertidumbre y riesgo de recesión económica, es la subida del dólar (USD). Históricamente esta divisa es un mecanismo de refugio del capital mundial en los periodos de turbulencias. La subida del dólar implica aumento del coste de las materias primas, lo que podría llevar a reducir su demanda y su precio, como estamos viendo en las últimas semanas con el petróleo.

Sin embargo, el escenario de déficit energético en Europa provoca que los precios del gas y de la electricidad sigan subiendo y batiendo récords semana tras semana, aumentando el riesgo de una fuerte estanflación y recesión. Los políticos europeos, a través de mecanismos de topes de precios, racionamiento del consumo y nacionalización de empresas energéticas (como ha sucedido en la última semana en Francia y Alemania) tratan de ir "taponando las vías de agua para que el barco no se hunda". Pero, en el futuro, estas medidas pueden provocar efectos secundarios no deseados y generar perturbaciones en los mercados que hagan que la crisis energética se alargue más.

Europa pagará un ajuste muy doloroso durante los próximos años para cortar sus lazos con Rusia. La subida imparable de los precios del gas no es más que la señal evidente de que el mercado necesita un ajuste de la demanda inmediato. Por su parte, la industria

8 Grupo ASE

de europea deberá implementar medidas estratégicas para reducir el consumo y aminorar el impacto de la subida de los precios energéticos.



Informe de mercado <u>Julio 2022</u>

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL se ha situado en 142,66 €/MWh. Sumando el sobrecoste que supone para los consumidores el ajuste por la compensación al gas (115,45 €/MWh), el precio se sitúa en 258,10 €/MWh. Sube un 18,9% respecto a junio y está un 209,8% más alto que hace un año.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

258,10 €/MWh



+18,9% vs junio 2022

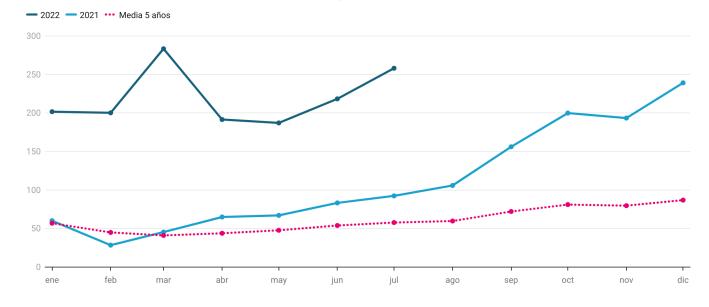


+209,8% vs julio 2021

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

203,08 €/MWh

Precio del mercado diario eléctrico (OMIE) • julio



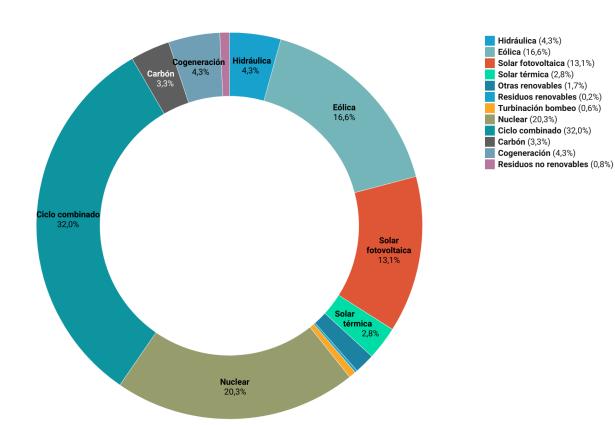
Demanda

La demanda de electricidad sube un 2,2% respecto a julio del año pasado.

Generación

Mix julio 2022

Los ciclos combinados de gas (CCG) han liderado el mix de generación. Los ciclos combinados de gas (CCG) han liderado el mix de generación.



Informe de mercado Julio 2022

Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 38,7% del mix de este mes frente al 48% de julio del año pasado, por la disminución de hidráulica y el aumento de los ciclos combinados de gas (CCG).

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones CO2 ha supuesto este mes un 59,7% del mix, muy por debajo del 72.7% que estableció en julio de 2021, por el aumento de la producción eléctrica.

Generación eólica

La generación eólica no ha superado el 40% del mix ningún día de julio. La producción eólica de este mes ha sido un 22% superior a la media de los últimos 5 años

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico se ha elevado hasta el 35,4% en julio.

Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran al 76,1% de su nivel de julio del 2021 y a un 68,2% sobre la media de los últimos 10 años.

Saldo de las interconexiones

Por noveno mes consecutivo, el saldo de la interconexión ha sido exportador.

12 Grupo ASE

Mercados de futuros eléctricos

La disminución de nuclear y la subida del gas disparan los precios eléctricos europeos

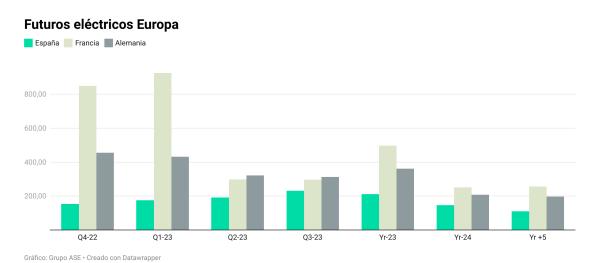
El incremento que ha experimentado el precio del gas en julio ha colocado a los mercados eléctricos europeos en cotas históricas porque es el combustible de los ciclos combinados (CCG), que fijan el precio marginal de la electricidad. Además, se suma el agravante de que el continente también se está enfrentando a una reducción de oferta eléctrica.

Por un lado, la sequía y las altas temperaturas han reducido la producción hidráulica en muchos países. Por otro, la escasa disponibilidad de la energía nuclear francesa, clave en el equilibrio y seguridad del sistema eléctrico europeo, está desestabilizando a sus vecinos por los problemas de seguridad en sus reactores. El país galo ha pasado de exportar electricidad a importarla, lo que aumenta la necesidad de recurrir a la generación de los CCG.

Los precios de los futuros eléctricos no han dejado de subir en las últimas semanas y establecen récords de máximos prácticamente cada día. El precio alemán de la electricidad para el año 2023 ha cerrado en 361 €/MWh, mientras el francés aumenta hasta 497,25€/MWh. Este nivel de precios dispara la inflación de los precios industriales y aumenta el riesgo de una posible estanflación en Europa.

El Yr-23 español está en niveles de 211 €/MWh. Aunque ha subido un 16,9% desde el comienzo de este año, se sitúa por muy debajo del alemán y del francés.

Hay que destacar también que el Yr-24 prosigue su escalada. Ya alcanza los 146,5 €/ MWh en España y supera los 200 €/MWh en los principales mercados europeos.



Informe de mercado Julio 2022

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

Se acentúa la tensión con la reducción de caudal del Nordstream1

En las últimas semanas las importaciones de gas han caído a su nivel más bajo en lo que llevamos de 2022. Se sitúan por debajo de los 900 mcm/d, frente a los 1.050 mcm/d de promedio en 2022. Principalmente, se debe a la disminución del suministro ruso a través del Nordstream1 (NS1).

Entre el 11 y el 20 de julio, las importaciones rusas alcanzaron su mínimo, de 90 mcm, por el mantenimiento del gaseoducto. Del 21 al 26 de julio, tras los trabajos de mantenimiento, el gas ruso volvió a fluir a un 40% de su capacidad. Pero el 27 el caudal se redujo a solo un 20% de su capacidad debido, según la empresa estatal rusa Gazprom, a problemas técnicos.

Este último descenso del volumen suministrado oscurece aún más el panorama de cara al invierno. En los días posteriores a su anuncio, desencadenó subidas de más de un 30% en toda la curva de futuros del TTF, el mercado holandés de referencia en Europa.

Las importaciones desde Noruega, con 319 mcm por tubería y 330 mcm de gas natural licuado (GNL) se han mantenido relativamente estables y han permitido seguir aumentando las reservas de gas, aunque a menor ritmo y generando dudas sobre la consecución del objetivo del 80%, previsto para el 1 de noviembre.

Por eso, durante los próximos meses, Europa se verá obligada a continuar elevando el precio del gas para atraer los cargamentos de GNL y desviarlos de Asia. Y, en caso extremo, incluso a racionar el gas para uso industrial.

El GNL está siendo la principal fuente de suministro de gas para Europa. En el primer semestre de este año, por primera vez, Europa se ha hecho con una cuota récord del 28% de las importaciones mundiales de GNL. Estados Unidos ha sido su mayor proveedor, con 25 millones de toneladas entregadas.

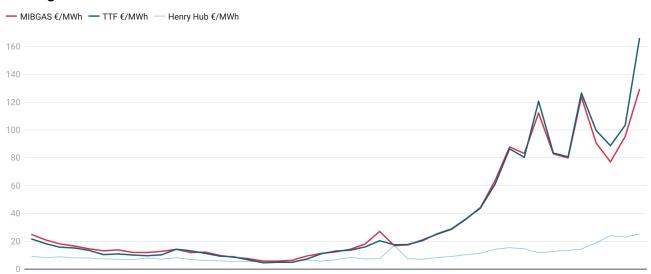
Sin embargo, en julio han cambiado las cosas. El volumen va a descender porque a lo largo de 2022 a Europa han llegado cinco cargamentos semanales de media desde Freeport LNG, en Texas, la segunda instalación de GNL del país. El incendio que ha sufrido esta planta va a tener consecuencias. De hecho, en las últimas dos semanas, solo 16 y 18 buques con GNL partieron de Estados Unidos. Esto es siete menos que la semana anterior y la cifra semanal más baja desde octubre de 2021.

Así que no esperamos que haya una caída del precio del GNL a corto plazo, ya que Europa sigue necesitando GNL, para seguir inyectando gas de almacenamiento, y Freeport estará fuera al menos hasta octubre. Posiblemente más. Además, la temporada de huracanes, que acaba de comenzar y se prolonga hasta noviembre, añade riesgo a la llegada de las cargas de EE. UU. a Europa.

TTF Holanda

El precio spot medio de julio ha cerrado en máximo histórico: 165,10 €/MWh, tras subir un 60%. En la segunda quincena de julio, toda su curva de futuros se ha elevado con fuerza ante el riesgo escasez de suministro ruso. Además, las temperaturas inusualmente altas de este mes han impulsado la demanda para refrigeración y, por tanto, la generación de electricidad a partir de gas porque se ha registrado un prolongado periodo de baja producción eólica. Las reservas de gas en Holanda están al 64%, a 21 puntos porcentuales del objetivo de la UE





de alcanzar el 85% de almacenamiento para el 1 de noviembre. Con respecto a las llegadas de gas natural licado (GNL), aunque siguen a buen ritmo, se redujeron en la segunda quincena.

MIBGAS España

El precio del gas ha subido en España hasta los 129,10 €/MWh en julio, siguiendo la tendencia alcista de los principales centros europeos de gas. No obstante, MIBGAS re-

gistra una prima de descuento de más de 35 €/MWh respecto de su homólogo holandés (TTF). El motivo de esta importante diferencia es que España no se ve directamente afectada por el suministro de gas ruso ni, por tanto, por los recientes cortes drásticos en los flujos del NS1. Seguimos importando un gran volumen de GNL. En la segunda quincena de julio recibimos 10 cargamentos, seis más que en el mismo periodo de 2021.

Informe de mercado Julio 2022

Índices ASE

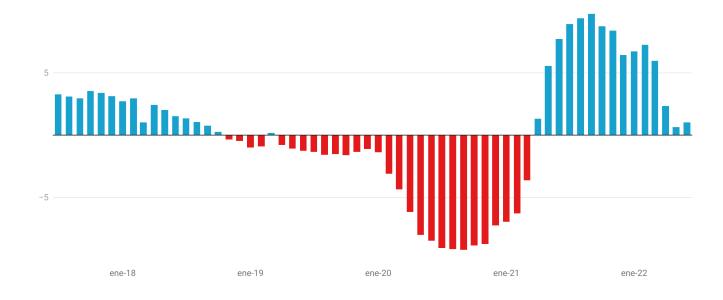
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

» 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 junio aumentó el consumo un 1,02% frente al mismo mes del año pasado.



16





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









