ase
grupo ase

Informe de mercado

Enero 2022

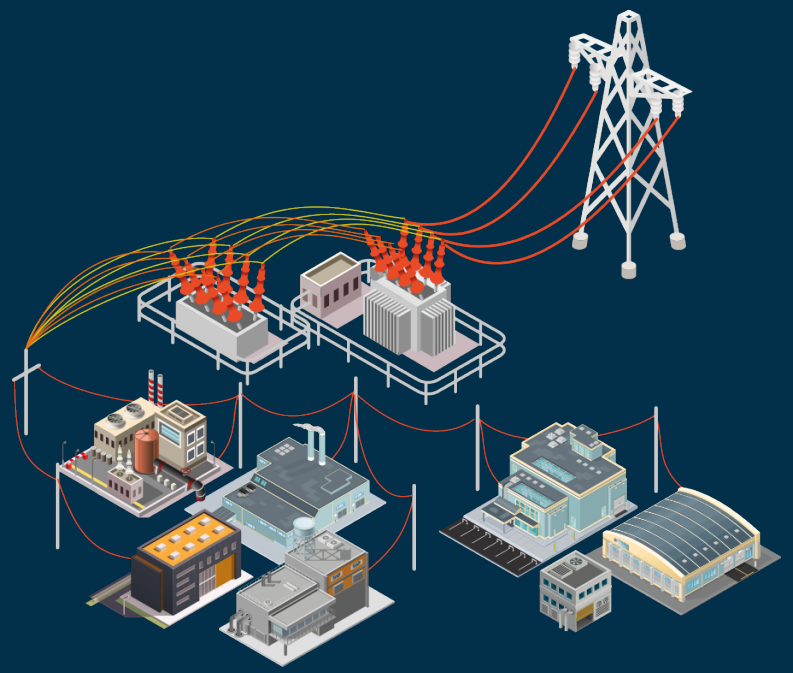
Resumen ejecutivo

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

Enero 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

201,72 €/MWh

▼ -15,65% vs diciembre 2021

▲ +235,25% vs enero 2021

MERCADO LIBRE

206,60 €/MWh

▲ +207,07% vs enero 2022

DEMANDA

21.492 GWh

GENERACIÓN

23.094 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- » Q2-22: 204,5 (+13%)

YR-23:

- » España: 124,5 (+30,8%)
- » Francia: 152,71 (+23,2%)
- » Alemania: 142,50 (+18,6%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- » Brent: +26,1%
- » Gas Natural (MIBGAS): -26,2%
- » Carbón (API2 Month +1): +55%
- » CO2 (EUA): +10,7%

ÍNDICES ASE

ASE PTEI Total

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

+80,65%

vs diciembre 2020

ASE CTEI Total

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

+6,42%

vs diciembre 2020

El análisis

El gas mantendrá el precio eléctrico por encima de 200 €/MWh en los próximos meses

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **El gas recupera su senda alcista a causa del conflicto de Ucrania y de la bajada de temperaturas en Asia.**
- **Los futuros suben arrastrados por la incertidumbre en torno al suministro de gas: el segundo trimestre (Q2-22) español escala un 13% desde diciembre, hasta los 204,5 €/MWh.**
- **Un corte total de suministro ruso afectaría a España mucho menos que al norte de Europa.**
- **Los CCG incrementan su producción un 139% mientras las renovables retroceden un 23%.**
- **La demanda cae un 5,6% en enero.**

La electricidad baja un 15,65%, pero se mantiene por encima de los 200 €/MWh

El precio medio diario del mercado mayorista (POOL) de enero se sitúa en 201,72 €/MWh. Baja un 15,65%% respecto a diciembre, pero es un extraordinario 235,3% más alto que hace un año.

La mayor parte de los días de enero el POOL se ha mantenido por encima de 200 €/MWh. A la elevada cotización del gas se ha unido una reducción de la producción renovable (-23%), que ha mantenido los precios en niveles históricos.

El comportamiento de los mercados eléctricos del resto de Europa ha sido muy similar. Reino Unido ha marcado el registro más alto, con 218,95 €/MWh, seguido por Italia con 216,60 €/MWh. En Francia el promedio es de 211,42 €/MWh y solo Alemania se ha mantenido por debajo de los 200 €/MWh. Al incrementar su producción con carbón ha reducido el impacto del gas y su precio medio de enero se sitúa en 167,73 €/MWh.

El efecto palanca del precio de gas sobre el mercado eléctrico europeo está teniendo un impacto desconocido hasta el momento. Su estratosférica cotización mantiene los mercados eléctricos europeos en niveles de récord y diluye al resto de factores (CO2, producción renovable, demanda, carbón...) que pueden alterar el precio de la electricidad.

El gas repunta por la incertidumbre del suministro ruso y la previsión de más frío en Asia

Durante los últimos días de 2021 coincidieron unas temperaturas más cálidas de lo previsto en Asia con el incremento de llegadas a Europa de cargamentos de gas natural licuado (GNL) estadounidense y se redujo la tensión sobre los mercados de gas. Hasta el punto de que la curva de futuros del TTF holandés para la primavera y el verano de 2022 bajó su precio un 50% desde los niveles récord que habían alcanzado el 21 de diciembre.

A medida que ha descendido el flujo de los gaseoductos rusos, durante enero ha seguido aumentando la entrada de GNL norteamericano a Europa y se ha establecido récord mensual, lo que ha venido acompañado de un descenso de los precios diarios del gas.

Sin embargo, la curva de futuros del TTF ha vuelto a elevarse con fuerza en la última parte de enero. El conflicto de Ucrania, las bajas reservas de gas europeas y la

posibilidad de la llegada del frío a Asia han pesado más que los buenos datos de importación de GNL.

Al cierre del mes el precio del TTF para la primavera y el verano cotizan en torno a los 87 €/MWh, lo que implica una subida del 30% respecto al cierre de diciembre. La subida es aún mayor en los productos más lejanos en el tiempo, como el invierno de 2022/23 y el Yr-23, que experimentan un incremento cercano al 40%.

La posibilidad de que la solución del conflicto ruso se pueda dilatar, junto a que las bajas reservas europeas pueden acabar el invierno por debajo del 10% auguran que la tensión sobre los mercados de gas se pueda extender más allá del invierno.

Arrastrados por esta fuerte subida, los futuros eléctricos europeos también han visto elevadas sus cotizaciones para 2022 por encima de los 200 €/MWh.

Hubs de gas

Producto	MIBGAS €/MWh	Dif (1)	TTF €/MWh	Dif (1)
Spot Ene. 22	82,83	-26,2%	83,44	-30,9%
Q2-22	87,87	32,0%	87,52	32,9%
Q3-22	87,69	33,0%	86,69	31,5%
Q4-22	88,98	41,4%	87,76	29,6%
Q1-23	88,04	38,0%	87,04	37,1%
Yr-23	57,17	26,4%	57,18	39,3%
Yr-24	35,99	-	35,61	31,9%

(1) Diferencia respecto al cierre del mes pasado (diciembre 2021)

Tabla: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

La previsión de frío en Asia eleva el precio de gas

Los pronósticos meteorológicos apuntan a una bajada de las temperaturas durante las próximas semanas en gran parte del norte de Asia, afectando a los tres mayores importadores de GNL del mundo: Japón, China y Corea del Sur. Un descenso de entre 1 y 2 grados centígrados por debajo de lo normal y durante gran parte de febrero.

De hecho, ya en la última semana, el frío que se ha registrado en Japón ha provocado una rápida disminución de sus reservas y algunas empresas de servicios públicos están aumentando sus compras en el mercado spot de GNL para asegurarse suministro adicional durante lo que queda de invierno. Este aumento de la demanda ha llevado a que el precio spot de GNL al noroeste de Asia (JKM) para las entregas de marzo haya subido un 17,4% respecto a la semana anterior.

Los escenarios de un agravamiento del conflicto mantienen tensionados los mercados de gas

La Casa Blanca ha anunciado un plan de contingencia por si el suministro de gas ruso a Europa se viera aún más reducido debido al agravamiento del conflicto de Ucrania. Uno de los escenarios que se baraja es que se interrumpa el envío solo a través de Ucrania. Otro, más extremo, que se cerraran todas las vías de exportación rusa hacia Europa. Pero el escenario más probable es que no se produzcan cambios en el volumen de gas ruso. De hecho, existe la posibilidad de que aumente en los próximos días o semanas.

Sin embargo, mientras persista el conflicto, el precio del gas holandés TTF, mercado de referencia europeo, se verá afectado por esa incertidumbre. En la última semana, aunque el mercado ha añadido una prima de riesgo ante un posible agravamiento del conflicto, no parece incluir la opción de una cancelación total del suministro ruso.

Este escenario más extremo dependería de una grave escalada que la diplomacia se está esforzando por evitar. En cualquier caso, las consecuencias de una invasión de Ucrania serían devastadoras para Europa porque las soluciones que plantea EE. UU. serían insuficientes para satisfacer las necesidades de gas europeas. Concretamente:

Aumentar el suministro de gas desde el norte de África. Las exportaciones de gas de la empresa nacional argelina Sonatrach se han reducido por el cierre del gaseoducto marroquí que llegaba a España. Washington podría forzar un acuerdo entre Argel y Rabat para aumentar las exportaciones a Europa, pero el gaseoducto de España a Francia tiene escasa capacidad.

Aumentar la producción de Turkmenistán hacia China suavizaría la necesidad de Pekín de GNL, lo que facilitaría que llegara más a Europa. Pero es posible que a Pekín no le convenga una ayuda tan proactiva a Europa, dado que el gasoducto ruso Power of Siberia 2 está cerca de alcanzar una decisión final de inversión.

Desviar GNL desde Qatar o Australia hacia Europa, en detrimento de los mercados asiáticos, lo que necesitaría la aceptación de los principales compradores de Japón, Corea del Sur y Taiwán y es poco probable que sus gobiernos y empresas de servicios públicos estén dispuestos a quemar más carbón en sustitución del gas.

La solución para Europa pasa por llegar a un acuerdo porque no dispone de suficiente capacidad de importación de GNL como para sustituir por completo el suministro de gas que llega por gasoducto desde Rusia. En caso de que ese flujo se detenga o se vea afectado por las sanciones internacionales, la situación podría volverse crítica en países como Alemania, que no tiene acceso directo al GNL.

España en una situación algo ventajosa frente al norte de Europa

Casi un tercio de la capacidad de regasificación de Europa (44,1 millones de toneladas al año) se encuentra en la Península Ibérica, pero su interconexión con el resto del continente es limitada.

Podrían aumentar los flujos con Francia a través del gaseoducto de los Pirineos si España recibiera más GNL o más inyecciones desde Argelia, lo que incrementaría la disponibilidad de suministro en el noroeste de Europa. Pero ese flujo estaría sujeto a la capacidad del gaseoducto, de unos 19 millones de m^3/día.

El precio del gas en España MIBGAS para marzo refleja esta situación con un ligero descuento de 0,3 €/MWh sobre el precio de referencia TTF, que podría aumentar si el conflicto con Ucrania no se resuelve.

El conflicto ruso vuelve a poner de manifiesto que el mercado de gas es muy inelástico ante un incremento de la demanda o un problema de suministro. Durante el último año, los mercados de gas han estado tensionados por multitud de factores que han llevado a la falta de seguridad de suministro y han condicionado la evolución de los precios.

La producción de los ciclos combinados se incrementa un 139% y supera a la nuclear

En el mes de enero la tecnología que más aumenta su producción es la de los ciclos combinados de gas (CCG), con un extraordinario crecimiento del 139,5%. Los CCG han sido la segunda tecnología del mix, con el 22,7%, muy de cerca de la eólica (23%) y por encima de la nuclear (21,8%). Este incremento de cuota de los CCG en el mix se debe al descenso de la producción renovable (-23%), de la nuclear (-3%) y de la cogeneración de (-10%).

La situación anticiclónica y el bajo nivel de los embalses reducen el aporte renovable al mix

La situación anticiclónica que ha vivido la Península durante las últimas semanas ha supuesto una reducción del 24,5% en la producción eólica respecto al año pasado. Se sitúa un 12,7% por debajo del promedio de los últimos 5 años. A esta escasez eólica hay que sumar el bajo nivel de reservas hídricas, al solo el 38,0% de su capacidad, que ha impuesto un descenso del 48,2% de la hidráulica.

Solo la fotovoltaica ha presentado un fuerte crecimiento del 79,2% con respecto al mismo mes del año pasado. Sin embargo, las escasas horas de radiación solar apenas compensan la caída de la eólica y la hidráulica. Así, las renovables han cubierto un 41,5% del mix de generación, frente al 53,4% que alcanzaron el año pasado.

El hueco hidrotérmico cubrió un 35,7% del mix

El hueco hidrotérmico (hidráulica, gas y carbón) ha intervenido en el 82,42% de las horas de casación de enero y ha cubierto el 35,7% del mix. Esto supone un importante aumento de más de 6 puntos sobre enero del año pasado. La hidráulica ha marcado un precio medio de casación de 210, 75 €/MWh, por encima de los CCG, que establecieron un promedio de 202,25 €/MWh.

La demanda se reduce un 5,6%

La demanda eléctrica ha registrado un fuerte descenso en enero, del 5,6%. El efecto que tuvo Filomena el año pasado puede tener un importante peso en esta reducción. De hecho, corregidos los efectos de temperatura y laboralidad, la bajada se queda en el 3,6%.

Los futuros eléctricos suben con fuerza arrastrados por los precios de gas

El mercado energético europeo sigue tensionado por la incertidumbre de suministro de gas ruso y por sus actuales bajas reservas de gas. La volatilidad de las últimas semanas hace imprevisible el comportamiento mercado eléctrico.

A mediados de enero unas temperaturas más suaves y de lo previsto y el crecimiento de aprovisionamiento de GNL redujeron los precios de los futuros sobre el gas y la electricidad. Pero la última semana del mes ha sido al revés, dado el endurecimiento del conflicto con Rusia y las temperaturas más frías que se han registrado en Asia.

Las emisiones de CO2 también han impulsado la subida de los futuros eléctricos. Han experimentado un fuerte repunte en enero, cerrando el mes a 89,56 €/tCO2. Se encuentran prácticamente a las puertas de los 90 €/tCO2, desde los 80,90 € al cierre de 2021.

El Q2-22 español ha escalado un 13% desde diciembre, hasta los 204,5 €/MWh. El resto de los trimestres del año 2022 también suben, aunque más levemente. Sin embargo, el Yr-23 ha incrementado su cotización un 31% hasta los 124,5 €/MWh.

Como el resto de los mercados europeos han experimentado un encarecimiento igual o superior, el Yr-23 español registra una fuerte prima de descuento sobre el mercado francés (152,71 €/MWh) y el alemán (142,50 €/MWh).

Nuestro análisis

Europa, en tiempo de descuento

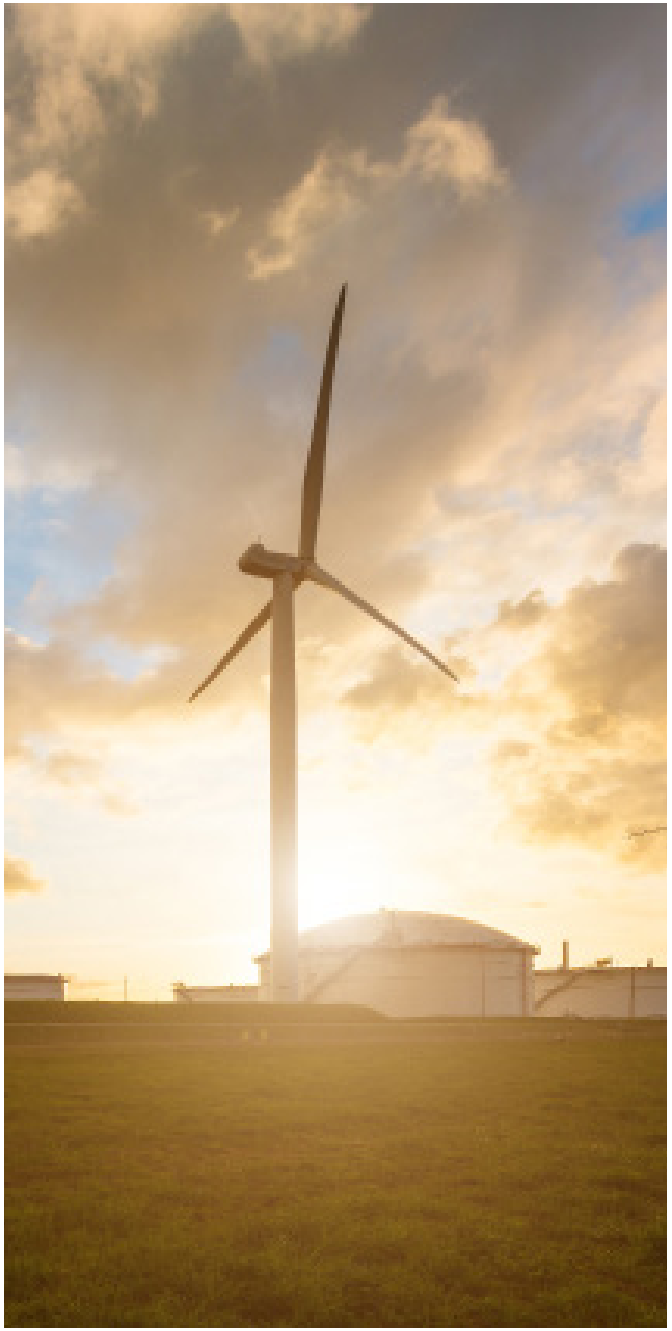
La tregua que experimentaron los mercados de gas y electricidad a finales de diciembre, gracias a la llegada de GNL de EE. UU. parece haber llegado a su fin. Las temperaturas más frías en Asia, con los flujos rusos a la baja, han vuelto a tensionar los mercados de gas en Europa.

Los mercados de futuros eléctricos han corregido al alza toda la curva de corto plazo. Pero lo más preocupante es que la curva de largo está subiendo con más fuerza. El mercado ya cuenta con que las bajas reservas de gas con las que Europa acabará el invierno afectarán a todo lo que queda de 2022 y a la primera parte de 2023.

Quien hubiera previsto que la crisis energética era algo coyuntural y, por tanto, que en primavera los precios bajarían con fuerza, comienza a entender que los fundamentos alcistas son mucho más sólidos. Porque, al margen del conflicto ruso, subyace la incapacidad del ajustado mercado de GNL para responder al crecimiento de la demanda asiática y a la descarbonización global ante una situación no prevista. Lo explicamos con detalle en nuestro informe "El gas y su impacto en el precio de la electricidad" (LINK). Hoy es el conflicto ruso, pero mañana puede ser un incendio en una planta en Australia.

Hasta que no crezca la capacidad de exportación de GNL, la volatilidad de los precios del gas está garantizada. Y son precisamente los dos mayores exportadores de gas del mundo quienes más se están beneficiando de los altos precios del gas y quienes tienen la llave para la solución a la crisis actual en Ucrania.

Europa ya está en tiempo de descuento para "salvar" el año 2022. Si el conflicto con Rusia no se resuelve pronto, veremos cómo se dispara toda la curva de largo plazo en los mercados de gas y electricidad.



Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado en 201,72 €/MWh, con un aumento del 235% respecto a enero de 2021. Los precios del POOL han bajado en enero frente a diciembre, un 12% en las horas valle y un 17% en las horas punta.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

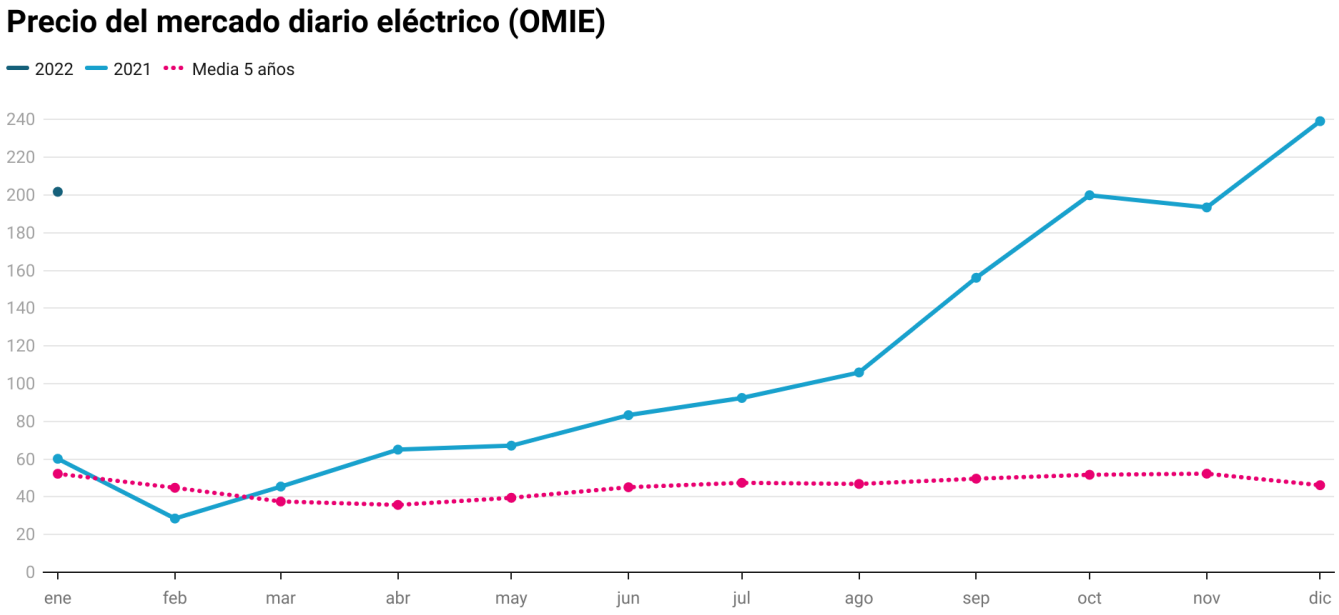
201,72
€/MWh

▼ -15,65% vs diciembre 2021

▲ +235,3% vs enero 2021

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

123,98
€/MWh



PVPC

0,28586
€/kWh

▲ +122% vs enero 2021

El precio de la luz en la tarifa de Precio Voluntario al Pequeño consumidor (potencia inferior a 10kW), también conocida como PVPC y regulado por el Ministerio de Industria, ha sido de 0,28586 €/kWh. Sube un 122% respecto al mismo mes del año pasado.

Precio medio final mercado libre

206,60
€/MWh

▲ +422,8 vs diciembre 2020

El precio final medio para los comercializadores libres y consumidores directos ha sido de 206,60€/MWh, una vez sumados todos los componentes del precio. Esto supone una subida del 207% sobre el mismo mes del año pasado.

Demanda

La demanda de electricidad baja en enero un 5,5% en relación al mismo mes del año pasado. Además, como venimos observando, la curva de demanda se está "aplanando". Baja en las horas punta mientras sube en las horas valle.

Repercusión de los sobrecostes y componentes del precio final mercado libre

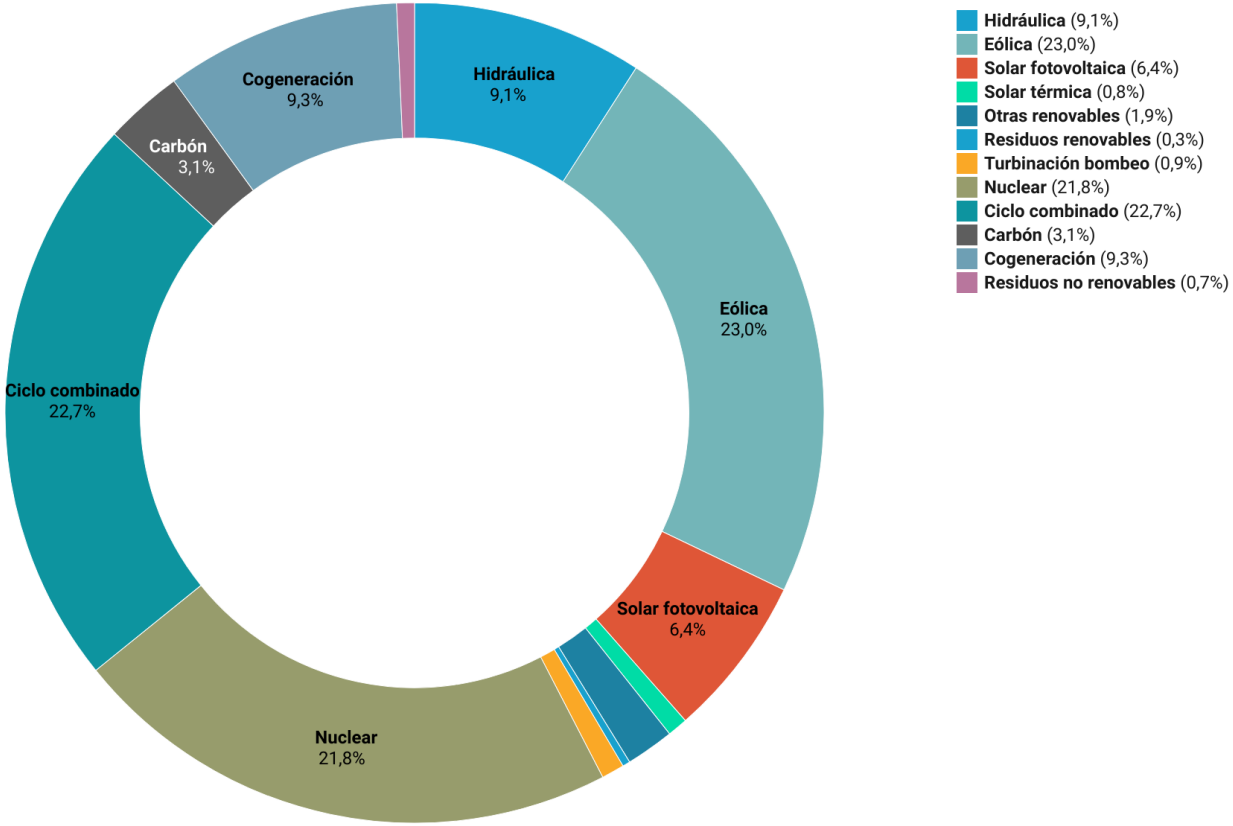
Los costes provisionales del sistema, englobados en los Servicios de Ajuste, Pagos por Capacidad y Servicio de interrumpibilidad en el mercado libre, han representado este mes un coste de 4,68€/MW. Los sobrecostes bajan 2,23 €/MWh (-31%) respecto a enero de 2021.

Informe de mercado Enero 2022

Generación

Mix enero 2022

La generación de electricidad ha disminuido un 0,8% respecto a enero del año pasado debido a la disminución de la demanda eléctrica (-5,5%). La generación eólica ha liderado el mix energético de enero en las horas valle. Los ciclos combinados de gas (CCG) se han puesto en cabeza el resto de las horas.



Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 41,5% del mix frente al 53,5% del mismo mes del año pasado, por la disminución de la generación eólica e hidráulica.

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones CO2 representado el 64,2% del mix de enero, frente al 77,1% de enero del año pasado, por la disminución de producción renovable.

Generación eólica

La generación eólica solo ha superado el 30% del mix durante la primera semana del mes y con escaso impacto en la reducción del precio del POOL. La producción eólica ha sido un 12,7% inferior a su media del mes de enero de los últimos cinco años.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico se incrementado hasta el 25,8% del mix, frente al 11,5% que representó el año anterior.

Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran al 80,9% sobre su nivel el año pasado en estas fechas y a un 83,6% sobre la media de los últimos 10 años.

Precios de casación por tecnologías

El hueco hidrotérmico (carbón + gas + hidráulica regulable) ha cerrado el 82,92% de las horas de casación de este mes.

Saldo de las interconexiones

Por tercer mes consecutivo, el saldo de la interconexión ha sido exportador, con 1.168 GWh.

Mercados de futuros eléctricos

Los futuros eléctricos suben con fuerza arrastrados por los precios de gas

El mercado energético europeo sigue tensionado por las bajas reservas de gas y la incertidumbre en torno al suministro de gas ruso. La volatilidad de las últimas semanas hace imprevisible la evolución del mercado eléctrico. A mitad de meso, unas temperaturas suaves y el elevado aprovisionamiento de GNL redujeron los precios de los futuros de gas y electricidad. Sin embargo, en la última semana de enero la situación se ha dado la vuelta por el endurecimiento del conflicto con Rusia y las temperaturas más frías que se han registrado en Asia.

Las emisiones de CO2 también han impulsado las subidas de los futuros eléctricos. Han experimentado un fuerte repunte en enero, cerrando a 89,56 €/tCO2, a las puertas de los 90 €/tCO2, desde los 80,90 € con los que cerraron el año 2021.

El Q2-22 español ha escalado un 13% desde su cotización de diciembre hasta los 204,5 €/MWh. El resto de los trimestres de 2022 también suben, aunque más levemente. Sin embargo, el Yr-23 sube con fuerza. Incrementa su cotización en un 31% hasta los 124,5 €/MWh. El resto de los mercados de futuros europeos también han subido en igual medida o incluso más. El Yr-23 español cotiza con una fuerte prima de descuento sobre el francés (152,71 €/MWh) y el alemán (142,50 €/MWh).

Futuros eléctricos Europa

Producto	España	Dif % (1)	Francia	Dif % (1)	Alemania	Dif % (1)
Spot Ene. 22	201,72	−15,65	211,42	−23,00	167,73	−24,10
Q2-22	204,50	13,02	202,18	14,40	190,30	10,20
Q3-22	204,00	11,20	206,92	17,40	196,75	11,40
Q4-22	204,00	8,39	260,50	8,70	211,93	2,60
Q1-23	196,00	8,98	261,99	12,00	208,80	3,90
Yr-23	124,50	30,80	152,71	23,20	142,50	18,60
Yr-24	79,50	13,20	105,98	19,90	103,78	19,20
Yr+5	69,55	0,00	108,25	0,00	104,37	0,00

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

Tabla: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

La reducción del flujo ruso a Alemania y el conflicto con Ucrania mantienen la incertidumbre de suministro a Europa

Los precios diarios de los grandes centros europeos se han situado por debajo de los 100 €/MWh en enero, con una reducción del 30% sobre su nivel en diciembre. El motivo de esta relajación de los precios, que incluso así continúan en niveles muy altos, es el aumento récord de las importaciones de gas natural licuado (GNL) estadounidense. La llegada de un mayor número de cargamentos se debe a la reducción del suministro ruso, que empuja al alza los precios que marcan los centros europeos para desviar hacia Europa las cargas que se dirigen a Asia. La previsión es que las importaciones de GNL se mantengan altas durante al menos los dos próximos meses, siempre que las temperaturas en Asia se mantengan en sus niveles promedio.

En enero toda la curva de precios de los mercados de futuros de gas ha experimentado un fuerte crecimiento de más del 20%. El bajo suministro ruso a Alemania a través del punto de Mallnow junto al conflicto en Ucrania mantienen un alto nivel incertidumbre sobre la oferta de gas en Europa para los próximos meses, lo que se traduce en una elevación de la prima de riesgo sobre toda la curva. En estos momentos el mercado es extremadamente sensible a los cambios en la oferta y esto se refleja en un comportamiento muy errático y volátil.

Previsión: las importaciones de GNL se mantendrán altas, pero el bajo nivel de reservas mantendrá la tensión de los precios

La ausencia de un periodo de frío prolongado este invierno está permitiendo aliviar la presión sobre el mercado de gas europeo. Sin embargo, la incertidumbre del suministro ruso y unas reservas europeas al 35% de su capacidad (20 puntos por debajo de su promedio de los últimos cinco años) apuntan a un año 2022 muy difícil para el mercado energético europeo.

De momento, el aumento de las llegadas de cargamentos de GNL norteamericano está permitiendo mitigar el descenso del suministro ruso. A partir de marzo y abril, una vez comience a caer la demanda asiática, la elevada capacidad de almacenamiento europea podría atraer aún más cargamentos desde EEUU y Qatar.

Pero la presión de la demanda asiática podría reducir la llegada de cargamentos a Europa. China ha aumentado un 20% sus importaciones de GNL en 2021 y se espera que continúen creciendo a un fuerte ritmo. El país ha liberalizado el mercado de gas y el Estado ha marcado objetivos de carbono por lo que el gas está llamado a jugar un papel fundamental para la sustitución del carbón en los próximos años.

Si no se resuelve el conflicto con Rusia, la dependencia cada vez mayor del GNL procedente de EE. UU. y Qatar supondrá un alto componente de incertidumbre para los mercados europeos. Los volúmenes de GNL que exportan EEUU, Qatar o Australia no están comprometidos en contratos de largo plazo, por lo que su precio está indexado a los precios de los centros europeos y asiáticos, conectados entre sí. Por tanto, su precio dependerá de su demanda y oferta, lo que garantiza una alta volatilidad.

Hay que tener en cuenta que el suministro por gaseoducto es más estable que el GNL, que se ve afectado por interrupciones en la época de huracanes en el Golfo de México o por averías y mantenimientos no planificados.

De hecho, esta volatilidad del mercado de gas está siendo aprovechada por algunos productores para

obtener un mayor margen. Es el caso de Noruega, que se ha convertido en una fuente clave de suministro flexible de gas para Europa junto al GNL de EEUU. Actualmente, la empresa estatal noruega Equinor vende más volumen en los mercados al contado que a largo plazo y obtiene un alto margen gracias a la reducción de los flujos rusos y al agotamiento de los niveles de almacenamiento europeos.

El NordStream2 sigue avanzando

La puesta en marcha del NordStream2 es otra posibilidad adicional de suministro de gas hacia Europa, que no conviene descartar en caso de que el conflicto con Ucrania se resuelva. Este gaseoducto, que conecta Rusia con Alemania por el Báltico, ya está lleno de gas desde diciembre. Sus promotores anunciaron el 27 de enero la creación de una filial alemana, que será la propietaria y operadora del tramo alemán, para cumplir los requisitos del regulador alemán, que lo había suspendido por esta causa en septiembre de 2021.

No es posible predecir cuándo entrará en funcionamiento, pero los procedimientos para su arranque siguen avanzando en medio del conflicto y, si se cumplen las fechas previstas, podría ocurrir en el tercer trimestre de 2022, siempre que no se produzca una invasión rusa de Ucrania, que lo paralizaría.

TTF Holanda

La incertidumbre por el suministro ruso sigue elevando la curva de futuros

Aunque el aumento de las importaciones de GNL ha limitado en cierta medida la subida, los precios de toda la curva del TTF se han elevado un 20% durante este mes, debido a la incertidumbre sobre el suministro de gas ruso. La escalada de las tensiones entre Rusia y Occidente y las negociaciones en torno al conflicto están provocando una gran volatilidad en los precios.

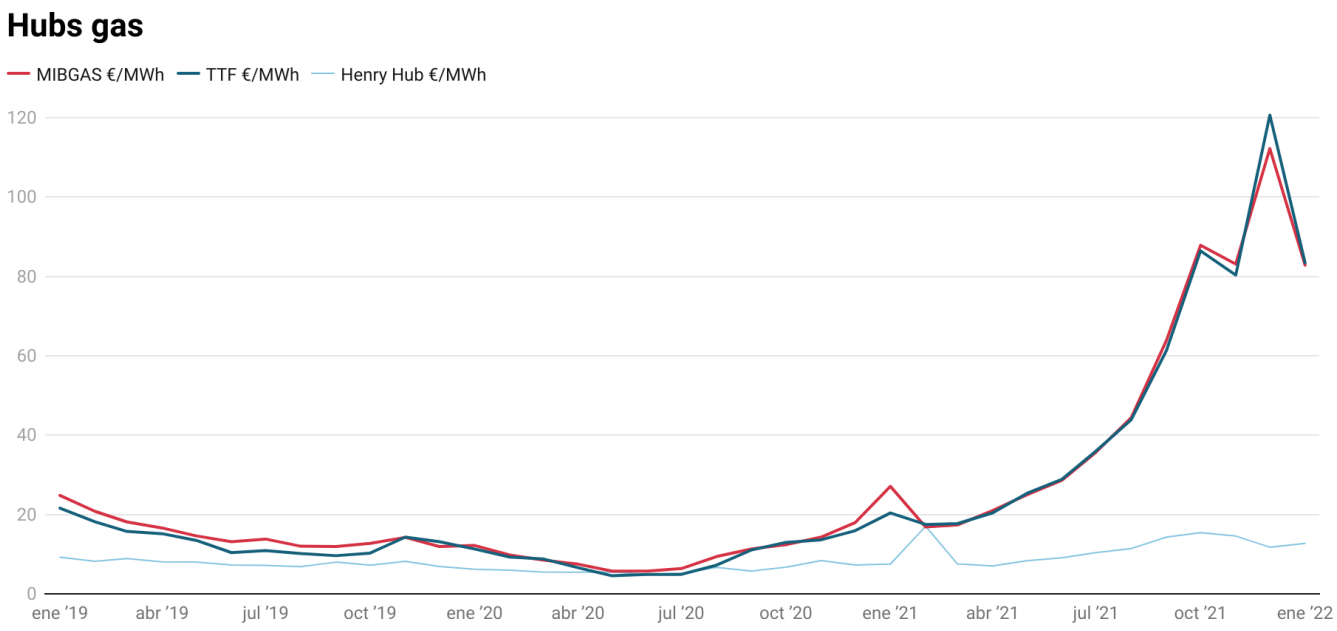


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

PVB Español (MIBGAS)

El mercado español de gas comienza a ofrecer señales de descuento sobre el TTF

Durante las últimas semanas, la escasa dependencia del mercado español del suministro ruso, gracias a la gran capacidad de importación de GNL y a la estabilidad del gaseoducto argelino, ha mantenido los precios PVB debajo de los valores contractuales equivalentes del TTF. Según el calendario previsto de Enagás, al menos 35 cargamentos llegarán a España en febrero, lo que mantiene el precio PVB de marzo con un descuento sobre el TTF. A medida que aumente la preocupación por el suministro de gas ruso, la prima del PVB podría mejorar respecto al resto de hubs del norte de Europa.

Índices ASE

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

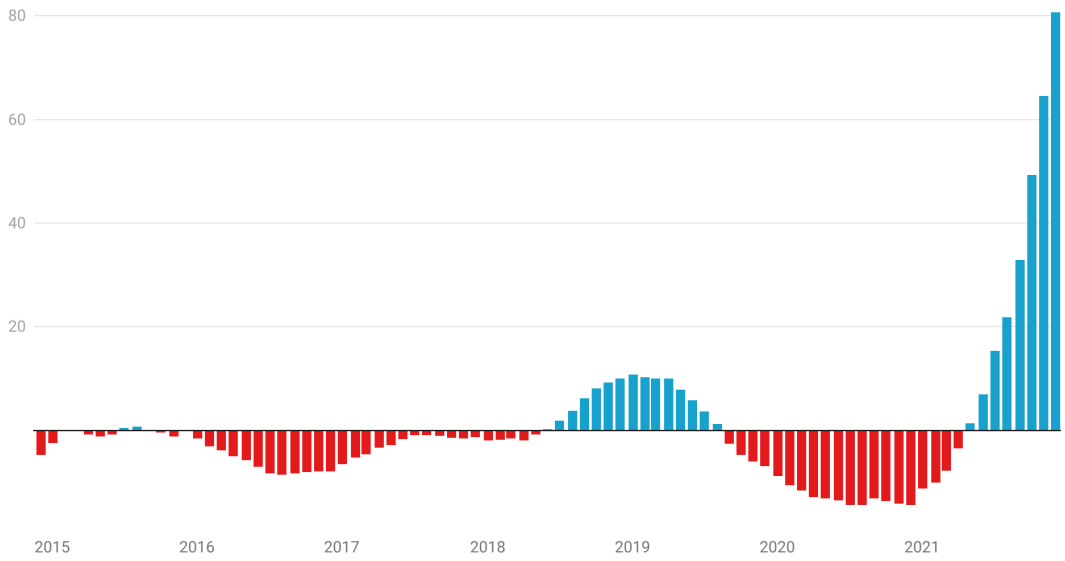
- **Índice ASE PTEI:** muestra la evolución del precio por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.
- **Índice ASE CTEI:** muestra la evolución del consumo por el suministro completo de electricidad en tarifas industriales de alta tensión.

ASE PTEI

Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE PTEI Total

El índice ASE PTEI Total de diciembre se incrementó un 80,65% frente a al mismo mes de 2020. En diciembre, el índice ASE PTEI de Energía, que refleja el coste de aprovisionamiento de las empresas en los mercados eléctricos, aumentó un 135,05%, mientras que el coste de los accesos (distribución) bajó un 8,29% en relación a diciembre de 2020.

Tasa de variación interanual (%) del Índice ASE PTEI Total



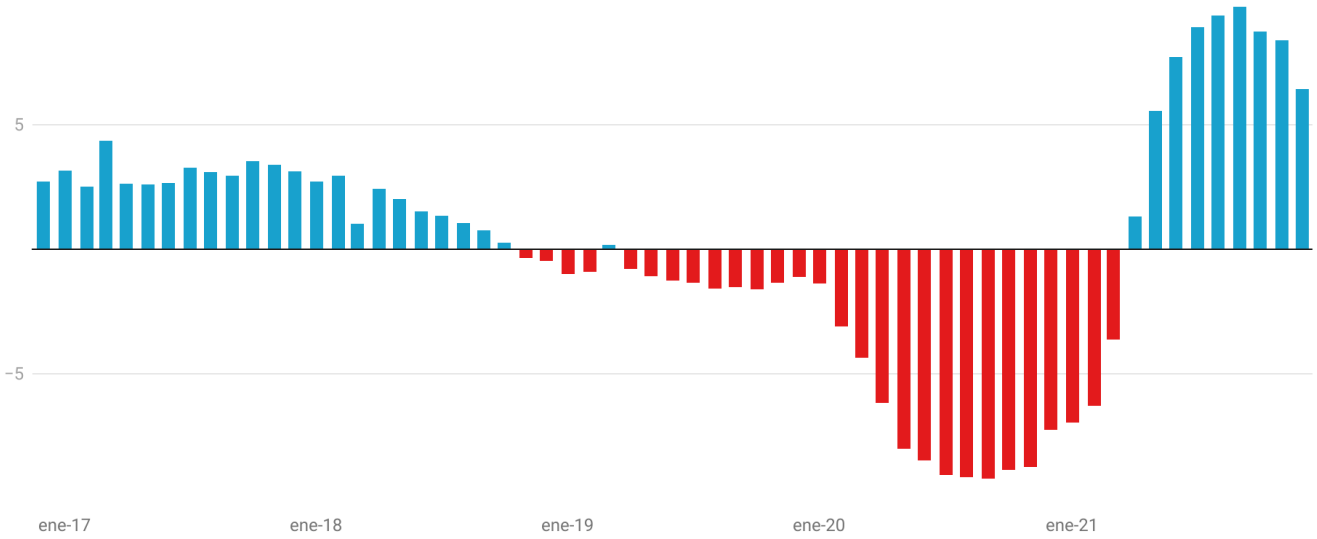
Fuente: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

Informe de mercado Enero 2022

ASE CTEI

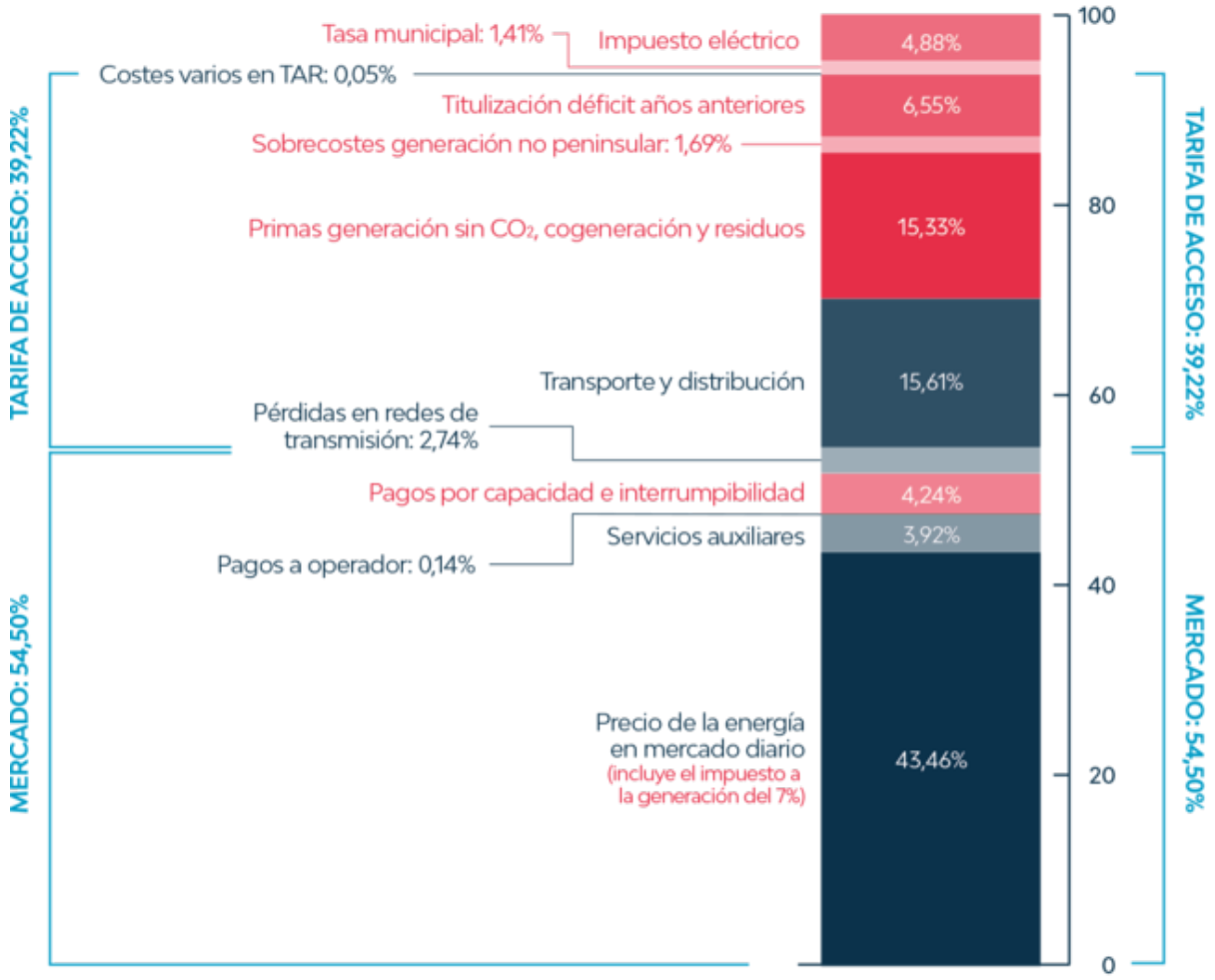
Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

Diciembre mostró un aumento del 6,42% en el consumo frente al mismo mes del año anterior.



Grupo ASE

Escalón 1 · Base 100%



34,09%*
del importe corresponde a subvenciones, pago de deudas, tasas e impuestos

65,91%
es el porcentaje relativo a producción, distribución y gestión para llegar al consumidor

* Si se sumara el impuesto a la generación del 7% que se incluye en el precio de la energía en el mercado diario, este porcentaje supera como mínimo el 41% del coste de la electricidad para el consumidor de alta tensión en el escalón 1.

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