ase
grupo ase

Informe de mercado
Marzo 2022

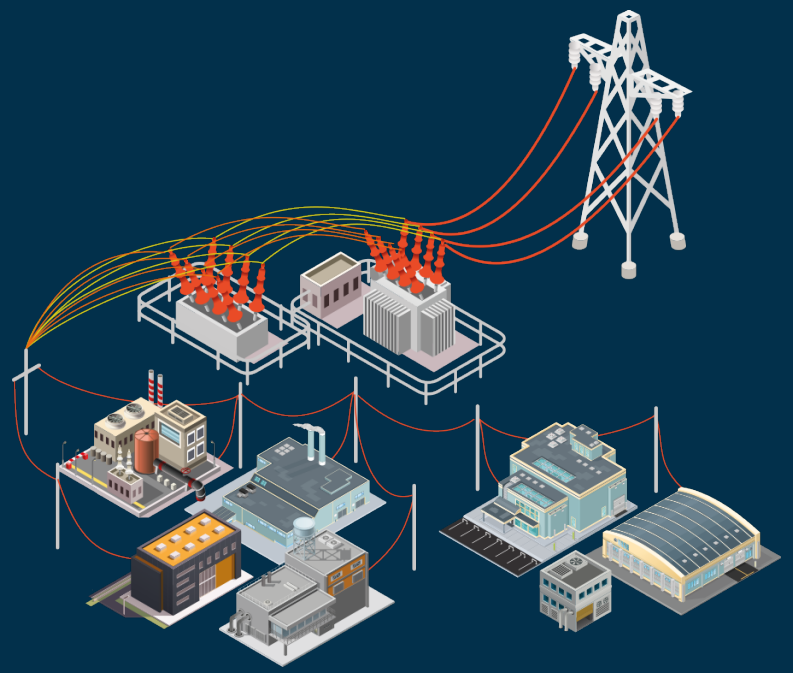
Resumen ejecutivo

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

Marzo 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

283,39 €/MWh

▲ +41,54% vs febrero 2022

▲ +523,7% vs marzo 2021

MERCADO LIBRE

292,53 €/MWh

▲ +477,7% vs marzo 2021

DEMANDA

20.289 GWh

GENERACIÓN

21.588 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q2-22: 229 (-3,8%)

YR-23:

- España: 136,50 (-5,6%)
- Francia: 205,00 (+15,9%)
- Alemania: 184,28 (+21,9%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Brent: +15,4%
- Gas Natural (MIBGAS): +53,3%
- Carbón (API2 Month +1): +40,4%
- CO2 (EUA): -6,2%

ÍNDICES ASE

ASE CTEI Total

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

+7,25%

vs febrero 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:** +13,6%
- **6.2TD:** +13,3%

vs febrero 2022

El análisis

El coste eléctrico de las empresas aumenta un 158% en el último año por la crisis energética

Juan Antonio Martínez y Leo Gago, analistas de Grupo ASE

- **El precio medio del POOL de marzo, en 283,39 €/MWh, establece un nuevo máximo mensual.**
- **Las averías de las nucleares francesas elevan su precio eléctrico y contagian a España.**
- **Las lluvias reducen el autoconsumo y la aportación de las renovables al mix, mientras el hueco hidrotérmico marca precio el 83,3% de las horas.**
- **Rusia presiona a Europa exigiendo el pago del gas en rublos y Europa tensiona el mercado mundial de GNL.**
- **El mercado de futuros español se desacopla de Europa.**
- **El caos energético pone a la política contra las cuerdas.**

EL POOL DE MARZO BATE UN NUEVO RÉCORD DE PRECIO Y ELEVA EL COSTE INDUSTRIAL DE LAS EMPRESAS

El precio medio diario del mercado mayorista (POOL) de marzo, a 283,39 €/MWh, establece un nuevo máximo histórico de precio mensual. Sube un 41,5% respecto al mes pasado y está un 523,7% por encima de su cota hace un año. Este fuerte aumento ha elevado la partida de coste eléctrico de las empresas españolas en alta tensión en un 158,3% respecto a hace un año.

Este dato procede del ASE ICEE, el índice de coste eléctrico para las empresas elaborado por Grupo ASE a partir del perfil mayoritario de la industria española. Concretamente, empresas conectadas a alta tensión en tarifas 6.1 TD y 6.2 TD, con una potencia contratada superior a 50 kW e indexadas al POOL.

Salvo en Alemania (252,01 €/MWh), los principales mercados europeos han estado por encima de los 260 €/MWh, con Italia (308,07€/MWh) a la cabeza.

AVERÍAS EN LAS NUCLEARES FRANCESAS ELEVAN SU PRECIO Y CONTAGIAN A ESPAÑA

Tras los fallos descubiertos en las centrales de Civaux y Chooz a mediados de diciembre, la caída de su producción ha sido significativa. La empresa francesa EDF ha reducido las estimaciones de producción nuclear para 2022 en 45 TWh (hasta 295 – 315 TWh) y para 2023 en 40 TWh (hasta 300 – 330 TWh), debido a la continuación del programa de control y mantenimiento necesario.

Esa reducción, unida a la firmeza de su demanda, ha provocado un cambio en la dinámica del mercado. En el primer trimestre, Francia ha pasado de ser un típico exportador de energía a importador neto. Sus altos precios han incentivado las importaciones. En marzo el saldo neto de España con Francia ha sido exportador,- de 208 GWh.

Como el año pasado el signo fue el contrario (importamos 191 GWh), ese diferencial (399 GWh) ha supuesto elevar nuestra generación y aumentar el hueco térmico

(subida de precios) para satisfacer esas exportaciones. Esto explica que en marzo la generación haya aumentado un 2,1% a la vez que la demanda eléctrica ha bajado un 2,2%.

La menor radiación de marzo frena la caída de la demanda

Como se observa en la gráfica, la demanda ha caído en todas las horas del mes una media del 4%, excepto en las horas solares, en las que el descenso hay sido muy inferior. La interpretación es contundente: la menor radiación debido a la abundancia de días de lluvias ha reducido el volumen de autoconsumo respecto al año pasado y, en esa medida, la demanda eléctrica de empresas y hogares se ha incrementado en esas horas solares, para compensar la menor generación fotovoltaica. De no ser por ello, la demanda hubiera caído más de un 4% este mes de marzo.

Variación horaria Mar (2022/2021)

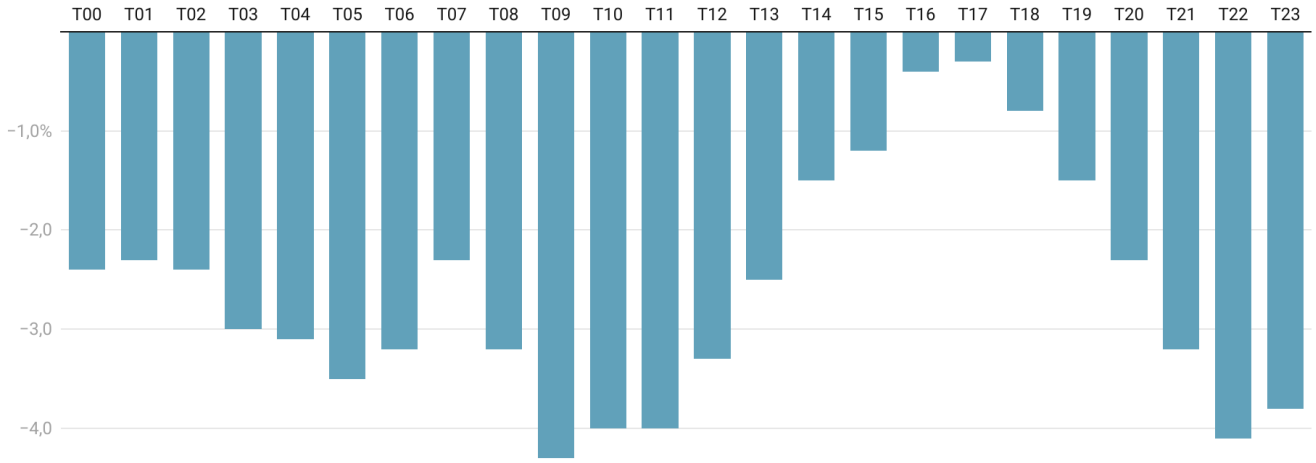


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

DESCIENDE LA APORTACIÓN RENOVABLE AL MIX

Este mes, las renovables han reducido su aportación del mix eléctrico un 12,7% respecto a marzo del año pasado. Aunque la generación eólica ha crecido un 15,4%, se ha registrado una menor producción de hidráulica y fotovoltaica. Que la producción hidráulica se reduzca es normal, debido a su carácter cíclico y estado de los embalses. En todo caso, la generación hidráulica es poco relevante para medir el impacto de las renovables en el precio del mercado eléctrico. Como ya hemos explicado en otras ocasiones, la generación de la hidráulica embalsable tiene un alto coste de oportunidad y, por tanto, no aumenta la oferta de generación cercana a "cero" como el resto de las renovables.

Lo que sí resulta muy llamativo es la reducción de la fotovoltaica en un 14,3%, dado que la potencia fotovoltaica nueva en el último año ha aumentado un 25% (+3.106 MW), hasta los 15.533 MW. La causa de este descenso en la generación fotovoltaica se debe a los registros de días de lluvia en el este y el sur de España (más de 20 días en algunos puntos) donde se ubica gran parte de la potencia solar.

En marzo, excluida la hidráulica embalsable (UGH), la generación renovable ha cubierto el 39,7% del total, mientras que el año pasado fue del 40%.

EL HUECO HIDROTÉRMICO CIERRA EL 83,3% DE LAS HORAS

Las tecnologías que forman el hueco hidrotérmico (gas, carbón e hidráulica embalsable) han dominado la formación de los precios en el 83,6% de las horas, a pesar de aportar solo el 24,3% del mix. La disminución de hidráulica embalsable la han suplido los ciclos combinados de gas, que han aumentado su producción un 99,5% hasta cubrir el 15,2% del mix.

El aumento de la potencia renovable aún no tiene un impacto relevante en la formación de los precios de electricidad en España, que siguen dominados por las tecnologías fósiles y la hidráulica regulable, en manos de unas pocas compañías. Analizando los datos, queda claro que aún resta un largo camino por recorrer para que las renovables, salvo en momentos puntuales, logren impactar en los precios de la electricidad durante los meses de otoño e invierno. No obstante, estamos expectantes ante la llegada de la primavera y el verano para comprobar si el incremento de la potencia fotovoltaica puede dejar fuera al hueco hidrotérmico en ciertos momentos. La volatilidad del mercado está asegurada.

EUROPA TENSIONA EL MERCADO DE GNL

La guerra de Ucrania ha elevado los precios en los tres principales mercados (HUBS) mundiales de gas: TTF

(Europa), JKM LNG (Asia) y Henry Hub (EEUU), cada vez más interconectados por el auge del mercado de gas natural licuado (GNL).
La necesidad que tiene Europa de GNL, para equilibrar su mercado de gas, ha hecho que los precios europeos del TTF suban por encima de los niveles asiáticos del JKM. Esta dinámica tan continuada, que estamos observando desde finales de 2021, en la que Europa compite con Asia para convertirse en el comprador mundial marginal de GNL, ha sido poco frecuente en el pasado (y sólo durante breves períodos). Pero el alejamiento del gas ruso de Europa está impulsando un cambio estructural en el mercado de GNL.

Es probable que implique la desaparición de la prima estructural histórica del JKM sobre el TTF. En su lugar, es probable que veamos movimientos mucho más dinámicos del diferencial entre estos dos mercados, para equilibrar el mercado de GNL en las cuencas del Atlántico y del Pacífico. De manera que aumentará la volatilidad del precio del gas y se reducirá la demanda de los mercados más sensibles al precio, como India, Sudamérica y otros países emergentes.

Tendencia de los mercados de gas
Tras el pico que se produjo con la invasión rusa de Ucrania, los precios del TTF han descendido, pero se sitúan en un rango mucho más elevado que antes del estallido de la guerra, por la elevada prima de riesgo que supondría la interrupción del suministro ruso. La exigencia rusa del pago en rublos podría implicar un racionamiento mayor y durante los últimos días se ha percibido más riesgo, ha crecido la volatilidad y han escalado los precios en los contratos.

En Asia, los precios se han mantenido estables en las últimas semanas, con una ligera tendencia a la baja. El terremoto de 7,4 grados Richter registrado en Fukushima impulsó la demanda de Japón, pero las restricciones en China para controlar los brotes de coronavirus pueden estar relajando la demanda del gigante asiático.

El nivel de precios norteamericano es muy inferior al de Europa y Asia, pero ha crecido un 50% respecto al año pasado, lo que no se veía desde la crisis financiera de 2018, por la presión de la demanda de exportación récord a Europa y el apoyo manifestado por Biden al envío de GNL a Europa para sustituir al suministro ruso.

Las ventas de GNL a Europa aumentaron en enero y, aunque disminuyeron en febrero debido la niebla en el Golfo de México, se espera que aumenten los volúmenes de exportación cerca de un 15% en 2022, debido a las nuevas inversiones de producción.

RUSIA PRESIONA A EUROPA EXIGIENDO EL PAGO EN RUBLOS

Europa podría ver un racionamiento aún mayor del gas, dado que Rusia ha insistido en que sus exportaciones de gas se paguen en rublos. La reacción inmediata de Alemania ha sido activar la primera fase de su Ley Energética de Emergencia, ante un posible corte de suministro. El mercado del gas alemán se prepara así para un caso de fuerza mayor, en el que se podría restringir el suministro a los clientes industriales en favor de los usuarios domésticos.

El riesgo de interrupción de las exportaciones rusas ahora es más alto que antes de que saliera a la luz la exigencia del pago en rublos, el 30 de marzo. En los últimos días se ha dejado notar en una mayor volatilidad de los mercados y en un aumento de los precios de los contratos de gas. En caso de corte de suministro ruso, algunos países tendrían enormes problemas energéticos. Incluso en el mejor escenario, incrementando las importaciones de GNL de Estados Unidos, Noruega y Qatar, aumentando las medidas de eficiencia energética y haciendo un mayor uso de las energías renovables, Europa seguiría teniendo un déficit de aproximadamente un 10% para cubrir sus necesidades. Pero este déficit es muy acusado en algunos países, que podrían llegar a colapsar.

Si Rusia cortase completamente su flujo de gas, no correría peligro la seguridad de suministro en España, pero sus efectos sí se notarían en los precios del gas y de la electricidad. Crecerían, afectados por la interconexión de los mercados financieros y energéticos.

La península ibérica es casi una isla energética, apenas interconectada con Europa. España esta aprovechando en este momento su gran capacidad e infraestructura para gestionar el GNL y está importando el 70% del gas a través cargamentos por mar. El otro 30% llega a través de gaseoductos que nos conectan con Argelia, Francia y Portugal. Este año 2022, nuestro mayor proveedor está siendo EEUU (33,8%), seguido de Argelia (24,3%) y Nigeria (17,2%). Rusia apenas aporta el 5,7% del total de gas que importamos y llega a través de GNL.

El precio del mercado español de gas (MIBGAS) en marzo ha sido de 123,7 €/MWh, con una fuerte prima de descuento sobre el principal mercado de referencia europeo el TTF de 2,9 €/MWh (126,6 €/MWh), algo nada habitual en circunstancias normales.

Hasta la fecha, el suministro de gas a Europa fluye sin interrupción, tanto desde Rusia como desde Noruega y Argelia, cuyos gaseoductos están trabajando a su máxima capacidad. De esta forma, Alemania, Francia y Holanda, los países con mayor capacidad de almacenamiento de gas, durante la última semana han elevado su nivel de reservas y lo han situado entre un 22-25%, en niveles cercanos a los del año pasado en estas fechas.

LOS POLÍTICOS, CONTRA LAS CUERDAS ANTE EL CAOS ENERGÉTICO

Europa ya se enfrentaba a una crisis energética sin

Dependencia del gas ruso (%)

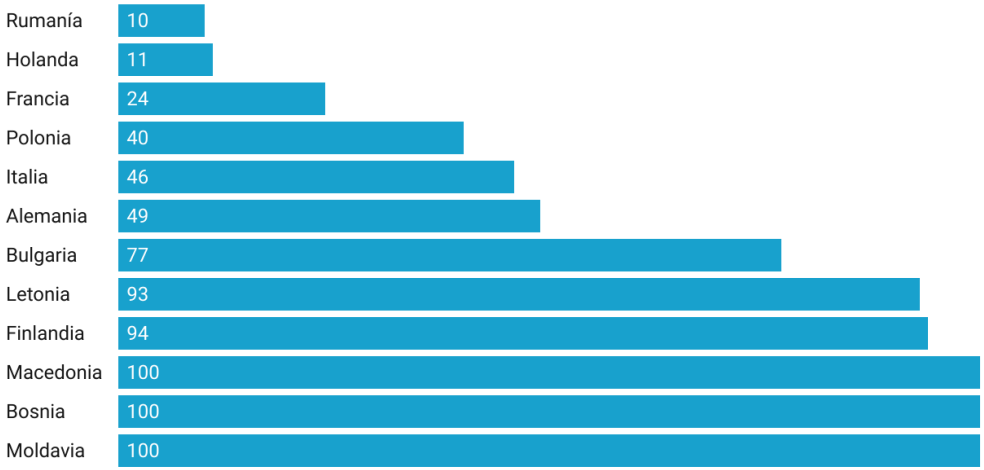


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

precedentes antes de la guerra de Ucrania. La brecha geopolítica y de seguridad que se ha abierto no se podrá cerrar en el corto plazo. La dependencia energética de Europa, ante una Rusia hostil, supone un "terremoto" de magnitudes imprevisibles para los mercados energéticos, que tendrá efectos duraderos y requerirá de una política energética fuerte y coordinada de todos los países de la UE.

EEUU y sus promesas: la realidad y la política no van de la mano.

Biden se ha comprometido públicamente a que EE. UU. proveerá de GNL a Europa para ayudarle a abandonar el gas natural ruso. Pero la industria de GNL está en manos privadas y cumplir esta promesa no será fácil.

Por otra parte, resulta sorprendente escuchar estas declaraciones de Biden, ya que está liderando el cambio hacia una política energética y medioambiental sostenible, en detrimento de las energías fósiles. En el último año se han endurecido los procesos regulatorios y los permisos para nuevas perforaciones de esquisto, a la vez que hay una desaceleración de las inversiones en infraestructuras de gas y petróleo.

Se requerirían miles de millones en nuevas inversiones de capital privado adicionales a lo planificado para cumplir estas promesas. Y eso no depende del gobierno sino de una industria y un capital que puede que no estén dispuestos a acudir en la ayuda de Europa, porque se les ha dado la espalda. No hay forma de aumentar la producción de GNL de EE. UU. y sus exportaciones y, a la vez, cumplir con los compromisos climáticos imperativos que se han marcado EE. UU. y la UE.

Actualmente, el 70% producción de GNL de EE. UU tiene como destino principal Asia. En los últimos meses numerosas empresas chinas están firmando acuerdos de suministro a largo plazo (30 años) con productores norteamericanos para financiar nuevos proyectos. ¿Están dispuestas las empresas europeas a firmar estos acuerdos de largo plazo y a adquirir compromisos de compra contrarios a los objetivos climáticos europeos? ¿Por qué iban ahora a desviar sus cargamentos a favor de Europa los productores de EE. UU.?

En un mercado tan estrecho de GNL, más si cabe con la situación actual de Rusia, los productores estadounidenses dirigirán sus cargamentos a donde sus relaciones contractuales y precios del mercado maximicen sus beneficios, más que guiarse por decisiones políticas. De momento, Asia está mejor posicionada y juega con ventaja frente a Europa en la batalla por el GNL mundial.

Objetivo europeo: abandonar el gas ruso

Europa depende estructuralmente del gas, como combustible marginal en el sector eléctrico, para alimentar industrias clave y para calentar sus hogares. En los últimos años, ha procedido de Rusia entre un 30% y un 40% de este gas. Su abandono supondrá un giro hacia el GNL en los próximos años. Algunos países como Alemania, sin infraestructuras en este sector, han programado la construcción de dos terminales de GNL. Italia también ha anunciado la posible construcción de Unidades Flotantes de Almacenamiento y de Regasificación (FSRU).

En las últimas semanas, hemos visto cómo los políticos buscaban alcanzar acuerdos con Qatar y EE. UU., los dos mayores productores de GNL. También se está estudiando cómo aliviar algunas limitaciones en los flujos de importación europeos. Por ejemplo, ampliar la interconexión entre España y Francia o aumentar el caudal de Reino Unido. En definitiva, los políticos europeos están intentando reducir la dependencia del gas ruso. La incómoda realidad es que la transición energética

llevará años (o décadas). Y lo que es seguro es que la menor dependencia del gas ruso para Europa pasa por aumentar las importaciones de GNL.

Pero esto supone añadir más presión a un mercado ya de por si muy tensionado en el último año por el aumento de la demanda asiática (sobre todo de China), la limitada capacidad de la oferta para aumentar su producción y la complejidad logística del GNL. La competencia entre Europa y Asia por atraer los cargamentos de GNL aumentará la volatilidad y la prima del precio de los mercados JKM y TTF.

Los políticos, contra las cuerdas

La política se hace eco de una gran preocupación pública por la amenaza rusa a las fronteras europeas, el aumento de la inflación, impulsado por los costes de la energía y los temores sobre la seguridad del suministro energético.

En este entorno, se requieren políticas a largo plazo y fuertes inversiones, pero se corre el riesgo de cometer errores buscando soluciones a corto plazo. Desde Grupo ASE, vemos comprensible que los gobiernos europeos intenten proteger a los consumidores del aumento de los costes energéticos. El reto es cómo conseguirlo sin efectos secundarios que agraven más la situación.

Una política desordenada e incoherente podría interferir en la señal del precio del mercado, mediante topes de precios, y dañar la confianza de los inversores. Los actuales precios elevados no son más que una señal de escasez grave de energía e incertidumbre de seguridad de suministro.

No hay que perder de vista que la solución estructural a este problema depende de la inversión (tanto en el lado de la oferta como en el de la demanda) y los gobiernos europeos necesitan capital privado para lograrlo. Si las intervenciones políticas no son muy medidas, sólo servirán para aumentar las primas de riesgo de las inversiones y retrasar el despliegue de capital privado necesario para lograr los objetivos. Ir contra las reglas de mercado nunca ha funcionado. España tiene una oportunidad para atraer este capital por su enorme potencial renovable, así que confiamos en que la política no lo haga huir.

A fecha de este informe, el Gobierno aún no ha desvelado los detalles de la propuesta que estudia implantar para reducir los precios de electricidad y que antes deberá presentar a la UE para su aprobación, modificación o denegación. Lo que sí se ha confirmado ya es la prórroga, hasta el 30 de junio, del mecanismo de limitación de los beneficios extraordinarios (windfall profits) por la internalización de los altos precios del gas para las renovables. Este mecanismo, acordado con Bruselas, se aplicará a los nuevos contratos o renovaciones de los existentes, que sobrepasen unos precios "razonables" de 67-70 €/MWh. Los fondos recaudados se destinarán a reducir las facturas de los consumidores.

EL MERCADO DE FUTUROS ESPAÑOL SE DESACOPLA DE EUROPA

El pasado 30 de marzo, los mercados de futuros eléctricos y de gas europeos registraron fuertes subidas por una posible interrupción del suministro, a raíz de las exigencias de Rusia para cobrar el gas en rublos. Sin embargo, el mercado español de futuros eléctrico (OMIP) se desmarcó de toda Europa y registró bajadas.

En estos momentos la curva de precios del tercer y cuarto trimestre (Q2-22 y Q3-22) español cotiza en 187,25 €/MWh, su nivel más bajo en 2022. Es un 80% inferior a los precios de Francia (334 €/MWh) y un 45% más bajo que el de Alemania (274 €/MWh). Detrás de esta bajada podría estar el revuelo generado por la propuesta que van a plantear a Bruselas los gobiernos español y portugués para limitar el precio del mercado eléctrico.

Pero la bajada del mercado español no ha afectado solo a la curva de corto plazo, también la de largo plazo cotiza muy por debajo del resto de Europa. El Yr-23 español cotiza en 136 €/MWh, mientras en Francia lo hace a 205 €/MWh y en Alemania a 181,3 €/MWh. Así mismo, el Yr-24 y Yr-25, donde también hay liquidez, ofrecen importantes descuentos.

ANÁLISIS GRUPO ASE

Acelerar la transición energética es la solución

Rusia, la inflación de los precios, el cambio climático y el empleo ocupan los primeros puestos de la agenda política europea y española. El aceleramiento de la transición energética es la solución a todas ellas, pero eso lleva mucho tiempo y las empresas y hogares quieren soluciones a corto plazo, ante una inflación desbocada.

Ahora, más que nunca, es necesaria una política energética a largo plazo y una importante inversión en España, focalizada en:

- Acelerar el despliegue de nueva potencia renovable (eólica y solar).
- Garantizar la liquidez de los mercados energéticos (subastas renovables).
- Desarrollar tecnologías de flexibilidad y equilibrio del sistema energético, como el almacenamiento y la flexibilización de la demanda.
- Desplegar la cadena de suministro del hidrógeno.
- Reducir la demanda de gas y la electrificación.
- Aplicar incentivos y normas claras para la eficiencia energética de hogares, empresas y servicios públicos.
- Desarrollar el autoconsumo y la generación distribuida.

El gran reto para la política es compaginar las necesidades urgentes del corto plazo sin hipotecar el futuro.

La solución del conflicto en Ucrania no desplomará los precios

En las últimas semanas, los avances en las conversaciones de paz entre Rusia y Ucrania no han contribuido a mejorar el optimismo de los mercados energéticos y bolsas mundiales. Incluso, a pesar de los problemas de China con el coronavirus, que están frenando la demanda mundial de gas y petróleo, los precios se mantienen altos.

El indicador de sentimiento económico europeo ha caído en marzo, impulsado por los fabricantes, pero también por los consumidores, lo que hace presagiar nuevas malas noticias para la demanda.

Las cadenas de suministro están muy tensadas y no se percibe que puedan "desatascarse" en el corto plazo, lo que sigue retrasando las carteras de pedidos y la producción de las empresas

La fractura geopolítica causada por la guerra de Ucrania en Europa es de gran profundidad. Aún no conocemos el alcance total del cambio, que tardará meses o años en repararse por completo.

Y, una vez más, terminamos nuestro informe sugiriendo a nuestros clientes adoptar una visión de largo plazo en su estrategia energética, aprovechando las oportunidades que brinda el mercado español frente al resto de Europa, para estabilizar el coste eléctrico y alejarlo de la volatilidad actual.

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado marzo en 283,39 €/MWh, con un aumento del 523,7% frente al mismo mes del año pasado.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

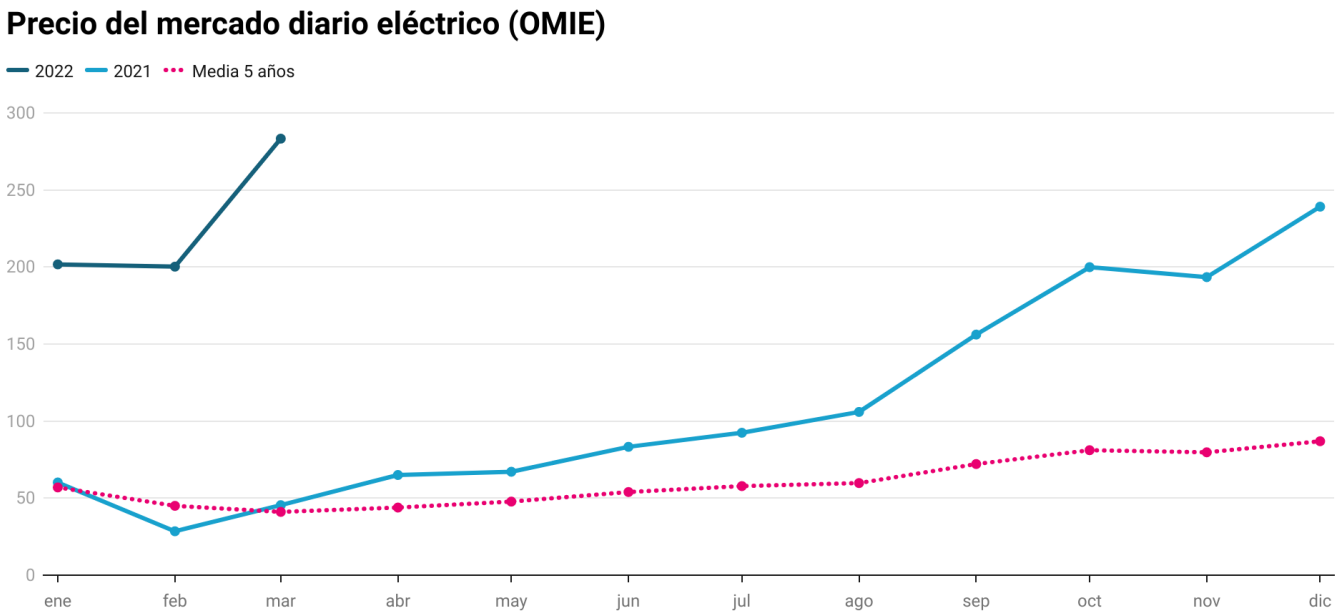
283,39
€/MWh

▲ +41,54% vs febrero 2022

▲ +523,7% vs marzo 2021

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

157,31
€/MWh



PVPC

387,75 €/kWh

▲ +251,5% vs marzo 2021

El precio de la luz en la tarifa de PVPC (Precio Voluntario al Pequeño consumidor para potencia inferior a 10kW), regulado por el Ministerio de Industria, este mes ha sido de 0,38775€/kWh. Respecto al mismo mes del año anterior el PVPC sube un 251%.

Precio medio final mercado libre

292,53 €/MWh

▲ +477,7% vs marzo 2021

El precio final medio de este mes para los comercializadores libres y consumidores directos ha sido de 292,53€/MWh, una vez sumados todos los componentes del precio. Esto supone una subida del 477% sobre el mismo mes del año pasado.

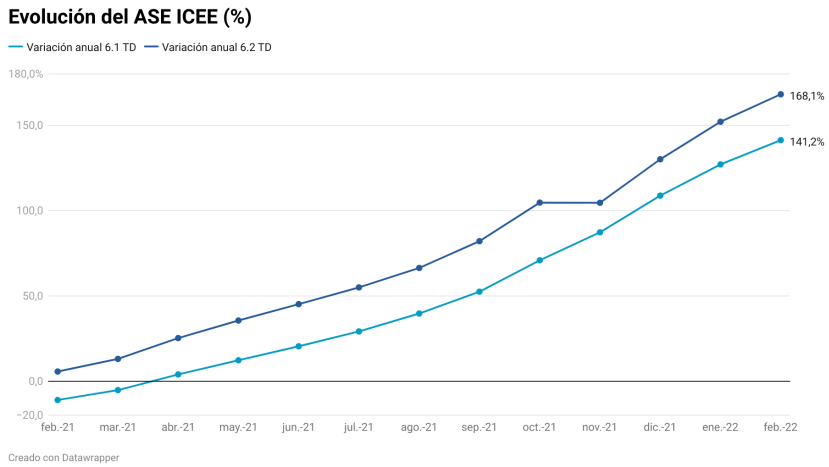
Repercusión de los sobrecostes y componentes del precio final mercado libre

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 9,14 €/MWg. En marzo los sobrecostes suben un 3,75 €/MWh (+ 69,6%) respecto al mismo mes 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 de coste eléctrico de los 12 últimos meses ha subido en marzo respecto a febrero. Un 13,6% el de las tarifas 6.1 TD, que se coloca en un precio aproximado de 205,12 €/MWh, y un 13,3% el de las tarifas 6.2TD, en 193,55 €/MWh. La subida del coste eléctrico se debe al incremento de los precios de electricidad en el mercado diario (POOL).



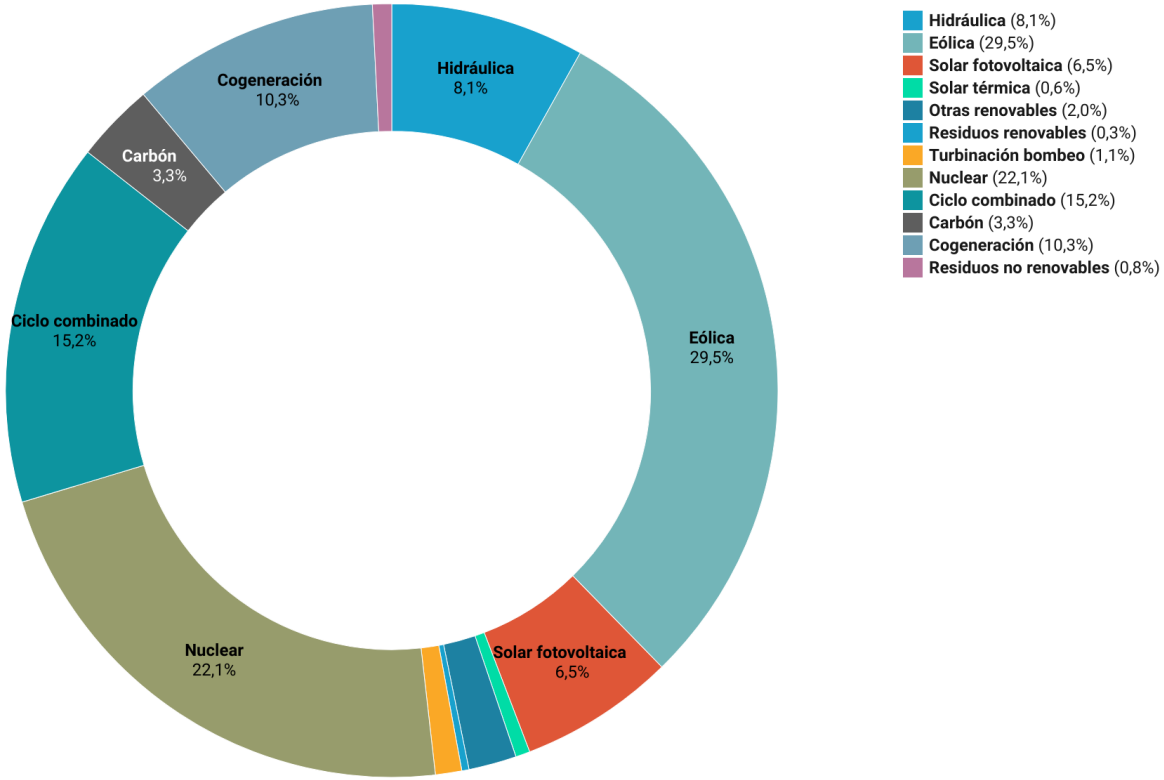
Demanda

La demanda de electricidad baja este mes un 2,2% en comparación con el mismo mes del año pasado. La demanda en las horas de radiación solar se reduce menos debido a que el clima lluvioso de marzo ha supuesto una menor producción de la generación de autoconsumo.

Generación

Mix marzo 2022

La generación de electricidad ha aumentado un 2,1% respecto al mismo mes del año pasado. La generación nuclear y eólica han dominado la generación eléctrica, seguidas muy de cerca por los ciclos combinados de gas (CCG).



Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables ha representado el 47,1% del mix, mientras que el año pasado alcanzó el 55,2%, por la disminución de la generación hidráulica y fotovoltaica.

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones de CO2 supone el 70,3% del mix frente al 79,6% de marzo de 2021, por la disminución de la producción renovable.

Generación eólica

La segunda y tercera semana de marzo, la generación eólica superó el 30% del mix, pero tuvo escaso impacto en la reducción del precio del POOL. La producción eólica de este mes de marzo ha sido un 13,3% superior a la media de los últimos 5 años.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico se ha incrementado hasta el 18,1% del mix, frente al 8,9% de marzo del año anterior.

Generación hidráulica y estado de los embalses

Las reservas hidroeléctricas se encuentran al 62,1% de su nivel el año pasado y a un 70,2% sobre la media de los últimos 10 años.

Precios de casación por tecnologías

El hueco hidrotérmico (carbón + gas + hidráulica regulable) ha cerrado el 75,7% de las horas de casación.

Saldo de las interconexiones

El saldo de la interconexión ha sido exportador en marzo, por quinto mes consecutivo, con 876 GWh.

Mercados de futuros eléctricos

EL MERCADO DE FUTUROS ESPAÑOL SE DESACOPLA DE EUROPA

El pasado 30 de marzo, los mercados de futuros eléctricos y de gas europeos registraron fuertes subidas ante la posibilidad de una interrupción del suministro de gas ruso, tras las exigencias de su pago en rublos. Sin embargo, el mercado español de futuros eléctrico (OMIP) se desmarcó del resto de Europa y experimentó una fuerte bajada.

En estos momentos, la curva de precios del tercer y cuarto trimestre (Q2-22 y Q3-22) español cotiza en 187,25 €/MWh, su nivel más bajo en 2022. Está un 80% por debajo de los precios franceses (334 €/MWh) y es un 45% inferior al de Alemania (274 €/MWh). Detrás de esta bajada podría estar el revuelo que existe en el mercado por la propuesta que van a plantear los gobiernos español y portugués a Bruselas para limitar el precio del mercado eléctrico.

Pero la bajada no solo ha afectado a la curva de corto, también a la de largo plazo, que en España cotiza muy por debajo del resto de Europa. El Yr-23 español cotiza en 136 €/MWh, mientras en Francia lo hace a 205 €/MWh y en Alemania a 184 €/MWh. El Yr-24 y Yr-25, donde también hay liquidez, ofrece importantes descuentos.

Futuros eléctricos Europa

Producto	España	Dif % (1)	Francia	Dif % (1)	Alemania	Dif % (1)
Spot Mar. 22	202,22	0,00	185,55	0,00	128,40	0,00
Q2-22	229,00	−3,78	288,50	18,80	247,79	8,60
Q3-22	192,00	−20,77	299,00	23,30	276,53	40,50
Q4-22	180,00	−25,10	371,78	17,10	272,00	28,30
Q1-23	189,00	−17,83	352,50	12,40	258,04	23,60
Yr-23	136,50	−5,60	205,00	15,90	184,28	21,90
Yr-24	92,75	0,82	125,60	6,90	120,25	13,20
Yr+5	78,43	−1,56	128,72	4,30	119,71	12,10

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

Tabla: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

Los precios europeos del gas se mantienen altos ante la preocupación por la seguridad de suministro

La preocupación por la seguridad del suministro ha hecho que el mercado holandés (TTF) y alemán (Gaspool) vuelvan a la senda alcista en los últimos días de marzo, tras el anuncio de que Alemania activaría el primer nivel de alerta de su plan de emergencia del gas. Este, a su vez, se ha producido a consecuencia de la exigencia de Rusia de que sólo aceptará pagos en rublos por el gas. Los países del G7 han rechazado esta propuesta, aduciendo que supondría un incumplimiento de los contratos privados de suministro de gas con Rusia.

El precio del gas en el mercado español (MIBGAS) mantiene un descuento sobre el mercado de referencia holandés TTF de 2,9 €/MWh, gracias a las elevadas inyecciones de gas que ha recibido durante marzo, tanto de gas natural licuado (GNL) como de Argelia. Los buenos datos de importación de gas y la solidez de nuestro almacenamiento nos han permitido tener un saldo exportador hacia Francia. Los almacenes subterráneos en España están actualmente a un 56% de su capacidad, según datos de Enagas, por encima de la mayoría de los países europeos.

Este mes de marzo España ha importado un total de 21 cargamentos de GNL, frente a las 16 llegadas que registró en marzo del año pasado. Según el plan de operaciones mensual de Enagas, se espera la llegada de hasta 34 cargamentos de GNL a las terminales españolas durante abril, 12 más que el mismo mes del año pasado. El gas argelino seguirá fluyendo a niveles récord a través del gasoducto Medgaz que, además, está en proceso de ampliación de su capacidad hasta, al menos, 10bcm/año. Por tanto, lo más probable es que España mantenga una posición exportadora frente a Francia durante los próximos años.

El mercado de futuros de gas español refleja esta situación y presenta un descuento sobre el mercado de referencia holandés para el Q2-22 y Q3-22.

El plan de almacenamiento europeo

El 23 de marzo, la Comisión Europea anunció su plan para garantizar la seguridad del suministro energético y unos precios asequibles. Este plan exige a los Estados miembros que su capacidad de almacenamiento alcance el 80% antes del 1 de noviembre. Además, esta cifra se incrementará hasta el 90% al siguiente año, el 1 de noviembre de 2023. Actualmente, los almacenes europeos están al 21% de su capacidad, cuatro puntos por debajo de su nivel del año pasado.

Alemania, Países Bajos, Francia e Italia concentran el 69% de la capacidad de almacenamiento europea, con un total de 68,2 bcm. Lógicamente, esta exigencia mantendrá altos los precios de toda la curva de futuros del TTF en el Q3-22 y Q4-22 y por encima de la de Q1-23, para atraer más cargamentos de GNL y desviarlos de Asia. La Comisión Europea está considerando la posibilidad de aplicar descuentos en las tarifas de los puntos de almacenamiento para incentivar las inyecciones durante este verano.

Estados Unidos ha prometido GNL extra a Europa

Estados Unidos ha prometido al menos 15.000 millones de metros cúbicos adicionales de gas natural licuado a Europa para este año. Pero solo se podrá alcanzar este objetivo si los precios de los centros de europeos permiten a los productores norteamericanos obtener márgenes más altos de beneficio que los que puedan obtener llevando el gas a Asia. Por tanto, la lucha entre Europa y Asia por el GNL crecerá durante los próximos meses.

De cara al futuro, Europa quiere reducir su dependencia del gas importado ruso y para eso necesita atraer un mayor suministro de Estados Unidos. Pero el creciente papel del GNL estadounidense en el suministro de gas europeo implica que los compradores europeos tendrán que competir con el resto de compradores a nivel mundial.

Las exportaciones de GNL de EE. UU. están funcionando a un ritmo tan elevado que, en 2022, ya se han convertido en el primer exportador mundial, por delante de Qatar y Australia. Pero EEUU tiene escasa capacidad para incrementar su suministro de forma inmediata. En este momento solo se está poniendo en marcha una nueva planta de Calcasieu Pass, que entrará en funcionamiento a finales de 2022.

También hay otros proyectos de GNL estadounidense que están a punto de tomar una decisión final de inversión (FID), pero está "ola de producción" futura necesitaría de importantes compromisos contractuales para progresar, es decir, contratos a largo plazo. Y, en todo caso, aún tardarían de 3 a 5 años en ponerse en marcha. Este apoyo a los contratos a largo, que están firmando con compañías privadas chinas, tiene una perspectiva fuerte de crecimiento.

Sin embargo, la reforma del mercado propuesta por la Comisión Europea, en diciembre de 2021, tenía como objetivo descarbonizar el sector del gas y alinearlo con los nuevos objetivos de transición energética. Como parte de estas nuevas normas para el mercado del gas, la Comisión propuso prohibir la ampliación de los contratos de suministro a largo plazo de gas. Toda una contradicción.

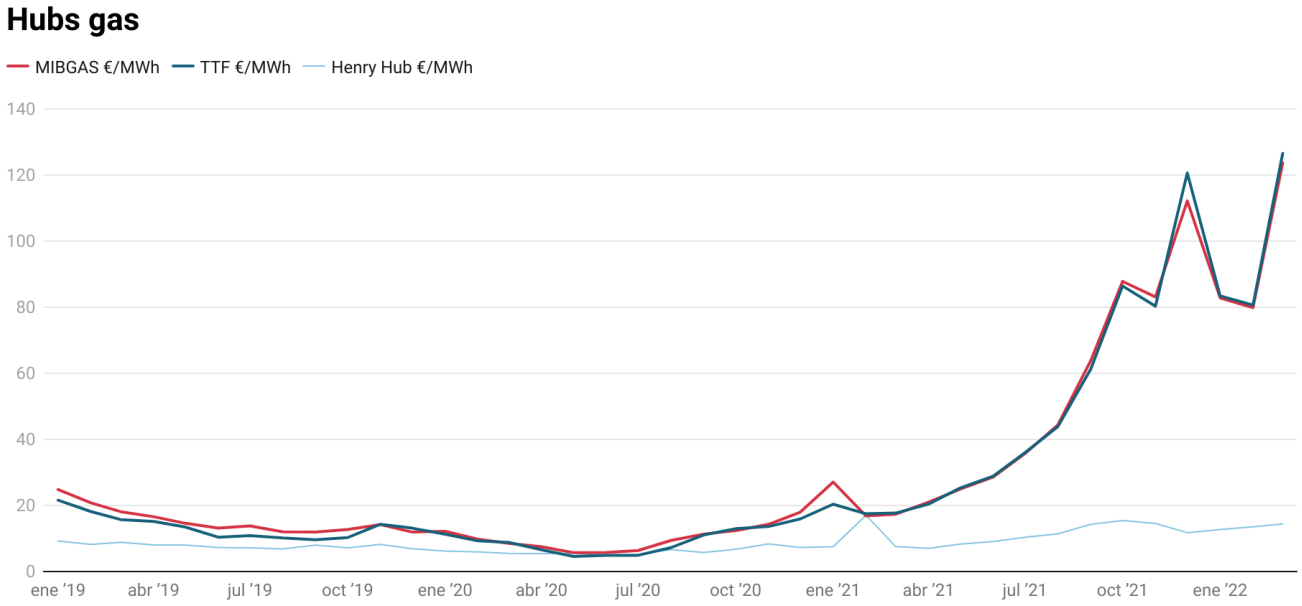


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

Índices ASE

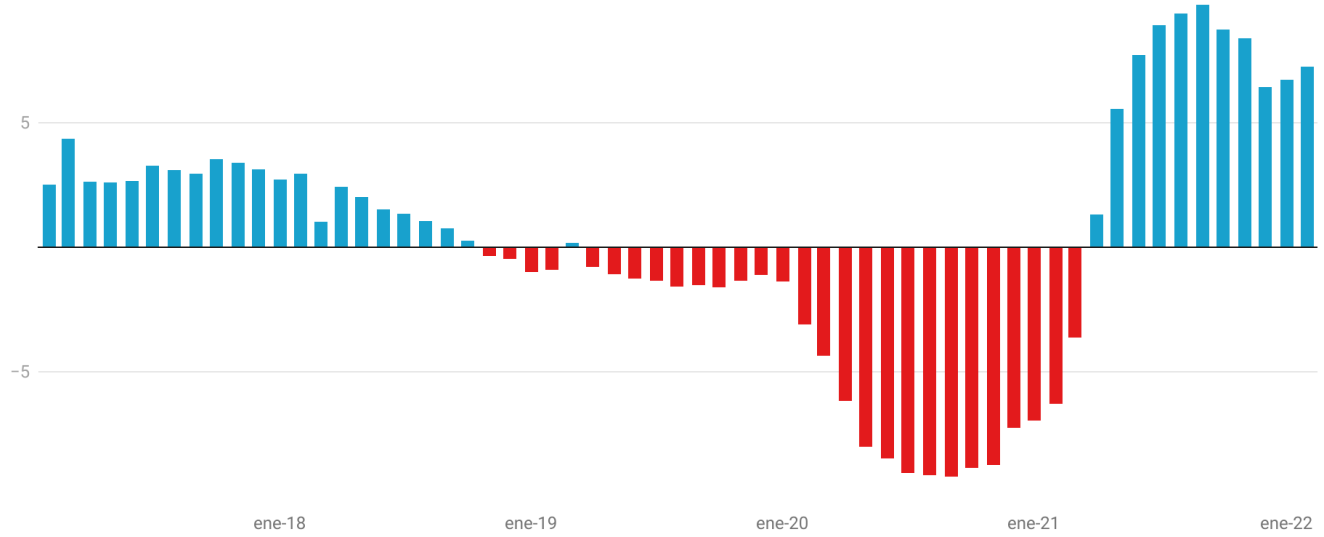
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

» **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

El consumo aumentó un 7,25 en febrero, frente a febrero de 2021.



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