Informe de mercado

Diciembre 2020

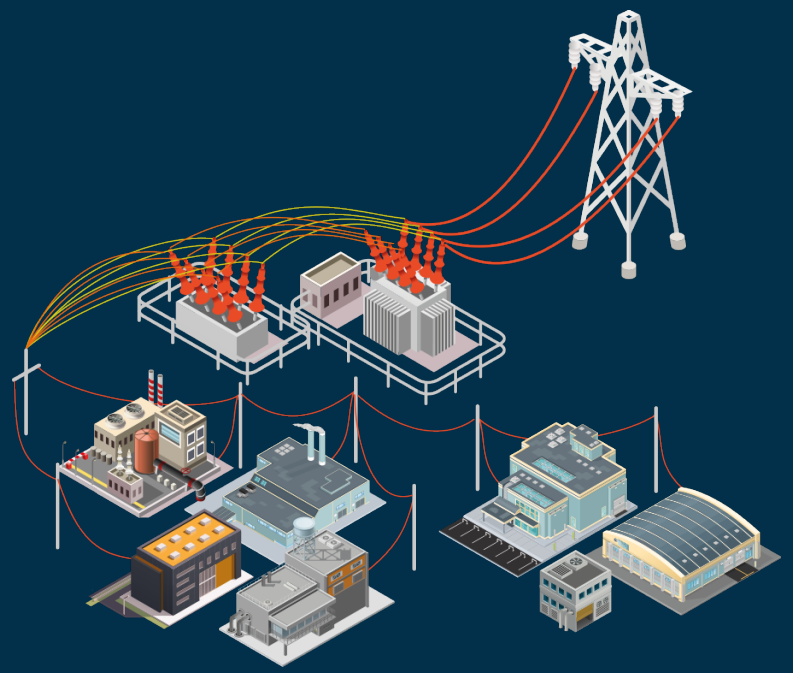
Resumen ejecutivo

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

Diciembre 2020



Índice

Resumen del último mes 3
El análisis 4
Precio del mercado diario 8
Precio medio del mercado libre 9
Mercados internacionales 9
Demanda y generación 9
Precios de casación 11
Saldo de interconexiones 11
Futuros 12
Mercados de gas 13
Otras materias primas 15
Índices ASE 16

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

41,97 €/MWh

▲ +0,07% vs noviembre 2020

▲ +24,1% vs diciembre 2019

MERCADO LIBRE

47,13 €/MWh

▲ +19,25% vs diciembre 2019

DEMANDA

21.272 GWh

GENERACIÓN

22.758 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q1-21: 49,77 (+9,03%)

YR-21:

- España: 50,84 (+11%)
- Francia: 52,09 (+11,8%)
- Alemania: 48,15 (+12,8%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Brent: +8,6%
- Gas Natural (MIBGAS): +25,8%
- Carbón (API2 Yr-21): +9,3%
- CO2 (EUA): +12,3%

ÍNDICES ASE

ASE PTEI Total

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

-14,12%

vs noviembre 2019

ASE CTEI Total

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

-8,71%

vs noviembre 2019

El análisis

El precio medio de la luz cae un 28,8% en 2020, el más verde y barato en 17 años

Juan Antonio Martínez y Leo Gago
Analistas de Grupo ASE

- **La producción eólica lidera el mix eléctrico y evita que la subida del gas encarezca la luz más de 10 €/MWh.**
- **El precio del mercado diario español se sitúa entre los más baratos de la Unión Europea.**
- **Sube la demanda eléctrica por primera vez desde julio de 2019.**
- **Los precios de los futuros eléctricos registran un fuerte incremento del 11%.**

Mercado SPOT eléctrico español (OMIE)
El precio diario del mercado mayorista (POOL) de diciembre se sitúa en 41,97 €/MWh, prácticamente igualando el de noviembre (41,94€/MWh). Aunque es un 24,1% más elevado que el de diciembre del año pasado, es bajo, un 21,3% más barato que la media de los últimos cinco años.

El POOL medio de 2020 cierra con una bajada del 28,8%
El POOL de 2020 ha cerrado 2020 con un precio de 33,96 €. Registra una bajada del 28,8% respecto al año anterior (47,68€) y hay que retroceder hasta 2004 para encontrar un precio del mercado diario inferior. Hace 17 años el precio de electricidad anual registro un precio de 28,9 €/MWh, cuando aún no existía el mercado ibérico de electricidad (MIBEL) que arranco el 1 de julio de 2007.

¿Qué hay detrás del actual precio de la luz?
La caída de la demanda anual (- 5,1%) por el efecto de la COVID-19 ha sido sin duda unos de los principales factores. Pero queremos señalar otros aspectos al margen de la pandemia: el crecimiento de la generación renovable (+ 13,3%), los bajos precios del gas durante gran parte de 2020 y una sociedad cada vez más eficiente energéticamente. Todos ellos han tenido la misma o más repercusión en la caída del precio de la electricidad que el impacto de la pandemia.

La eólica evita un encarecimiento de más de 10 €/MWh
En invierno, la bajada de las temperaturas incrementa la demanda energética y, por ende, los precios de la electricidad y el gas en Europa y a nivel mundial. A su vez, la evolución de la cotización del gas influye en el precio de la electricidad porque los ciclos combinados de gas (CCG) suelen marcar los precios marginales de casación y el coste de oportunidad para el resto de las tecnologías. Sin embargo, aunque el gas ha subido, la producción renovable ha ganado posiciones en España a lo largo de 2020. De hecho, ha cubierto el 52,2% de la demanda en diciembre y ha limitado la influencia de los CCG, evitando el encarecimiento del precio de la luz.

De acuerdo a nuestros cálculos, el incremento del precio del gas en más de un 15% y con las emisiones de CO_2 superando los 32 €/tCO_2, el precio de la luz habría subido más de 10 €/MWh, de no ser porque la generación eólica ha sido un 46% superior al promedio de un mes de diciembre.

Cabe destacar que el precio de la electricidad está expuesto a una fuerte volatilidad por las condiciones

meteorológicas. Y parece que continuará siendo así durante los próximos meses.

Crecimiento de la generación renovable

La generación eléctrica nacional ha aumentado un 6,9% este mes. Sin embargo, cierra el año con un descenso del 3,1%. Observado el detalle por tecnologías, su comportamiento ha sido muy distinto. Mientras las renovables crecen un 8,2% mensual y un notable 13,3% anual, las fósiles se reducen un 5,4% mensual y acumulan un descenso anual del 23,7%.

El mix de diciembre lo ha liderado la eólica, con el 32,5% y un ligero aumento anual del 1,3%. Le sigue la nuclear, con el 23,1%, sin cambios respecto a 2019. La hidráulica representa el 14% del mix y acaba el año con un crecimiento del 23,8% y los embalses hidroeléctricos a buen nivel de reservas: un 8% por debajo del año pasado, pero un 18,4% por encima de la media de los últimos 5 años.

Los ciclos combinados de gas han quedado relegados a la cuarta posición (11,2%). Cierran un mal año (-25%), a pesar de que durante 2020 habían absorbido la producción que antes aportaba el carbón. Este, actualmente residual, apenas contribuye con un 0,2% al mix.

La tecnología que más ha crecido en 2020 es la fotovoltaica, un 68% anual. Sin embargo, la baja radiación solar del invierno la relega a solo el 3,1% del mix de diciembre. Eso sí, entre las 9 y las 16 horas, cuando se concentra su producción, supone un 8,3% del mix. En el total anual la generación fotovoltaica ha representado un 6,2% del mix, pero llama la atención cómo su concentración en horas punta y en determinados meses está modificando la curva de precios.

Evolución mensual de la demanda eléctrica

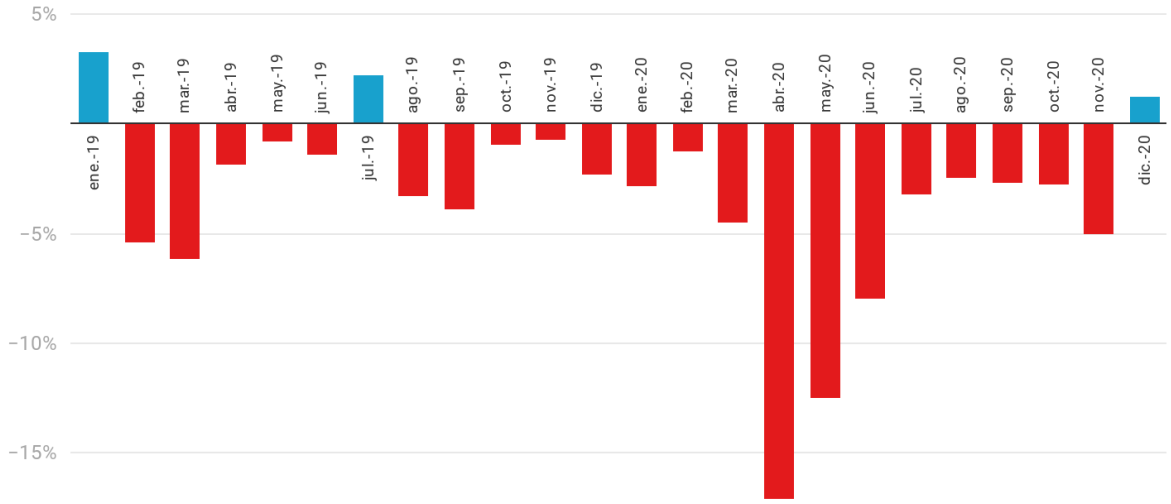


Gráfico: Grupo ASE • Creado con Datawrapper

Lógicamente, el avance renovable tiene su impacto en las emisiones de CO2. Este mes han disminuido un 8,7% con respecto a diciembre de 2019. Y en todo el año 2020 han caído un notable 27%. No solo por el aumento de la producción renovable, también por la caída de la demanda.

La demanda mensual crece por primera vez desde julio de 2019

Este mes la demanda mensual ha aumentado un ligero 1,7% y ha roto la tendencia negativa de los últimos 17 meses. Este incremento se ha debido a unas temperaturas algo más bajas que la media. El dato corregido con las temperaturas y laboralidad nos muestra un crecimiento de tan solo del 0,4%. Ha sido un crecimiento desigual. Por tramos horarios, la demanda sube un 3,1% en las horas punta (entre las 8:00 y 24:00 horas), mientras que en las horas valle (entre las 00:00 y las 8:00) solo lo hace un 1,3%

Durante 2020, el descenso de la demanda ha sido más acusado durante la pandemia, pero ya venía arrastrando un detrimento anterior, como refleja el gráfico de la evolución de la demanda durante los dos últimos años. Este descenso se produjo en 2019, incluso con tasas positivas de crecimiento del PIB. En este sentido, hay que tener en cuenta la importancia de la eficiencia energética de la industria y la sociedad en general.

Cada vez más sensibles al coste eléctrico, adoptan medidas para reducir su consumo energético.

España exporta electricidad barata
Europa está viviendo un invierno complicado desde el punto de vista de suministro energético, lo que tensiona los mercados eléctricos. La llegada de varios frentes fríos, la menor producción eólica, las interrupciones nucleares en Francia y la menor llegada de gas natural licuado (GNL) que se prevé desde EE. UU., junto con los altos precios de las emisiones de CO2, han tenido un impacto brusco en los mercados eléctricos.

El precio español de diciembre ha sido uno de los más competitivos de las principales economías europeas. En Francia el precio diario ha subido un 20,7% mensual y en Alemania un 12,2%. Destacan también los altos precios de electricidad registrados en Italia y Reino Unido.

Los intercambios internacionales en diciembre reflejan un saldo exportador de 809 GWh, frente al saldo importador (de 449 GWh) del mismo mes de hace un año. Este cambio de signo se debe, sobre todo, al crecimiento de las exportaciones a Francia, donde el precio ha sido más elevado por el impacto de las huelgas en su producción nuclear.

La gran producción eólica española y la agilidad de los ciclos combinados para hacer frente a la demanda "pico" han soportado esta exportación. Y si la cifra no ha sido mayor se ha debido a la limitación de la línea de interconexión con Francia.

El saldo internacional cierra 2020 con signo importador de 3.286 GWh, equivalente al 1,4% de nuestra demanda, y con una reducción de las importaciones del 51% respecto a 2019.

Los índices ASE
El índice ASE de noviembre de 2020 muestra cómo la curva de demanda de las empresas clientes de Grupo ASE, mayoritariamente medianas y pequeñas del ámbito industrial, se mantuvo en tasas muy negativas desde comenzó la pandemia. Concretamente, es un 8,71% inferior a hace un año.

Este descenso tan acusado de la demanda empresarial implica una señal de que la recuperación de la demanda en diciembre ha venido impulsada por la demanda de los hogares a causa de las bajas temperaturas.

El mercado de futuros español (OMIP)

El precio del Yr-21 español se dispara contagiado por el resto de Europa
Los mercados de futuros español y europeos han vivido un mes de diciembre extremadamente volátil y con fuertes subidas, provocadas por diferentes acontecimientos.

El principal es el compromiso de la UE de elevar al 55% la reducción de las emisiones para 2030 y el acuerdo comercial post-brexit alcanzado con Reino Unido, que ha disparado la cotización del mercado de emisiones de CO2 europeo (EUA). Supera los 33 €/t.CO2, su máximo desde que comenzó a funcionar en 2005. Este elevado precio hace prever que las plantas de generación eléctrica alimentadas por carbón y de gas en Europa trasladen este mayor coste a los precios de la electricidad.

Además, las huelgas en Francia han supuesto interrupciones en su producción nuclear, reduciendo su habitual estabilidad y encareciendo su precio de la luz. Y, por si fuera poco, suben los precios en los mercados de gas, carbón y Brent. Este cóctel dispara la cotización del Yr-21 en España un 11%, hasta los 50,84€, en línea con el resto de los mercados europeos.

El comportamiento del mercado de futuros eléctricos español (OMIP) está resultando tremendamente errático y, en nuestra opinión, posiblemente esté sobrevalorado por la gran incertidumbre que viven los mercados energéticos. Muestra de ello es la cotización del mes frente español (enero 2021), que cerró el 28 de diciembre a 59,5 €/MWh, cuando a primeros de ese mismo mes cotizaba en 44 €/MWh. Es decir, experimentó una subida del 34%.

En cuanto a los mercados de futuros europeos el Yr-21 francés cerró en 52,09 €/MWh, con una subida del 11,8% y el Yr-21 alemán acabó en 48,15 €/MWh tras encarecerse un 12,8%.

El mercado de gas
Los mercados de gas están experimentando una fuerte escalada del precio diario. El mercado de referencia de gas en Europa, el TTF holandés ha cerrado con un precio medio de 15,92 €/MWh y una subida del 16%. El precio diario con entrega el día 30 de diciembre alcanzó un valor de 19,11 €/MWh, una cifra que no se veía desde finales de 2019. Por su parte, el mercado español de gas (MIBGAS) alcanzó un precio medio de 17,89 €/MWh, tras subir un 25%.

Dos impulsores clave explican esta fuerte subida de los precios del gas en Europa: por un lado, el importante encarecimiento de los precios al contado del gas natural licuado (GNL) en Asia; por otro, la escalada del precio de las emisiones de CO2 (EUA). A su vez, el aumento de los precios al contado del GNL en Asia se ve impulsado por temperaturas por debajo del promedio y por una demanda más firme de lo esperado en China. También por cortes en la producción de plantas de Qatar y Australia, suministradores naturales de gas en el área del Pacífico.

Una cotización más elevada del GNL asiático atrae los cargamentos estadounidenses y, en la misma medida, reduce el suministro europeo (oferta) justo cuando las temperaturas descienden en nuestro continente y, cuando la eólica escasea, se requiere el respaldo del gas para generar electricidad. A pesar de ello, los sólidos inventarios y un legado de exceso de oferta durante el primer semestre del año, permiten a Europa enfrentarse a esta presión mejor que en 2018, frente a la Bestia del Este.

Por otra parte, la curva de contratos de futuros de gas ha experimentado un fuerte aumento a consecuencia del mercado de emisiones. La decisión de la Unión Europea de elevar la reducción de las emisiones al 55% en 2030 y el acuerdo comercial post-Brexit con Reino Unido suponen un fuerte impacto. El contrato para el vencimiento de diciembre '21 ha superado los 33 €/tCO2 por primera vez desde el lanzamiento de este mercado en 2005.

El contrato del Yr-21 del TTF se ha disparado hasta los 16,88 €/MWh, tras anotarse una importante subida del 15,5%.

Emisiones CO2 (EUA)
Los precios del CO2 se han situado este mes claramente por encima de los 30 €/tCO2. El día 28 se superaron los valores de 33 €/t, los máximos desde su creación en 2005. Esta fortaleza se sustenta en el compromiso de la UE de elevar la reducción de las emisiones al 55% en 2030 y en el acuerdo comercial entre la UE y Reino Unido post-Brexit. Estos elevados valores podrían mantenerse durante el primer trimestre de 2021.

Brent
En diciembre los precios del crudo se han movido en niveles relativamente elevados, por encima de los 50 $/barril. Los inversores siguen apostando por el efecto que tendrá la distribución de las vacunas, que acelerará la recuperación económica a nivel mundial y, por tanto, la demanda futura de combustibles. Con estos elevados precios, seguramente la OPEP+ seguirá adelante con su plan de aumentar la producción en 500,000 barriles por día (bpd) a partir de enero y tal vez haga lo mismo en febrero.

Nuestro análisis para 2021

El POOL medio de 2020 ha registrado un precio de 33,97 €/MWh, su mínimo histórico desde que se creo el mercado MIBEL en 2007. La perspectiva de una recuperación del precio de electricidad hasta los 50,84 €/MWh en 2021, como refleja el cierre de los mercados de futuros en diciembre, implicaría una subida del 50% sobre 2020. Nos parece sobredimensionada esta previsión de una subida, por la recuperación de la economía con la llegada de la vacuna y por la elevación de los precios de gas y emisiones de CO2.

La hipótesis de una fuerte recuperación de la demanda eléctrica en España en 2021 presenta muchas incertidumbres. Aunque ha sido más acusada durante la pandemia, la reducción de la demanda ya venía produciéndose durante 2019, incluso con tasas positivas de crecimiento del PIB. Por tanto, parece precipitado dar por hecho que se recuperen niveles anteriores a la COVID-19. Incluso si la demanda se incrementara en 2021, su efecto vendrá compensado por un crecimiento de la oferta renovable.

En cuanto a las subidas del precio del gas, una vez pase el invierno, Europa seguirá jugando un gran papel para absorber todo el excedente de gas porque la elevación del precio del GNL en Asia y del barril de Brent están llevando a una recuperación de la producción de gas de esquisto (fracking) en EE. UU. Por otra parte, Rusia está construyendo el gaseoducto Stream2. Aunque no modificará su estrategia de suministro hacia Europa, lo hará más flexible y, además, no querrá perder su cuota de mercado.

Por lo que se refiere a la evolución de las emisiones de CO2 (EUA), es difícil de prever, dado su elevado componente político y especulativo. El coste de las emisiones tiene mucho impacto en los mercados eléctricos con gran dependencia del carbón, como Alemania o los países del Este. Pero en España, con el carbón ya prácticamente desaparecido del mix y los ciclos combinados con una participación cada vez menor por la entrada de las renovables, el impacto de un mayor coste de las emisiones será limitado. Solo en los meses de alta demanda y en los días de poca producción eólica.

Continuaremos bajo los efectos de la COVID-19 al menos durante la primera parte de 2021, por lo que será muy complejo analizar el efecto real de algunos cambios fundamentales que se están produciendo en la curva de precios del mercado español. Estos cambios, que venimos apreciando desde hace algún tiempo, se están acelerando pero aún no han culminado. Por tanto, adoptar posiciones de futuros supone un alto riesgo.

Además, también son muy importantes las modificaciones regulatorias anunciados por el Gobierno para 2021 a partir del 1 de abril de 2021, dado que son de gran calado. De implantarse, supondrán una revolución del coste eléctrico de nuestras empresas. Desde Grupo ASE hemos venido trabajando en ellos y nuestros sistemas están preparados para implantarlos, medir su impacto y ofrecer el asesoramiento óptimo a nuestros clientes.

Precio del mercado diario (OMIE)

Este mes el POOL ha cerrado a 41,97€/MWh. El precio se mantiene sin apenas cambios frente al mes pasado y resulta un 24,1% más elevado que el de diciembre de 2019. Una elevada producción eólica ha permitido al POOL mantenerse un 21% por debajo de la media de los últimos cinco años de un mes de diciembre, a pesar de la presión que ha ejercido la subida del gas y de las emisiones de CO2.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

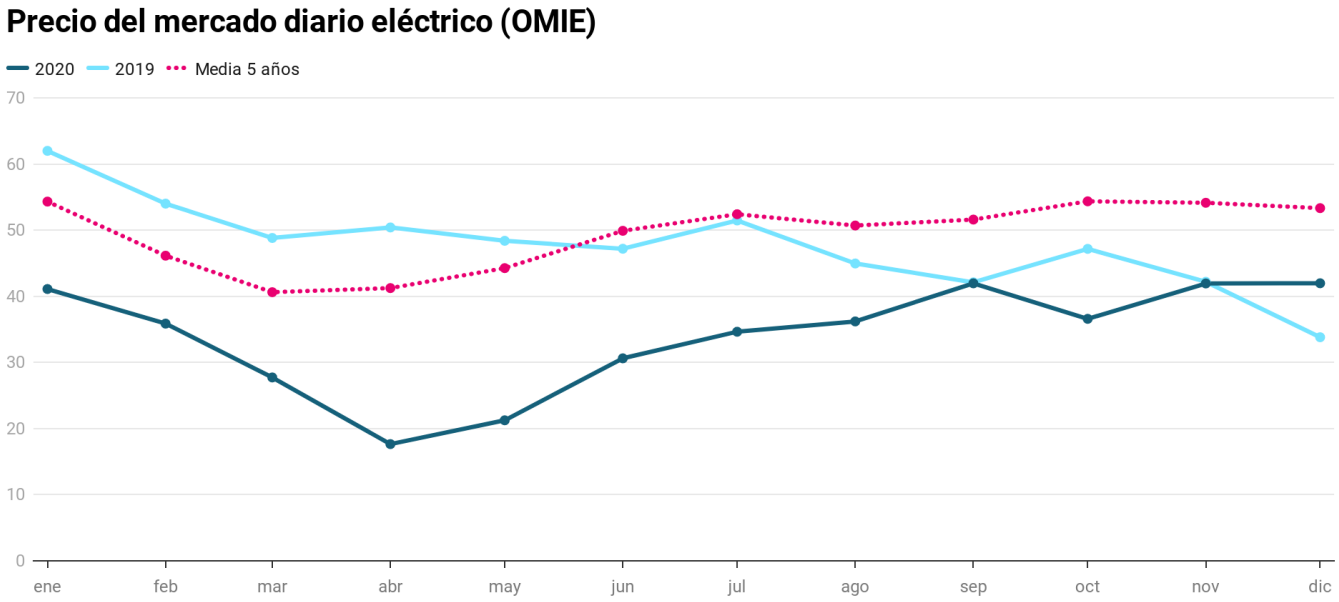
41,97
€/MWh

▲ +0,07% vs noviembre 2020

▲ +24,1% vs diciembre 2019

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

34,05
€/MWh



PVPC

0,10544
€/kWh

▲ +10,27% vs diciembre 2019

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 0,10544 €/kWh en diciembre. Respecto al mismo mes del año pasado, el PVPC sube un 10,3%.

Precio medio final mercado libre

47,13
€/MWh

▲ +19,25% vs diciembre 2019

El precio final medio, para los comercializadores libres y consumidores directos, es de 47,13€/MWh, una vez sumados todos los componentes del precio. Esto supone un aumento del 19,3% frente a diciembre de 2019.

Repercusión de los sobrecostes y componentes del precio final mercado libre

Los costes provisiones del sistema, englobados en los Servicios de Ajuste, Pagos por Capacidad y Servicio de interrumpibilidad en el mercado libre, han representado un coste de 5,16€/MW. Los sobrecostes bajan 0,5 €/MWh (-19,6%) frente al mismo mes del año pasado, por el descenso del servicio de interrumpibilidad en 0,76 €/MWh.

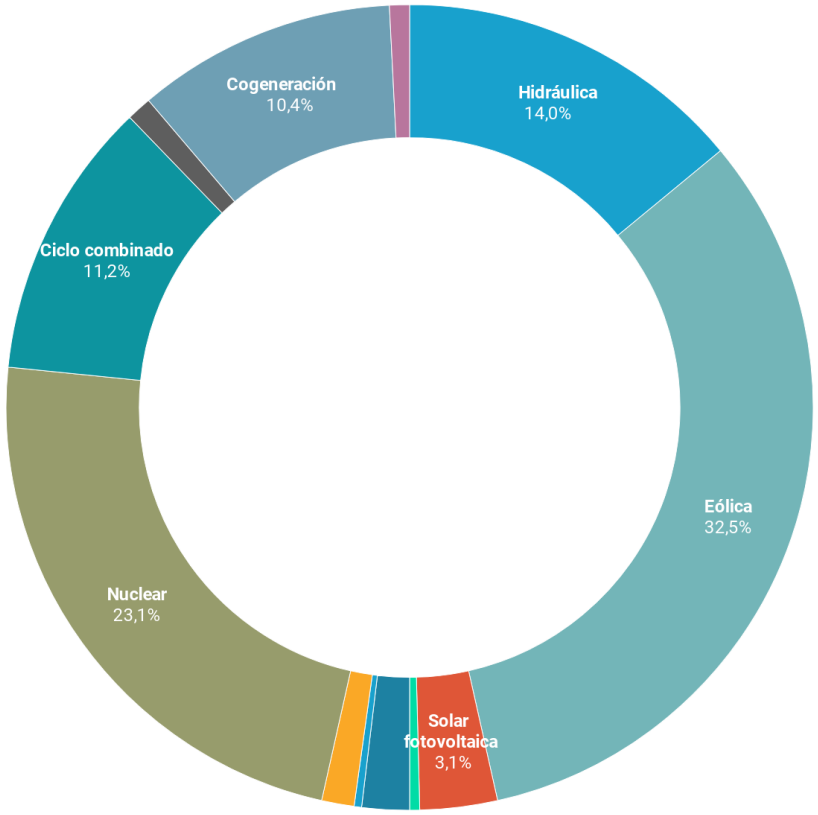
Demanda

Este mes la demanda peninsular de energía eléctrica ha registrado un aumento del 1,7% respecto a diciembre de 2019. Si se tienen en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la demanda peninsular de energía eléctrica aumenta un 0,4%. Se trata de la primera subida de la demanda en los últimos 17 meses.

Generación

La generación ha crecido un 6,9% este mes de diciembre. La producción eólica ha liderado el mix con el 32,5% y acaba 2020 con un ligero aumento del 1,3% anual. Le sigue la producción nuclear con el 23,1% del mix. Con todo el parque nuclear en plena carga, cierra el año con la misma producción que el año pasado. La hidráulica ha representado el 14% del mix y crece un 23,8% anual. Además, los embalses hidroeléctricos en un buen nivel de reservas: un 18,4% por encima de la media de los últimos 5 años, aunque un 8% por debajo del año pasado. Los ciclos combinados de gas (CCG) quedan relegados a la cuarta posición con solo el 11,2% del mix y cierran un mal año (-25%). Esta caída es especialmente llamativa si tenemos en cuenta que los ciclos combinados han absorbido durante 2020 la producción que antes aportaba el carbón. Este recurso fósil ha pasado a ser una tecnología residual que solo suma un 0,2% al mix. La cogeneración, que ha crecido un 1,1% mensual, ocupa la quinta posición con el 10% del mix. Sin embargo, la desaparición de las primas ha supuesto que la cogeneración disminuyera un 8,7% a lo largo de este año. En el lado contrario, la tecnología que más crece en 2020 es la fotovoltaica (+ 68%). La baja radiación solar de diciembre la ha relegado a representar solo el 3,1% del mix. Sin embargo, en las horas en las que se concentra su producción, entre las 9 y las 16 horas, alcanza un importante 8,3% del mix. En el total del año, la fotovoltaica ha contribuido con un 6,2% al mix.

Mix diciembre 2020



- **Hidráulica** (14,0%)
- **Eólica** (32,5%)
- **Solar fotovoltaica** (3,1%)
- **Solar térmica** (0,4%)
- **Otras renovables** (1,9%)
- **Residuos renovables** (0,3%)
- **Turbinación bombeo** (1,3%)
- **Nuclear** (23,1%)
- **Ciclo combinado** (11,2%)
- **Carbón** (1,0%)
- **Cogeneración** (10,4%)
- **Residuos no renovables** (0,8%)

Renovables

La generación a través de fuentes renovables ha representado el 52,2% del mix, frente al 51,5% de hace un año y al 42,4% del pasado mes de noviembre. El aumento ha venido dado por el mayor aporte de producción eólica.

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones CO2 ha representado este mes el 76,6% del mix, frente al 73,5% de diciembre de 2019. La reducción de las emisiones en volumen de Toneladas de CO2 respecto a diciembre de 2019 es del 5,4% y se debe al crecimiento de la producción nuclear y de la eólica.

Generación eólica

Este mes la generación eólica ha sido capaz de satisfacer el 35,6% de la demanda, superando en algunos días el 50%. Parte de esta producción eólica se destinó a exportaciones, lo que impidió que en la última semana de diciembre el precio del POOL fuera algo más alto que en la primera semana del mes.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico ha bajado en diciembre hasta el 12,2 % de la generación, frente al 14,9%, de hace un año. El aumento de la producción nuclear y de la eólica han reducido el hueco de estas tecnologías para entrar en las ofertas de casación.

Generación hidráulica y estado de los embalses

La producción hidráulica ha sido un 23% superior a la de diciembre de 2019. Por su parte, los embalses se encuentran ligeramente por debajo del año pasado, al 94,7%, aunque la reserva es un 10,4% superior a la media de los últimos diez años.

Márgenes de chispas limpias (CSS)

La rentabilidad de una CCGT está determinada en gran medida por la propagación máxima de chispas limpias (Peak CSS), es decir, la diferencia entre el costo variable de gas y carbono de la planta y el precio de la energía. En el siguiente gráfico se muestra la evolución histórica promedio mensual y trimestral de las CSS en el momento de la entrega. El CSS medio de 2020, estimado por Grupo, ASE se sitúa en 7,84 €/MWh, mientras que en 2019 fue de 13,69€/MWh. La conjunción de la pandemia y el crecimiento de la producción renovable está reduciendo los márgenes de esta tecnología.

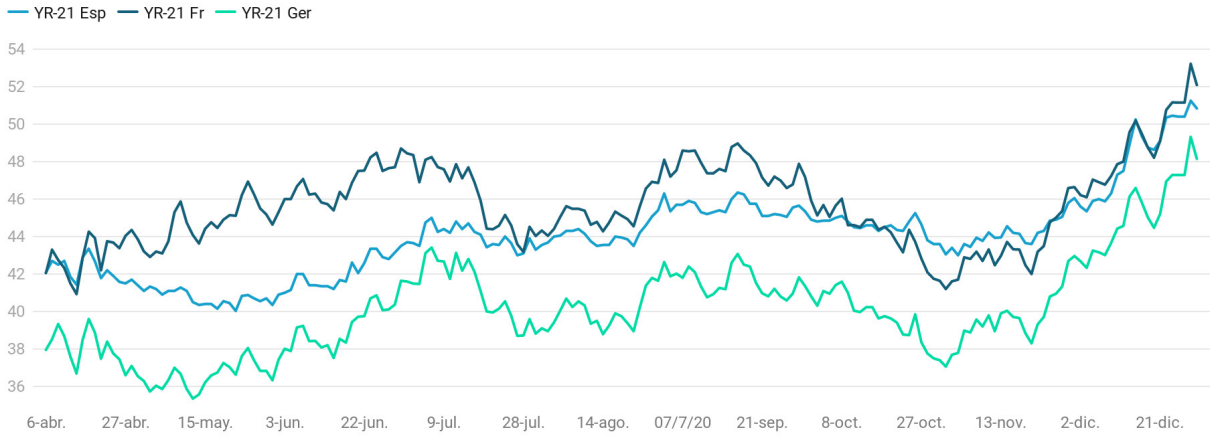
Precios de casación por tecnologías

La hidráulica ha dominado los precios de casación con el 51% de las horas, cierra con un precio de 45,52 €/MWh y una subida del 3,8% sobre el mes pasado. Los ciclos combinados de gas elevan su precio de casación (+7,8%) respecto al mes pasado, con un precio medio de 45,64 €/MWh, a causa del aumento del coste del gas y de las emisiones. Las tecnologías renovables y la cogeneración cierran con una bajada del 10,9% y un precio medio de 31,01€/MWh, por el aumento de la oferta renovable.

Saldo de las interconexiones

Este mes las interconexiones han marcado un fuerte saldo exportador, frente al importador de diciembre del año pasado. La fuerte producción eólica en España ha generado un exceso de oferta que se ha destinado a los mercados francés y portugués.

Mercados de futuros eléctricos



El precio del Yr-21 español se dispara impulsado las fuertes subidas del resto de Europa

Los mercados de futuros español y europeos han vivido un mes de diciembre extremadamente volátil y con fuertes subidas. Esta carrera alcista viene impulsada por diferentes acontecimientos. El principal es el compromiso de la Unión Europea de elevar al 55% la reducción de las emisiones para 2030, así como el acuerdo comercial post-bréxit alcanzado con Reino Unido, lo que ha disparado la cotización del mercado de emisiones de CO2 europeo (EUA). Llega a superar los 33 €/t.CO2, el máximo desde que comenzó a funcionar en 2005. Este elevado precio de las emisiones hace prever que los ciclos térmicos de carbón y de gas en Europa trasladarán este mayor coste a los precios de la electricidad. A esto se han unido las interrupciones de la producción nuclear en Francia, por las huelgas, y la subida del precio de los mercados de gas, carbón y Brent. Un cóctel perfecto que dispara el precio del Yr-21 español un 11% hasta los 50,84€, siguiendo la estela del resto de los mercados europeos.

En general, observamos que el comportamiento del mercado de futuros eléctricos (OMIP) es tremendamente errático y consideramos que posiblemente esté sobrevalorado, ante la gran incertidumbre que viven los mercados energéticos. Un ejemplo de ello es la cotización del mes frente español (enero 2021): cerró el día 28 en un precio de 59,5 €/MWh, cuando a primeros de diciembre cotizaba en 44 €/MWh. Es decir, experimentó una subida del 34%.

Las subidas en España han sido similares a las del resto del continente. Nuestro Q1-21 se ha elevado un 9,03% hasta los 49,77€/MWh y el Yr-21 ha escalado hasta los 50,84 €/MWh con una subida del 12,97%. En Alemania, el Q1-21 se incrementa un 16,9%, hasta los 51,85 €/MWh y el Yr-21 sube un 12,8%, hasta los 48,15 €/MWh. Hay que tener en cuenta que el precio de las emisiones de CO2 y del carbón afectan a la producción de electricidad con lignito, que aún representa un 20% del mix alemán. Por su parte, en Francia también se registran importantes subidas por la escasa producción renovable, las interrupciones nucleares (huelgas) y las bajas temperaturas. Su Q1-21 avanza un 11,1% hasta los 60,26 €/MWh, mientras su Yr-21 se anota un 11,8%, hasta los 52,09€/MWh. Se sitúa así por encima del español, con una prima de 1,25 €/MWh.

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

El repunte de la demanda asiática endurece el mercado de GNL y eleva los precios diarios en Europa

El vínculo entre los precios del gas europeos y asiáticos se está fortaleciendo. En las últimas semanas, la demanda asiática se ha convertido en un impulsor del precio para los centros europeos. Habrá que tenerlo muy cuenta para el próximo año. Los cortes en Australia y los mantenimientos en Qatar han significado el descenso de cargamentos cerca del centro de demanda clave de Asia Oriental. Por eso la falta de cargas rápidas en Asia está atrayendo el gas natural licuado (GNL) norteamericano, que tenía como destino inicial Europa. Y aunque la producción de GNL en EE. UU. está alcanzando niveles récord, el envío de cargas desde la cuenca del Atlántico al Pacifico para reemplazar las cargas australianas, con el canal de Panamá congestionado, significa que cada tonelada de GNL tiene que viajar una distancia mucho mayor.

Esto ejerce una enorme presión sobre la industria naviera, que ha alcanzado su máxima capacidad, encarece el transporte y, por ende, los precios del GNL.

Como consecuencia, el Asian Spot LNG (EAX) se sitúa en su nivel más alto desde marzo de 2019, y supera los 12 $/MMBtu. Este fuerte incremento atrae las cargas desde EEUU y supone la reducción del suministro europeo. Incluso resulta rentable el envío a Asia del gas almacenado en Europa, pero la falta de barcos impide su envío.

La fuerte demanda asiática, se debe a unas temperaturas más bajas de lo normal y a que China continúa aumentando la demanda de GNL de forma pronunciada. Poco a poco se está convirtiendo en el mayor importador de GNL del mundo, a pesar del aumento de los flujos de gas por gaseoductos, tras la puesta en servicio del Power of Siberia (PoS). Fundamentalmente, el crecimiento de la demanda supera las adiciones a su limitada capacidad de almacenamiento de China, lo que le dificulta suavizar sus cambios estacionales de demanda.

La llegada del invierno, que también ha coincidió con unas temperaturas bajas en Europa, está provocando un fuerte repunte del precio en los centros europeos. Lo alivian sus sólidos inventarios y el aumento de los envíos por gaseoducto desde Rusia y Noruega. Pero, en cuanto la demanda asiática ha pasado a la acción, en pocos meses el mercado europeo ha pasado de darse un festín a padecer hambruna.

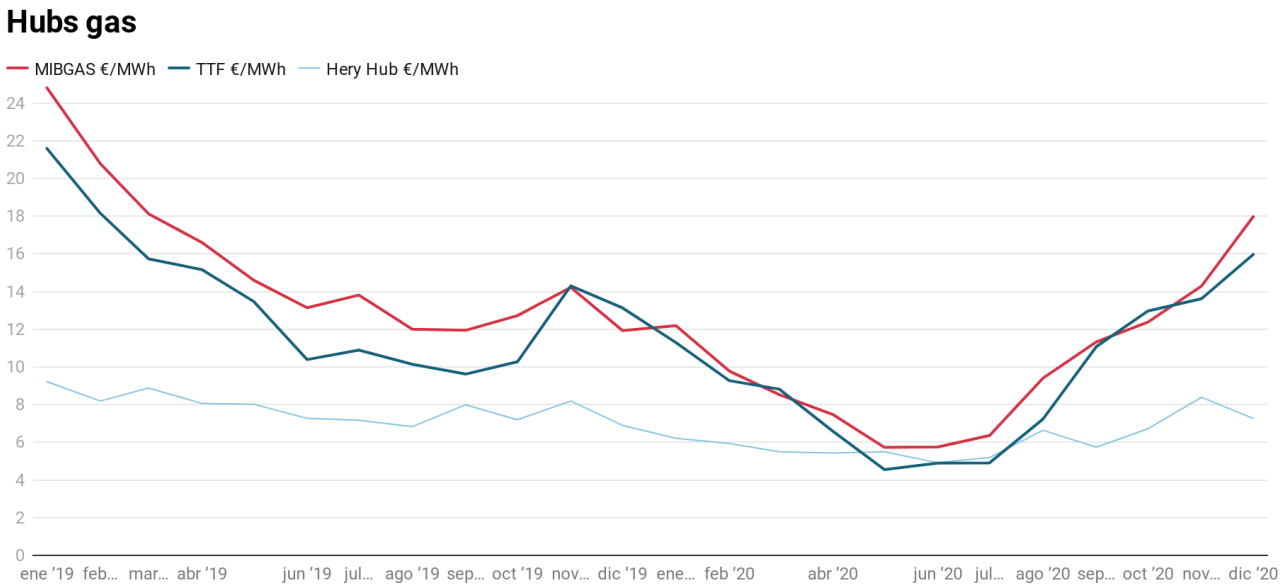
Sin embargo, en EEUU su mercado del gas natural, que también se encuentra con unos inventarios en máximos y cuenta con una perspectiva de clima templado para la segunda mitad del invierno, está registrando una caída de los precios diarios y de los futuros para esta primavera.

TTF (Holanda)

El precio diario del TTF sube un 16,9% impulsado por el rally asiático. El fuerte descenso de las temperaturas y la menor llegada de GNL ha impactado rápidamente. Su precio medio diario se ha situado en diciembre en 15,92 €/MWh Es un 16,9% superior a la cotización del mes pasado y supone su precio más alto desde febrero 2019. También ha registrado un importante repunte toda la curva de precio del Yr-21, hasta los 17,16 €/MWh. Sube el 20,5% a causa de la subida de los precios de las emisiones de CO2 por encima de los 32 €/t.CO2.

MIBGAS (España)

EL precio diario español (MIBGAS) sube un 25,8%. El precio del gas en España ha registrado su precio más alto desde marzo de 2019. Sube hasta los 17,97 /MWh€, con una prima sobre el TTF de 2,05 €/MWh. Los inventarios de gas almacenado en España se encuentran al 45% de su capacidad, un 18% por debajo de lo que marcaban el año pasado en estas fechas. Por el lado de la oferta, España ha re



Henry Hub (EEUU)

Estados Unidos espera un invierno más cálido de lo habitual, lo que está resultando devastador para sus precios del gas natural. Todos los intentos de ir hacia arriba del mercado de futuros han acabado fracasando. Si las condiciones no cambian, las reservas continuarán en niveles excesivamente elevados, por lo que antes o después este factor se acabará reflejando en el precio. Solo las exportaciones, que están marcando récords, logran mantener su cotización en los niveles actuales.

El precio diario medio de este mes en el Henry Hub ha sido de 7,27 €/MWh, un 13,3% más bajo que en noviembre. La cotización a corto plazo apunta a unas previsiones más cálidas, lo que recorta las expectativas. El Q1-21 baja hasta los 7,31 €/MWh, y se deja un 13,1%, mientras toda la curva del Yr-21 baja un 7,1% hasta los 7,73 €/MWh.

OTRAS MATERIAS PRIMAS

Emisiones de CO_2

Los EUAs han sido uno de los grandes protagonistas de la carrera alcista de los precios energéticos en diciembre. Como, venimos diciendo, creemos que es un mercado con marcados tintes políticos. El año se cierra con el anuncio de la Comisión Europea de elevar los objetivos de reducción de emisiones para el 2030, hasta un 55% (desde el 40% anterior). Además, estamos en cierre de la fase III y arranque de la fase IV, que se prolongará entre 2020 y 2030. Los EUAs ya cotizan por encima de los niveles de 33 EUR/TN y parece que seguirán con su tendencia alcista, a pesar de la pandemia y la peor recesión que hemos sufrido en décadas.

Brent

A lo largo de diciembre los precios del crudo se han movido en niveles relativamente elevados, por encima de los 50 $ el barril. Los inversores continúan apostando por una aceleración de la recuperación económica a nivel mundial ligada a la distribución de las vacunas y, por tanto, por una mayor demanda futura de combustible. Como resultado, dados los elevados precios, seguramente la OPEP+ seguirá adelante con su plan de aumentar la producción en 500,000 barriles por día (bpd) a partir de enero y puede que también cuando llegue febrero.

Índices ASE

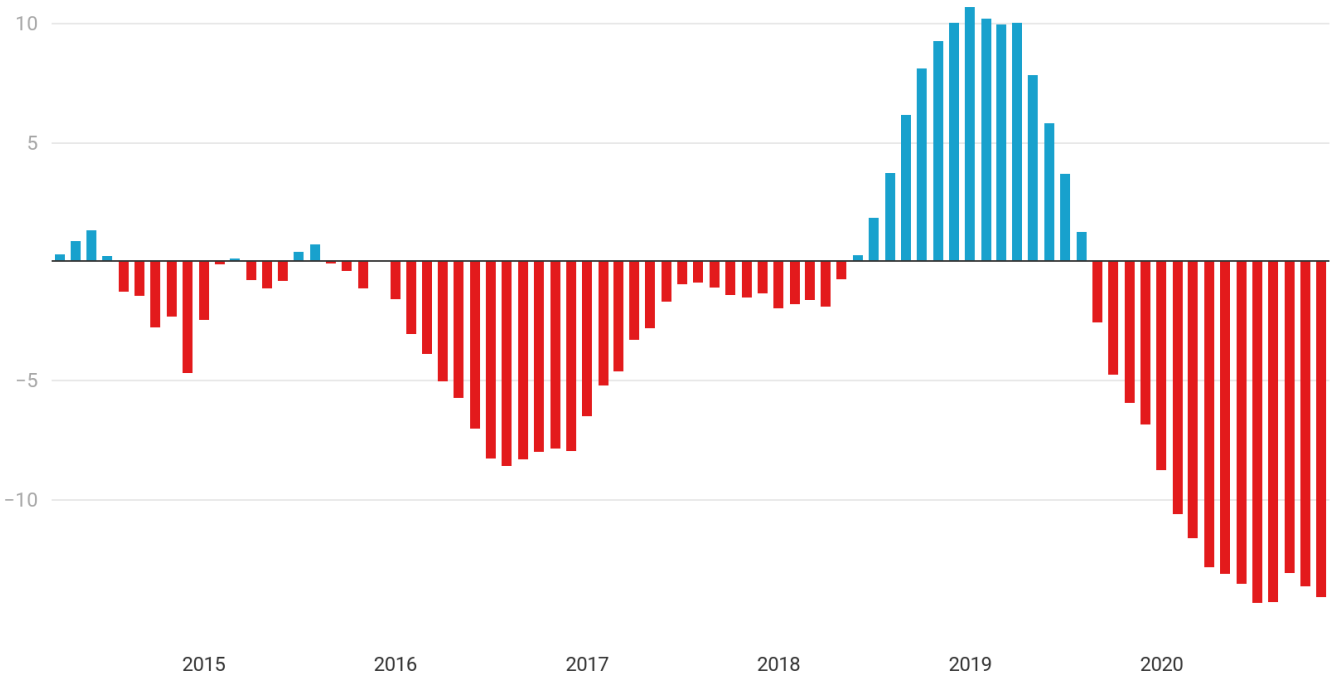
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

- **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

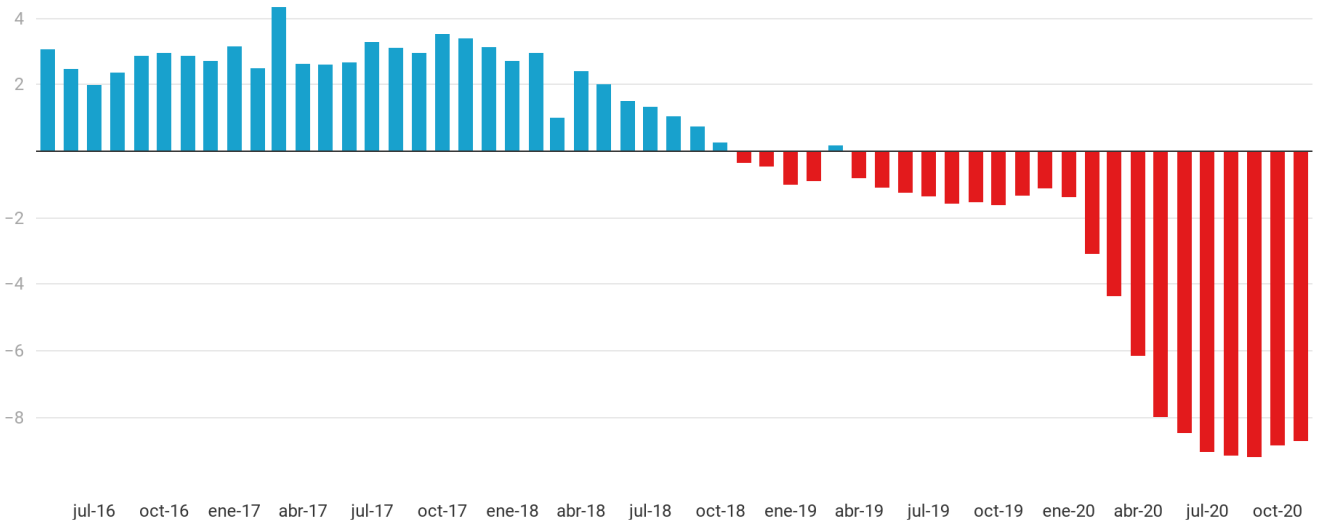
En noviembre el índice ASE PTEI Total descendió un 14,12% frente al mismo mes del año pasado. El índice ASE PTEI de Energía, que refleja el coste de aprovisionamiento de las empresas en los mercados eléctricos, bajó en noviembre un 20,64%. Por su parte, el coste de los accesos (distribución) bajó 0,65% en relación a noviembre de 2019.



ASE CTEI

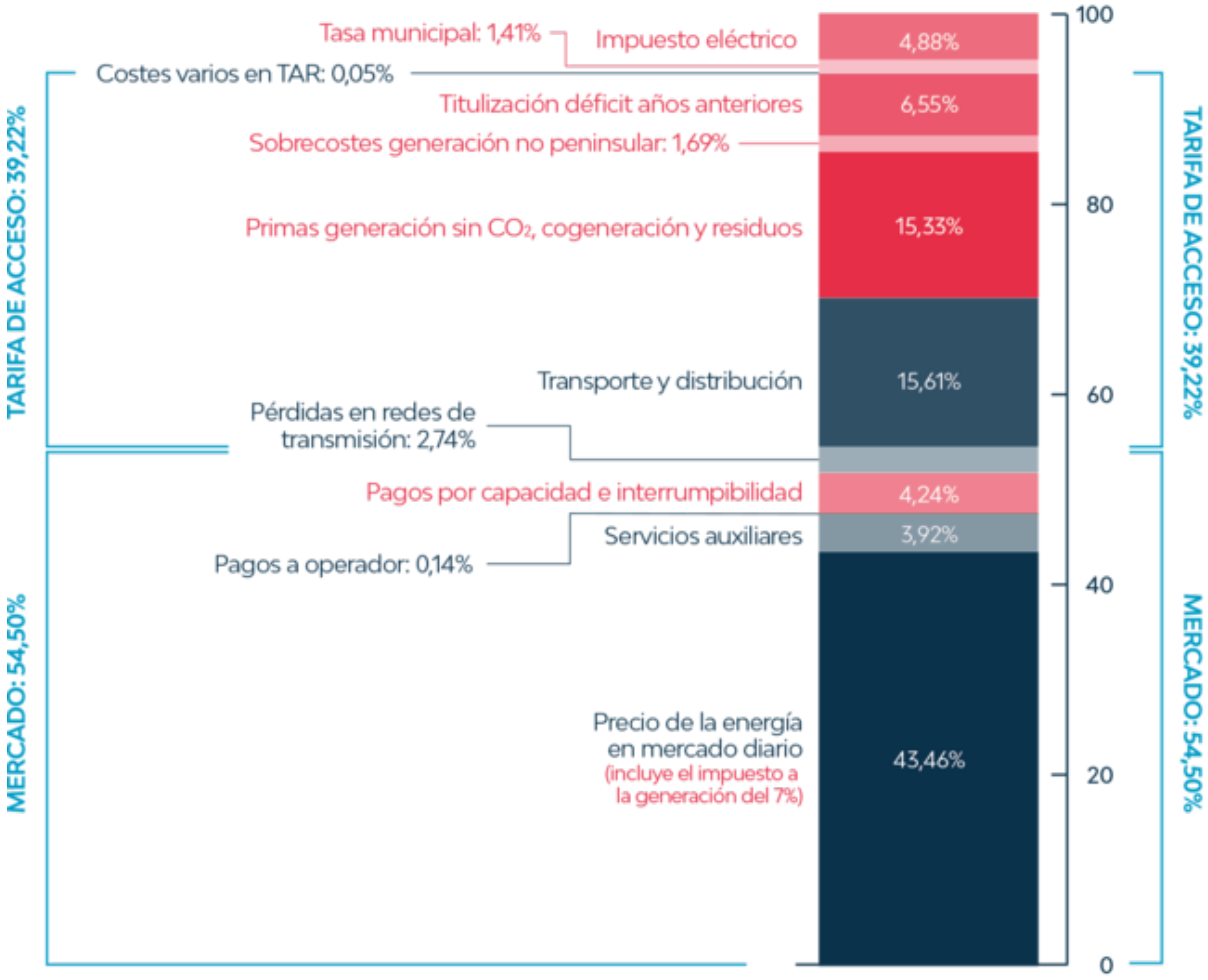
Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

Noviembre reflejó un descenso del 8,71% del consumo frente al mismo mes del año anterior.



Informe de mercado

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.

ase
grupo ase

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