ase
grupo ase

Informe de mercado
Noviembre 2020

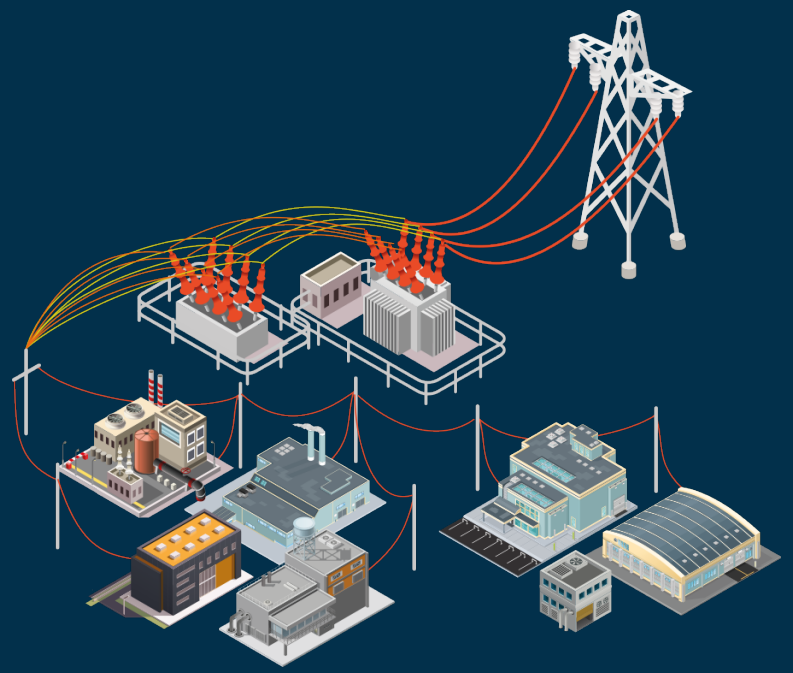
Resumen ejecutivo

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

Noviembre 2020



Índice

Resumen del último mes 3
El análisis 4
Precio del mercado diario 7
Precio medio del mercado libre 8
Mercados internacionales 8
Demanda y generación 8
Precios de casación 10
Saldo de interconexiones 10
Futuros 11
Mercados de gas 12
Otras materias primas 14
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

41,94 €/MWh

▲ +14,62% vs octubre 2020

▼ -0,6% vs noviembre 2019

MERCADO LIBRE

46,92 €/MWh

▲ +0,6% vs noviembre 2019

DEMANDA

19.721 GWh

GENERACIÓN

19.012 GWh

MERCADO DE FUTUROS

Mercado ibérico:

- Q1-21: 45,65 (+5,43%)

YR-21:

- España: 45,80 (+5,05%)
- Francia: 46,59 (+11,9%)
- Alemania: 42,69 (+14,1%)

MATERIAS PRIMAS

Respecto al mes anterior:

- Brent: +27,3%
- Gas Natural (MIBGAS): +15,4%
- Carbón (API2 Yr-21): +16,8%
- CO2 (EUA): +23%

ÍNDICES ASE

ASE PTEI Total

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

-13,65%

vs octubre 2019

ASE CTEI Total

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

-8,83%

vs octubre 2019

El análisis

La luz sube un 14% con menos viento pero es el noviembre más barato desde 2013

Juan Antonio Martínez y Leo Gago
Analistas de Grupo ASE

- **La generación de electricidad en España se desploma un 12% por el descenso de la demanda (5,3%) y el crecimiento de la importación desde Francia (+150%).**
- **La producción eólica baja un 26% desde octubre y es un 43% inferior a la registrada hace un año.**
- **Los futuros suben impulsados por la llegada del frío y las emisiones de CO2.**

La producción renovable ha descendido en el último mes y deja hueco térmico a los ciclos combinados de gas, que tienden a elevar los precios. Sin embargo, el descenso de la demanda eléctrica y el crecimiento de las importaciones suavizan esa presión y permiten que el POOL se sitúe muy por debajo de la media de los últimos cinco años. A futuro, la volatilidad es elevada. Los últimos días los precios han subido con fuerza en España y más aún en el resto de Europa. La causa es la confluencia de la llegada de un frente frío, junto a una escasa producción eólica, así como el anuncio de huelgas en las plantas de gas de Noruega y una fuerte subida en el precio de las emisiones de CO2.

El precio diario del mercado mayorista de electricidad (POOL) de noviembre se sitúa en 41,94€/MWh. Sube un 14,4% desde el mes pasado (36,59 €/MWh), pero es un ligero 0,6% más barato que hace un año. Además, está un 22,5% por debajo de la media de un mes de noviembre de los últimos años (54,14 €/MWh) y marca el precio más bajo de un mes de noviembre desde 2013 (41,81 €/MWh).

La causa del encarecimiento del precio de la luz respecto a octubre se explica por la baja producción renovable, que ha descendido un 17%. Concretamente, la energía la eólica ha bajado su aportación un 26% respecto al último mes (y un 43% frente a noviembre de 2019). Cuando la generación renovable se reduce, crece el hueco térmico y la producción de los ciclos combinados de gas (CCG). Al crecer su aportación al mix, con los elevados precios del gas en estas fechas, empuja el POOL al alza.

Sin embargo, el precio de la electricidad este mes se ha mantenido muy por debajo de la estadística histórica de un mes de noviembre en el mercado mayorista. La fuerte caída de la demanda (- 5,3%) y el aumento de las importaciones (+ 150%) desde Francia han frenado el aumento de ese hueco térmico que ha generado la baja producción renovable.

De hecho, el hueco térmico ha disminuido del 20,8% al 18,7% con respecto al año pasado. Es una mala noticia para los ciclos combinados (CCG), que han dejado escapar una buena oportunidad para recuperar parte de los márgenes perdidos durante el año 2020, dado que estos se sitúan un 30% por debajo del año pasado.

La rentabilidad de las centrales de CCG está determinada en gran medida por la propagación máxima de chispas limpias (Peak CSS). Es decir, de la diferencia entre el costo variable del gas y las emisiones de carbono de la planta y el precio de la energía. El siguiente

gráfico muestra la evolución histórica promedio mensual y trimestral de los CSS en el momento de la entrega. Como se observa, el valor de los CSS medio de 2020 se sitúa en 8,41 €/MWh, mientras en 2019 fue de 13,69€/MWh. Tanto la pandemia como el crecimiento de la producción renovable están reduciendo los márgenes de esta tecnología.

La demanda se reduce más

La segunda ola de COVID-19 y unas temperaturas más cálidas de lo habitual han provocado un descenso del 5,3% de la demanda eléctrica en España, que acumula un recorte del 5,7% desde el 1 de enero. Por otra parte, el índice ASE CTEI de octubre de 2020 nos han revelado que la curva de demanda de las empresas clientes de Grupo ASE, mayoritariamente medianas y pequeñas del ámbito industrial, sigue en tasas muy negativas. Concretamente, en octubre su reducción con respecto a hace un año se situaba en el 8,83%.

La generación de electricidad en España se hunde un 11,8%

En Francia los buenos datos de producción nuclear, acompañados de una demanda interna débil por temperaturas más cálidas en las primeras semanas de noviembre, han abaratado los precios de su POOL, a excepción de la última semana, por la llegada de un frente frío. Este diferencial de precio ha propiciado un importante aumento (+ 150%) en las importaciones desde Francia.

La suma del fuerte descenso de la demanda eléctrica en España (-5,3%) y el elevado aporte de electricidad francesa (+150%) y portuguesa, llevan a un desplome del 11,8% en la generación de electricidad en España. Con el dato de este mes, la generación acumula un descenso del 3,4% respecto al año pasado.

La nuclear lidera el mix eléctrico

Solo la producción nuclear se ha mantenido al margen de la caída generalizada de la producción de electricidad en España. Todas las centrales nucleares han estado en funcionamiento, liderando el mix con el 24% y elevando su aportación un 35,8% frente a noviembre de 2019. La producción fotovoltaica también aumenta un notable 57%, pero apenas supone un 4% del mix.

Los futuros eléctricos se disparan al cierre de noviembre

Los precios de los mercados de futuros energéticos y commodities viven en constante agitación. Noviembre ha sido una montaña rusa, como viene siendo todo el 2020. La primera semana del mes comenzó con una ligera señal bajista en los mercados de electricidad, apoyada en la recuperación de la oferta de gas y de la producción nuclear en Francia, así como en la previsión de temperaturas cálidas. Pero pronto se produjo una corrección al alza, a consecuencia del resultado de las elecciones en EE. UU. y de los anuncios de las vacunas. La tercera semana los precios volvieron a corregir a la baja a medida que se disipaba la euforia inicial por las vacunas y la segunda ola de COVID-19 se agudizaba en Europa.

Finalmente, la cuarta semana y los últimos días de noviembre los mercados han vuelto a registrar fuertes avances. Esta vez a causa de la llegada de un frente frío a Europa y de una escasa oferta eólica. Además, se suma la preocupación por el anuncio de huelgas en las plantas de gas de Noruega y la fuerte subida en el mercado de emisiones de CO2.

En España, la elevación de los precios ha sido importante, pero más moderada que en el resto del continente. El Q1-21 ha subido un 5,4% hasta los 45,65 €/MWh y el Yr-21 escala hasta los 45,80 €, con un avance del 5%. En nuestro país la volatilidad es menor por varios motivos: una menor interconexión energética, más oferta de generación renovable y la oferta pico de la potencia de los ciclos combinados, que da estabilidad a nuestro mercado.

En Alemania, los precios de la energía han subido a corto plazo más de un 22%, hasta los 44,36 €/MWh. El Yr-21 se ha apuntado un +14% y se sitúa en 42,69 €/MWh. Hay que tener en cuenta que además de la llegada del frente frío, le afecta especialmente el mercado de emisiones de CO2 porque la producción de electricidad con lignito aún supone un 20% del mix alemán.

En Francia también ha pesado la escasa producción renovable que se espera, junto a temperaturas más frías, dado que podría tensionar sus precios por la escasa potencia pico del sistema francés, muy dependiente de las centrales nucleares. Su Q1-21 sube un 17,7%, hasta los 54,25 €/MWh, y el Yr-21 avanza un 11,9% hasta los 46,59 €/MWh. De esta forma, se sitúa de nuevo por encima del mercado español con una prima de 0,8 €/MWh.

Los precios del CO2 suben por las previsiones

Los precios del CO2 han cerrado el mes superando los 29€/t, tras más de dos meses por debajo de esa cota. La explicación se encuentra en un conjunto de factores: las previsiones meteorológicas apuntan a la llegada de un frente frío que pueden impulsar la demanda de EUAs para la producción de electricidad con gas y carbón en Europa. Además, el optimismo por la llegada de la vacuna y el incremento de subastas, tras conocerse que las subastas de la fase IV no comenzaran hasta febrero de 2021, también han ayudado a este impulso alcista.

En los próximos días el precio podría romper la barrera de los 30 €/t o, por el contrario, regresar a la parte baja del rango de los 24 €/t, como viene haciendo en los últimos meses. También cabe la posibilidad de que este mercado impredecible salte por lo aires, en el caso de que la demanda industrial en descenso no remonte y el resultado de la reunión de la Comisión Europea del 12 de diciembre, para el debate de la ley climática de los próximos lustros, no complazca a los mercados.
Mercados de gas: interrupciones, huelgas y frío elevan los precios

La escasez de suministro y el clima frío han hecho subir los precios del gas diario en Europa durante la última semana de este mes. Así mismo, han elevado las expectativas de los futuros a corto plazo. El spot TTF ha ganado un 5% hasta los 13,62 €/MWh y el Q1-21 sube un 5,7% hasta los 15,03€/MWh, por la llegada del frente frio y por las huelgas anunciadas en Noruega.

Los movimientos alcistas en el carbón, las emisiones de CO2 y el petróleo han empujado también a los futuros de gas para el año 2021 hasta los 14,24 €/MWh, un 4,8% por encima del cierre de octubre. En la última semana de noviembre, las expectativas de un incremento de la demanda por el clima en Europa han ganado terreno en los mercados europeos frente a las señales bajistas de altas existencias de gas y el aumento de las llegadas de gas natural licuado (GNL) desde EEUU.

En España, el mercado diario de gas (MIBGAS) registra una subida del 15,4% hasta los 14,29 €/MWh. Las causas de este incremento son la mayor demanda para gas por el frio en los últimos días de noviembre, una baja producción renovable y la caída del stock de gas almacenado.

La vacuna y la OPEP impulsan al Brent
El precio del barril ha experimentado una fuerte subida del 27,3%. Este movimiento viene impulsado por la vacuna contra el coronavirus y en su esperado efecto positivo sobre la economía. Sin embargo, la falta de demanda a largo plazo sigue generando grandes dudas.

La OPEP ha decidido mantener sus recortes sobre la producción. Esa contención y la expectativa de que, tras la vacuna, el mundo necesitará más energía, elevan las expectativas del precio del crudo.

Análisis de Grupo ASE
Los últimos días de noviembre han venido acompañados por los anuncios de la llegada inminente de la vacuna y por la entrada de un frente frio. Ambos factores han elevado las expectativas de los traders y se han registrado impresionantes subidas en los mercados energéticos en estos últimos días. Tanto es así, que las cotizaciones del carbón, del gas, de la electricidad y de las emisiones de CO2 para 2021 cotizan en valores superiores a los previos a la pandemia. Sin embargo, aunque los traders que operan en estos mercados esperan que, tras la vacuna, obviamente el mundo necesitará más energía, hay algunos problemas de excesos de oferta que existían con anterioridad y que la vacuna no resolverá milagrosamente.

En el corto plazo, nuestra previsión es que la llegada de temperaturas más frías a Europa puede no ser suficiente para sostener una subida prolongada del precio de los mercados de gas y electricidad. Solo en el caso de que se produzca una tormenta perfecta, con una masa de aire frío polar estancada y una baja producción renovable, junto con una escasa oferta nuclear en Francia, la presión sobre los precios sería sostenida.

De acuerdo con nuestro análisis fundamental, los precios se mantendrán relativamente bajos ante unas condiciones climatológicas normales para el invierno, los niveles relativamente altos de gas almacenado en Europa, el aumento del suministro de GNL desde EE. UU. y una demanda energética a la baja por la continuidad de los efectos de la COVID-19.

Informe de mercado Noviembre 2020

Precio del mercado diario (OMIE)

El POOL ha cerrado en 36,59 €/MWh, lo que supone una disminución del 22,4% frente a octubre de 2019 y un descenso del 12,8% respecto al mes pasado. La fuerte producción renovable y la contracción de la demanda eléctrica explican esta bajada del precio.

Precio del mercado eléctrico diario (POOL)

41,94
€/MWh

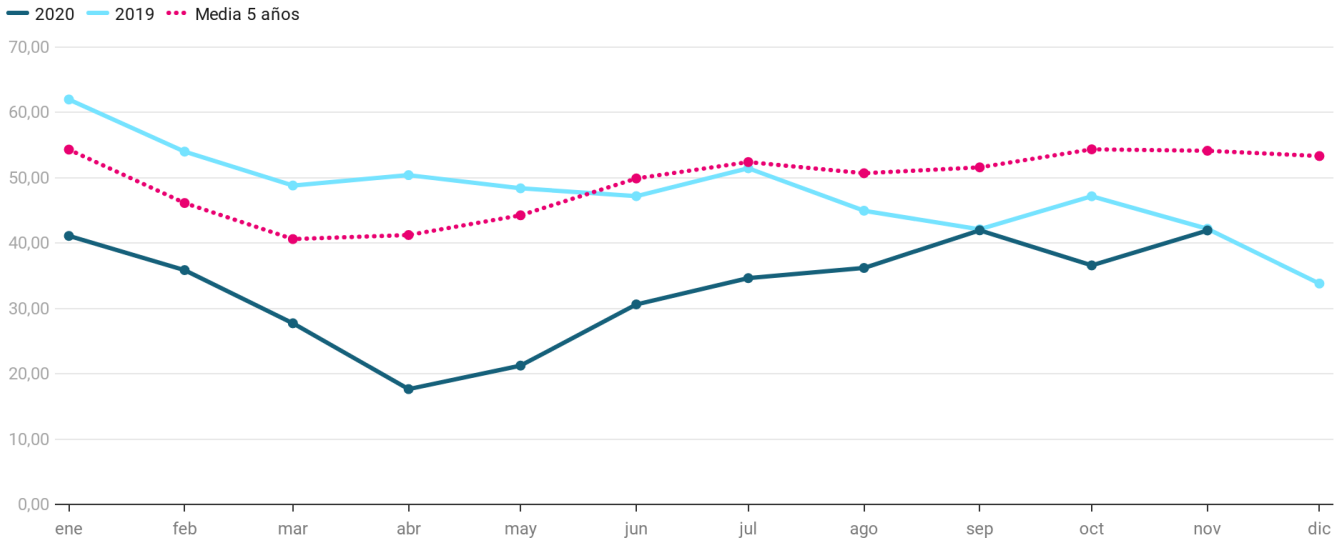
▲ -14,62% vs octubre 2020

▼ -0,6% vs noviembre 2019

Precio del mercado diario año móvil (365 días)

33,26
€/MWh

Precio del mercado diario eléctrico (OMIE)



PVPC

0,10481 €/kWh

+0,1% vs noviembre 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 0,10481 €/kWh. El PVPC sube un 0,1% respecto a noviembre del año pasado.

Precio medio final mercado libre

46,92 €/MWh

+0,6% vs noviembre 2019

El precio final medio de noviembre para los comercializadores libres y consumidores directos es de 46,92€/MWh, una vez sumados todos los componentes del precio. Aumenta ligeramente (+ 0,6%) en comparación con 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 4,98€/MW. Los sobrecostes suben 0,5 €/MWh (+ 11,6%) frente a noviembre de 2019 debido al encarecimiento de las restricciones (+ 1,13 €/MWh). Por otro lado, la bajada de los costes del Servicio de Interrumpibilidad (- 0,76 €/MWh) compensan parcialmente el aumento de las restricciones.

Demanda

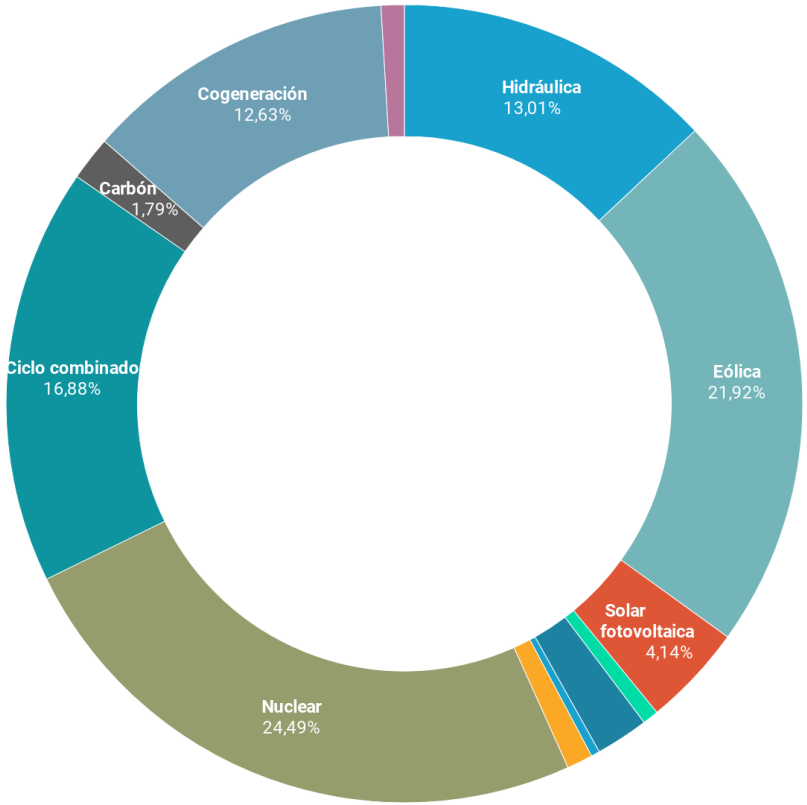
La demanda peninsular de energía eléctrica ha registrado un descenso del 5,3% respecto a la de noviembre de hace un año. Si se tienen en cuenta los efectos del calendario y las temperaturas, la demanda peninsular de energía eléctrica disminuyó un 2,9%.

Generación

La generación ha experimentado un fuerte retroceso (- 11,8%) en noviembre. De las cinco grandes tecnologías del mix, solo ha aumentado la producción la nuclear, que crece el 35,4% porque a lo largo del mes se han ido acoplando todas las centrales del parque. Las renovables retroceden un 26% por la fuerte reducción de la eólica (- 42,7%). Las energías fósiles siguen a la baja. En concreto, los ciclos combinados caen un 18,3%. La energía hidráulica, con los embalses con un 20% más de capacidad disponible de generación que el año pasado, han reducido su producción el 5% y se colocan un 9,2% por debajo de la media de los últimos años. La que sí ha crecido en términos absolutos es la fotovoltaica, que con un avance del 59,3% anual, aporta el 4% del mix eléctrico. La cogeneración, en cambio, se deja un 2,8% respecto al año pasado y suma el 13% del mix.

Este mes la generación nuclear y la eólica han dominado las horas valle. En las horas punta, los ciclos combinados y la hidráulica ganan terreno por el descenso de la oferta renovable. Destaca la reducción de la aportación fotovoltaica por la menor radiación solar.

Mix noviembre 2020



- **Hidráulica** (13,01%)
- **Eólica** (21,92%)
- **Solar fotovoltaica** (4,14%)
- **Solar térmica** (0,65%)
- **Otras renovables** (2,14%)
- **Residuos renovables** (0,35%)
- **Turbinación bombeo** (1,05%)
- **Nuclear** (24,49%)
- **Ciclo combinado** (16,88%)
- **Carbón** (1,79%)
- **Cogeneración** (12,63%)
- **Residuos no renovables** (0,94%)

Renovables

La generación proveniente de fuentes renovables se reduce y representa el 42,2% del mix, frente al 50,3% que alcanzó en noviembre del año pasado o al 48,3% del pasado mes de octubre. Este descenso se ha debido, sobre todo, a la menor producción eólica.

Libre de emisiones

La generación libre de emisiones CO2 ha representado el 67,8% del mix de noviembre, frente al 67% del mismo mes del año pasado. La reducción de las emisiones anual, en volumen de Toneladas de CO2, es del 22,2%. Esta notable rebaja se debe al aumento de la producción nuclear y de las importaciones, que han compensado el retroceso renovable.

Generación eólica

Los días de noviembre en los que la generación eólica no llegado a cubrir el 20% de la demanda, los precios del POOL se han visto presionados al alza. La producción eólica de este mes ha sido de 4.168 MWh, un 42,7% inferior a la de noviembre de 2019 y está un 15,5% por debajo de la media de los últimos cinco años.

Generación fósil o hueco térmico

El hueco térmico en noviembre ha bajado al 18,7 % de la generación, frente al 20,8%, del año anterior. La disminución de la demanda y el aumento de las importaciones han reducido el hueco de estas tecnologías para entrar en las ofertas de casación. Eso sí, en relación al mes pasado, el hueco ha crecido por la disminución de renovables.

Generación hidráulica y estado de los embalses

La hidráulica ha dominado los precios de casación en noviembre con el 55% de las horas. Cierra con un precio de 43,86 €/MWh y una subida del 6%. Los ciclos combinados de gas aumentan sus precios de casación un 9% respecto al mes pasado, con un precio medio de 42,34 €. Las tecnologías renovables y la cogeneración cierran con una subida del 21,7% y un precio medio de 34,8€.

Márgenes de chispas limpias (CSS)

La rentabilidad de una central de ciclos combinados de gas (CCG) está determinada en gran medida por la propagación máxima de chispas limpias (Peak CSS). Es decir, por la diferencia entre el costo variable de gas y emisiones de carbono de la planta y el precio de la energía. El siguiente gráfico muestra la evolución histórica promedio mensual y trimestral de los CSS en el momento de la entrega. El valor medio de los CSS de 2020 se sitúa en 8,41 €/MWh, mientras en 2019 fue de 13,69€/MWh. La pandemia y el crecimiento de la producción renovable están reduciendo los márgenes de esta tecnología.

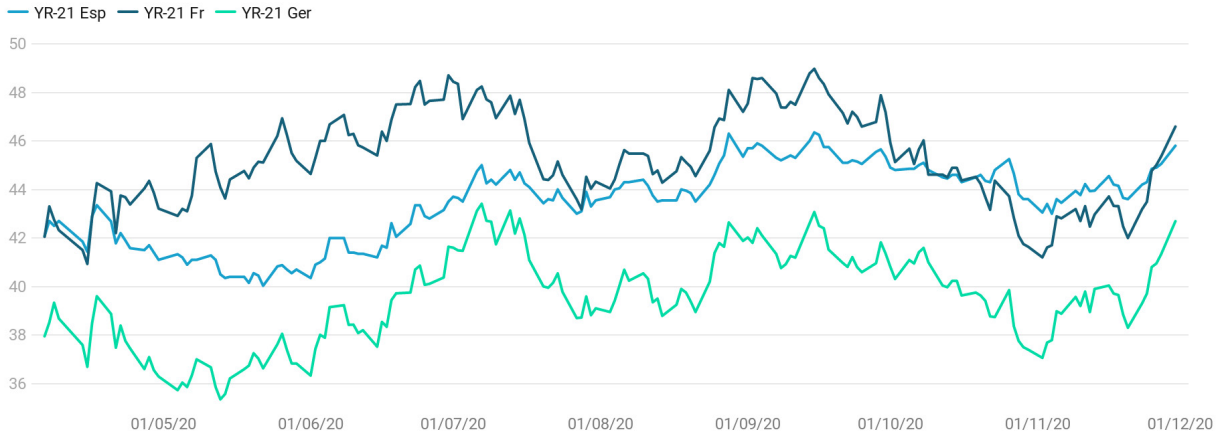
Precios de casación por tecnologías

La hidráulica ha dominado los precios de casación en noviembre con el 55% de las horas. Cierra con un precio de 43,86 €/MWh y una subida del 6%. Los ciclos combinados de gas aumentan sus precios de casación un 9% respecto al mes pasado, con un precio medio de 42,34 €. Las tecnologías renovables y la cogeneración cierran con una subida del 21,7% y un precio medio de 34,8€. La hidráulica ha dominado el 55,6% de las horas de casación de noviembre.

Saldo de las interconexiones

En noviembre las interconexiones han tenido un elevado saldo importador y han cubierto el 5,6% de la demanda. El motivo principal ha sido la recuperación de la producción nuclear en Francia.

Mercados de futuros eléctricos



Los futuros eléctricos se disparan al cierre de noviembre por la entrada de un frente frío y la subida de las emisiones de CO2

Los precios de los mercados de futuros energéticos y commodities viven en constante agitación. Noviembre ha sido una montaña rusa, como viene siendo todo el 2020. La primera semana del mes comenzó con una ligera señal bajista en los mercados de electricidad, apoyada en la recuperación de la oferta de gas y de la producción nuclear en Francia, así como en la previsión de temperaturas cálidas. Pero pronto se produjo una corrección al alza, a consecuencia del resultado de las elecciones en EE. UU. y de los anuncios de las vacunas. La tercera semana los precios volvieron a corregir a la baja a medida que se disipaba la euforia inicial por las vacunas y la segunda ola de COVID-19 se agudizaba en Europa.

Finalmente, la cuarta semana y los últimos días de noviembre los mercados han vuelto a registrar fuertes avances. Esta vez a causa de la llegada de un frente frío a Europa y de una escasa oferta eólica. Además, se suma la preocupación por el anuncio de huelgas en las plantas de gas de Noruega y la fuerte subida en el mercado de emisiones de CO2.

En España, la elevación de los precios ha sido importante, pero más moderada que en el resto del continente. El Q1-21 ha subido un 5,4% hasta los 45,65 €/MWh y el Yr-21 escala hasta los 45,80 €, con un avance del 5%. En nuestro país la volatilidad es menor por varios motivos: una menor interconexión energética, más oferta de generación renovable y la oferta pico de la potencia de los ciclos combinados, que da estabilidad a nuestro mercado. En Alemania, los precios de la energía han subido a corto plazo más de un 22%, hasta los 44,36 €/MWh. El Yr-21 se ha apuntado un +14% y se sitúa en 42,69 €/MWh. Hay que tener en cuenta que además de la llegada del frente frío, le afecta especialmente el mercado de emisiones de CO2 porque la producción de electricidad con lignito aún supone un 20% del mix alemán. En Francia también ha pesado la escasa producción renovable que se espera, junto a temperaturas más frías, dado que podría tensionar sus precios por la escasa potencia pico del sistema francés, muy dependiente de las centrales nucleares. Su Q1-21 sube un 17,7%, hasta los 54,25 €/MWh, y el Yr-21 avanza un 11,9% hasta los 46,59 €/MWh. De esta forma, se sitúa de nuevo por encima del mercado español con una prima de 0,8 €/MWh.

MERCADOS DE GAS

ANÁLISIS

Los precios de gas suben por la llegada de un frente frío a Europa, la subida del CO2, del carbón y del Brent y la escasa oferta renovable

A pesar de que las existencias en Europa se encuentran en niveles muy altos -en torno al 90%- y de que las dudas sobre la oferta de gas van desapareciendo a medida que se confirman las cargas de GNL para diciembre y el primer trimestre de 2021, los precios diarios y de corto plazo se han disparado en los mercados de gas. Las razones hay que buscarlas en la bajada de las temperaturas en Europa y la escasa oferta renovable que predice el mercado, lo que llevará a una fuerte demanda de gas para producción eléctrica. La previsión del TTF de diciembre ha subido un 5% y la del Q1-21 un 5,7%. La subida del precio de las emisiones de CO2 (+ 23%), del carbón (+ 16,8%) y del barril de Brent (+ 27%), han empujado al alza toda la curva del Yr-21 un 4,8%.

SE REACTIVAN LAS IMPORTACIONES DE GNL DESDE EE. UU.

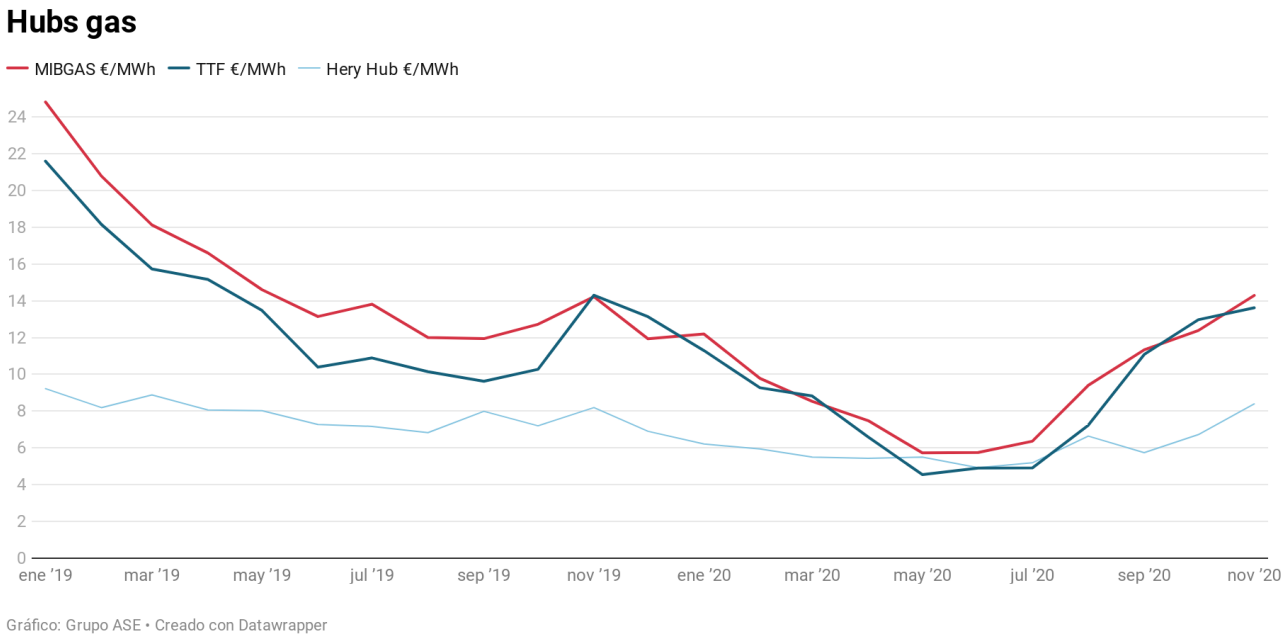
En un mercado con exceso de oferta, como el del gas, la dinámica de las exportaciones de gas natural licuado (GNL) de EE. UU. es un factor clave de los precios del gas en Europa y Asia.

Sin hacer un análisis muy profundo de la dinámica de las fuerzas que actúan en el equilibrio del mercado, observamos una activación importante de las importaciones de gas de EE. UU. para los próximos meses hacia Europa. La razón principal que lo sustenta es la subida de los precios del TTF holándes (principal mercado europeo), donde compradores y vendedores fijan sus posiciones, dado que arroja unos márgenes atractivos sobre el mercado de gas Henry Hub de EE. UU. Otro motivo de peso es la recuperación de la actividad de fracking, después del colapso que sufrió el tercer trimestre del 2020. El derrumbe de los precios de gas en Europa y del barril de Brent llevó al cierre a numerosas empresas de perforación. A algunas de ellas incluso a la quiebra, por los escasos márgenes.

Sin embargo, la actividad de fracking en América del Norte ha iniciado noviembre de forma positiva. Revierte la desaceleración de los meses anteriores y registra un 12% más respecto a octubre. Según la Administración de Información Energética de EEUU (EIA), la producción de petróleo crudo en el país disminuirá en la primera mitad de 2021 y aumentará en la segunda parte del año. Se estima que se alcanzarán los 11,1 millones de barriles diarios de media en 2021, lo que supone un 9% menos en relación a los niveles de 2019 y un 3% menos frente a 2020. Como ejemplo, Enagás informó el 26 de noviembre de que España tiene previsto recibir 28 cargamentos de GNL en diciembre de este año, ocho más que en el mismo mes del año pasado. Reino Unido y Holanda también han visto cómo se incrementaban las llegadas de GNL en las últimas semanas.

TTF (Holanda)

Los precios del TTF se han recuperado con la caída de las temperaturas. El anuncio de esta bajada de las temperaturas, la baja producción eólica y la disminución del suministro noruego han impulsado los precios. La capacidad de almacenamiento estaba por debajo de los niveles históricos a principios de noviembre, pero se equiparó a los niveles de 2019 hacia el día 20, debido a las inyecciones de almacenamiento. El envío de GNL está aumentando en las últimas semanas, con la llegada de cinco buques de cargados de GNL a Gate Terminal. El precio medio diario del TTF en noviembre ha sido de 13,62€ / MWh y experimenta una subida del 5% respecto al mes pasado. La cotización del Q1-21 sube un 5,7% hasta los 15,03 €/MWh y el Yr-21 sube un 4,8% hasta los 14,24 €/MWh.



MIBGAS (España)

El precio diario sube un 20,5% y alcanza el máximo en 8 meses

Las menores existencias están aumentando el diferencial entre el precio diario del MIBGAS español (PVB) y el TTF holandés. Los precios del gas español aumentaron la última semana de noviembre, por la menor oferta renovable y las retiradas de almacenamiento.

El nivel total de almacenamiento de gas en España cayó al 72% el 29 de noviembre, lo que ayudó a impulsar durante las dos últimas semanas las primas de los contratos de PVB, frente a los equivalentes de TTF. Se espera que las llegadas de GNL aumenten durante diciembre, pero la expectativa de una fuerte demanda ha elevado la previsión del Q1-21 en un 8,8% hasta los 16,19 €/MWh.

Henry Hub (EEUU)

La previsión de temperaturas cálidas y altas reservas reducen los precios de futuros de gas en EEUU

El precio diario del Henry Hub (H. H.) aumenta a medida que la demanda crece con el frio, aunque lo hace por debajo de lo esperado por temperaturas más cálidas de lo normal y por el elevado almacenamiento. El precio diario medio se elevó hasta los 8,4 €/MWh, un 24,8% por encima del mes de octubre. La cotización a corto plazo apunta a unas previsiones más cálidas. El Q1-21 baja hasta los 8,44 €, y se deja un 14%.

OTRAS MATERIAS PRIMAS

Emisiones de CO_2

Los precios del CO2 han superado los 29€/ al cierre de noviembre, después de más de dos meses alejados de esa cota. Varios motivos han influido: las previsiones meteorológicas apuntan a la llegada de un frente frío, que puede impulsar la demanda de EUAs para la producción de electricidad con gas y carbón en Europa. El optimismo por la llegada de la vacuna y el incremento de subastas, después de conocerse que las subastas de la fase IV no comenzarán hasta febrero de 2021, también han ayudado a este impulso alcista.

En los próximos días el precio podría romper los 30 €/t o volver de nuevo a la parte baja del rango de los 24 €/t, como viene haciendo en los últimos meses. También cabe la posibilidad de que este mercado, impredecible, salte por lo aires si la demanda industrial en descenso no remonta y el resultado de la reunión de la Comisión Europea para el debate de la ley climática de los próximos lustros, el 12 de diciembre, no complace a los mercados.

Índices ASE

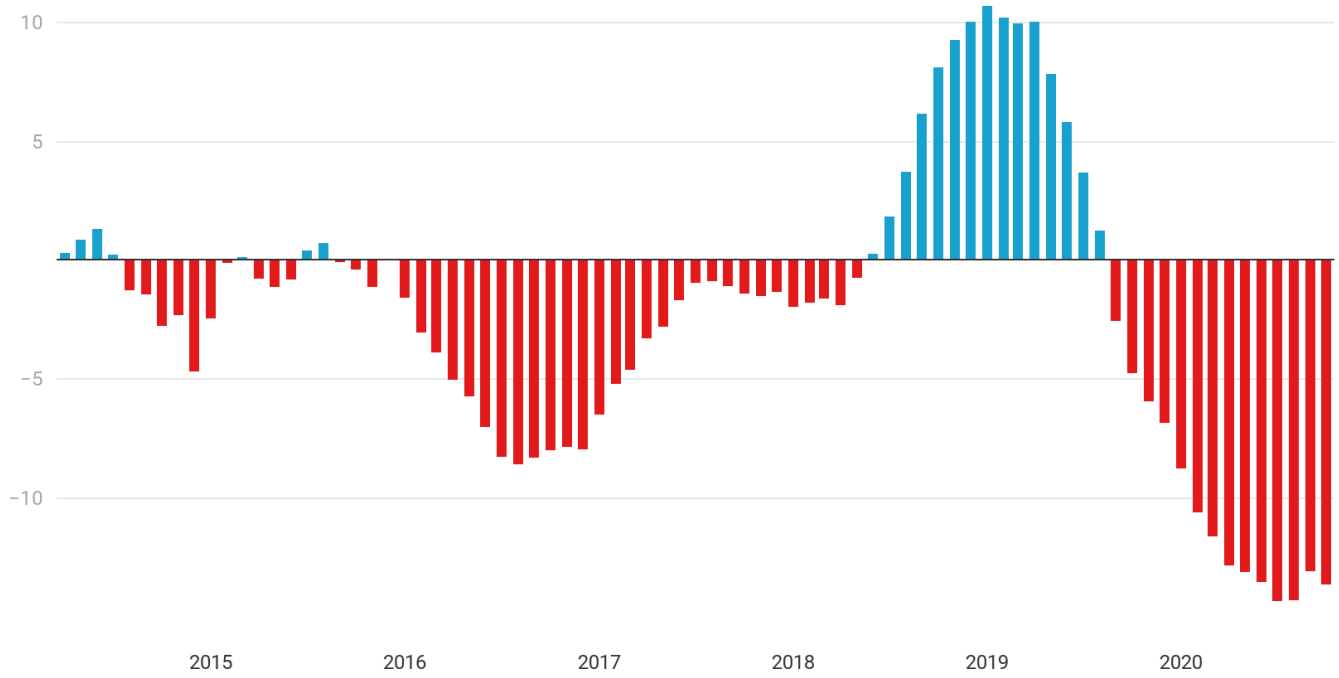
Grupo ASE, con la información que le proporcionan 600 puntos de suministro, elabora índices de precio y consumo de electricidad:

- **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

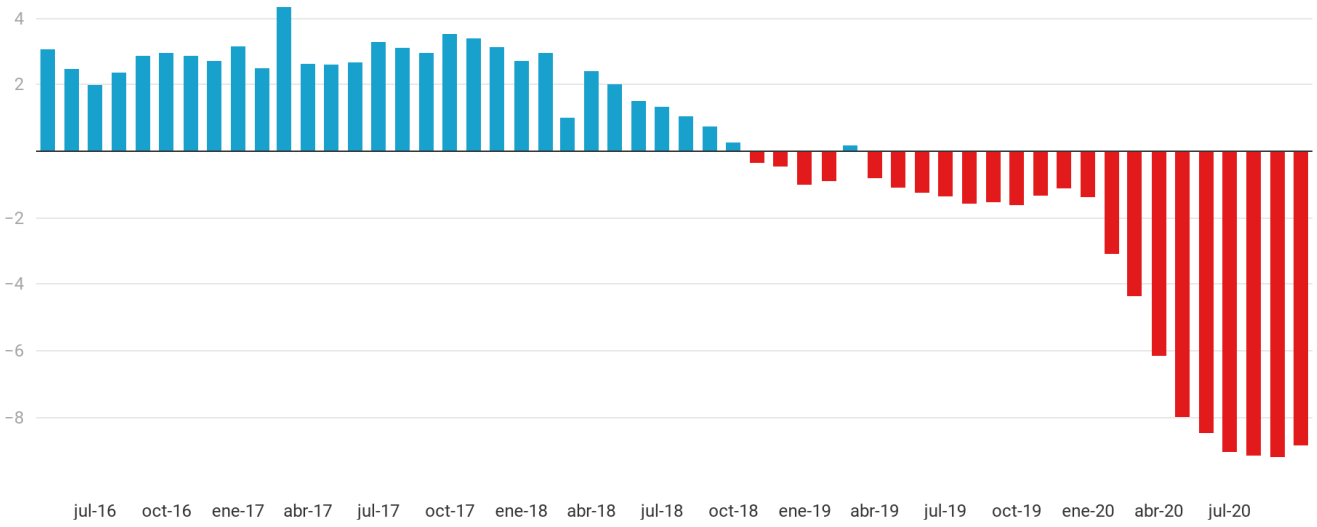
El índice ASE PTEI Total desciende un 13,65% frente a octubre de 2019. El índice ASE PTEI de Energía, que refleja el coste de aprovisionamiento de las empresas en los mercados eléctricos, bajó en octubre un 19,93% y el coste de los accesos (distribución) descendió un 0,58% en relación a octubre de 2019.



ASE CTEI

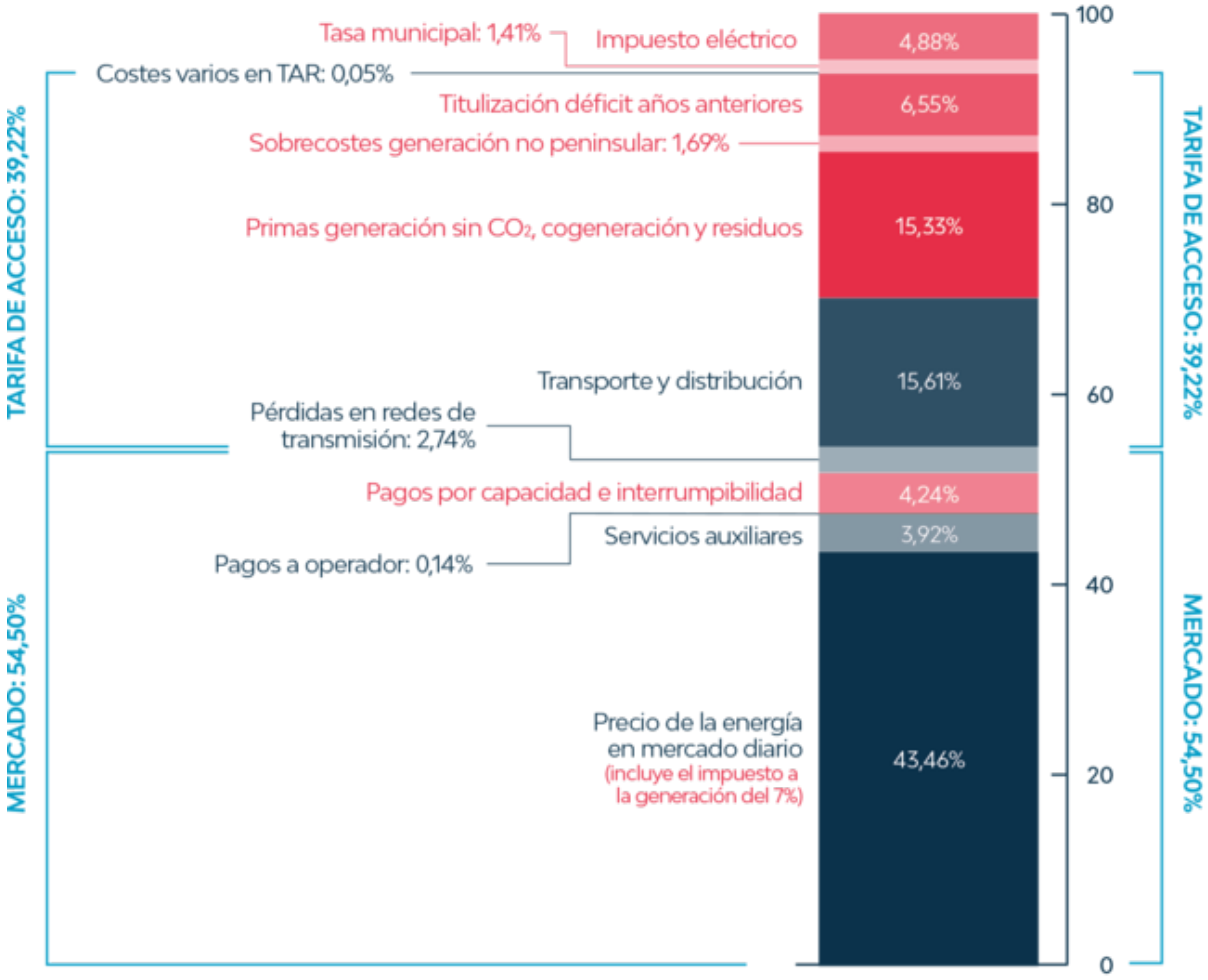
Tasa Variación Interanual (%) del Índice ASE CTEI Total

Octubre se anotó un descenso del 8,83% del consumo frente al mismo mes del año anterior.



Escandallo aproximado de costes de la electricidad para el consumidor de alta tensión

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