



## MARKET CLIP

# El precio de la luz

Ignacio Dolz de Espejo. 22 de Octubre de 2021

La semana pasada se inició con miradas recelosas a la subida de salarios en EE.UU. Un dato que determinó un comienzo a la baja en bolsas y subida de tipos en la deuda pública, donde el 10 años americano comenzaba en 1,62%, nivel no visto desde antes de verano. Los datos de empleo fueron flojos, pero esto no parecía que fuera a cambiar la determinación de la FED, a quién se le espera el próximo 3 de noviembre.

En Europa el 10 años alemán llegó a tocar el -0,08%, cotizando subidas anticipadas en Europa, que empezarán en el Reino Unido con expectativas de subir 15 puntos básicos antes de cerrar el año, para controlar la inflación.

Finalmente la semana cerró sin grandes cambios, con el 10 años americano en 1,59% y el alemán en -0,15%, poco a poco, vamos viendo una tendencia al alza en los tipos de interés en casi todos los plazos.

Este miércoles, sin embargo, vimos subidas en las expectativas de tipos a muy corto plazo descontando una actuación temprana de la FED, que provocaron un aplanamiento del resto de la curva, ¿puede ser la tendencia a corto plazo?. En renta fija privada vimos ligeros estrechamientos en *Investment Grade* y *High Yield* después de los repuntes de la semana previa, hasta cerrar el primero con un diferencial de 50 puntos y el segundo en 256 puntos.

Las expectativas de inflación en Europa ya se sitúan en 1,88% y en EE.UU. en el 2,56%. Con estos mimbres, la FED prepara su reunión del 3 de noviembre, fecha en la que puede anunciar el inicio de la reducción de sus compras de activos (*tapering*).

Sin embargo, no todo tiene por qué ser malo. Ha comenzado con fuerza la temporada de resultados, impulsada por los bancos que son los primeros en reportar.

”

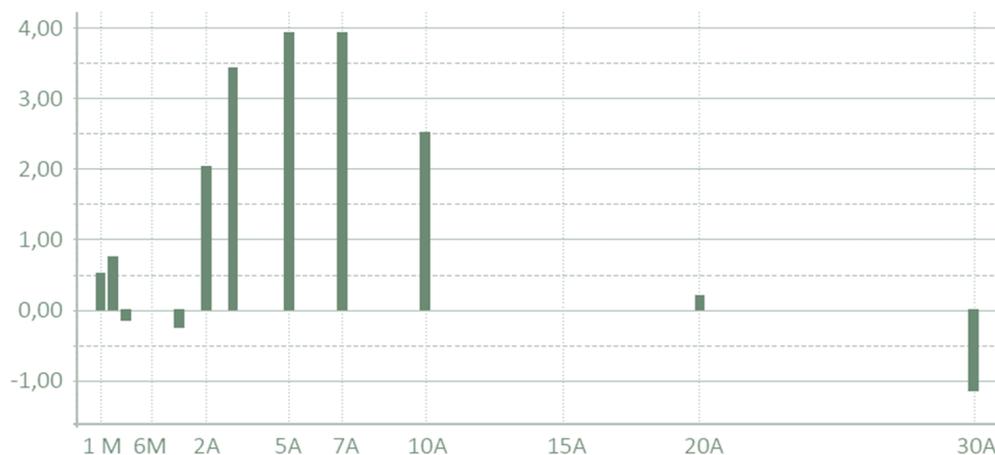
Los precios siguen subiendo y poco a poco vamos viendo una tendencia al alza en los tipos de interés en casi todos los plazos, aunque la curva se está aplanando.

”

Es decir, el mercado espera subidas de tipos de los bancos centrales, reflejadas en mayores alzas de los tipos a corto plazo que de los largos.

1. Ayer vimos alzas en las expectativas de tipos a muy corto plazo, que provocaron un aplanamiento del resto de la curva

Fuente: Bloomberg



Batieron expectativas JPMorgan, Bank of América, Citi y Morgan Stanley, aunque los resultados parecen apalancados en menores provisiones.

Para terminar la semana con buenos datos de ventas minoristas en septiembre, que apoyaron el buen tono de unas bolsas que empezaron renqueantes y terminaron con fuerza, en general. Así, el Ibex 35 fue de los más flojos en la semana, con subidas del 0,47%, mientras el Eurostoxx lo hizo con un 2,69% y el S&P 500 con un 1,82%. El dólar se apreció ligeramente, hasta cerrar en 1,16 frente al euro, con un petróleo que sigue su senda alcista con subidas del 3,7% en el West Texas hasta cerrar en 82\$.

Esta semana, tendremos que poner el punto de mira en los precios. Se publicó el IPC anual de Reino Unido y de la Zona Euro, que salió un poco peor de lo esperado, así como los datos de inventarios de petróleo en EE.UU., que han salido mejor que lo esperado, indicando que hay más demanda que oferta.

Previamente, el martes a mediodía, compareció Bailey, gobernador del BoE, que dio algo de luz a una posible subida de tipos.

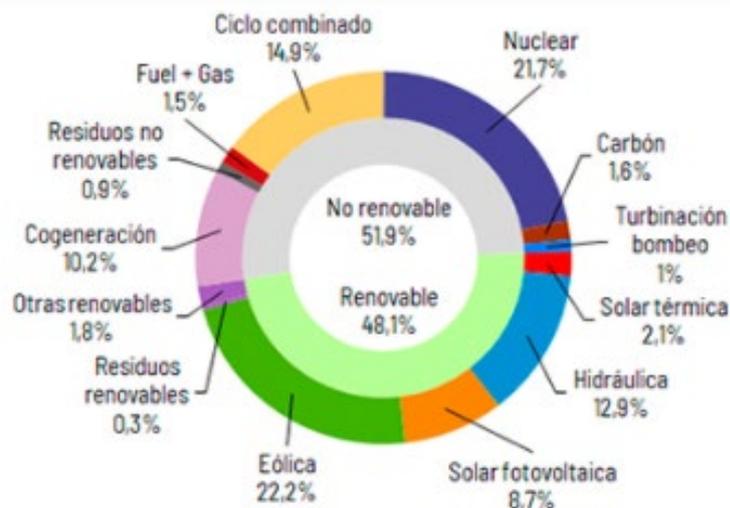
## El precio de la luz

### ¿Quién es quién en el sistema eléctrico español?

El sistema eléctrico español engloba las siguientes actividades y a los siguientes jugadores:

- **Producción:** generación de la energía eléctrica, esto es, la transformación de una energía primaria (nuclear, térmica, eólica, solar...) en eléctrica mediante una tecnología concreta. Se lleva a cabo por parte de los operadores encargados de ello, que posteriormente inyectan en la red de transporte.
- **Transporte:** actividad regulada consistente en transmitir la energía eléctrica en alta tensión —medio físico que reduce las pérdidas del caudal de corriente— desde los centros de generación hasta los puntos de distribución. El único transportista en nuestro país es Red Eléctrica de España, en régimen de exclusividad.
- **Distribución:** operación consistente en llevar la energía eléctrica desde los puntos de distribución hasta los centros de consumo. Las empresas encargadas utilizan para ello redes de media y baja tensión.

## 2. Estructura de la generación de enero a septiembre de 2021



Fuente: Red Eléctrica Española (REE) 2021

- Comercialización: compra de la electricidad a los generadores para su posterior venta al consumidor final. A pesar de su liberalización en 1997, cerca del 90% está acaparada por cinco grandes operadores, dos de los cuales concentran el 70% de la facturación.

En cuanto a las distintas tecnologías de generación de energía eléctrica, estas pueden utilizar combustibles fósiles (gas, carbón, nuclear o fueloil) o recursos naturales como la luz solar, el viento o el agua. Lógicamente, la producción de este segundo grupo no es predecible y depende de factores climáticos. Por ello, y dado que la electricidad, hoy por hoy, no es almacenable a gran escala, para una adecuada gestión de la demanda es preciso contar también con el primer grupo de tecnologías.

## ¿Cómo se fija el precio de la luz en el mercado mayorista?

El sistema de precios que impera en los mercados eléctricos europeos es marginalista, es decir, que en cada franja horaria, el precio lo fija la última planta generadora necesaria para cubrir la demanda.

El sistema empleado para ello es una subasta que se realiza para cada hora del día teniendo en cuenta la cantidad de electricidad demandada. Las plantas de generación efectúan sus ofertas al operador del sistema para cada franja horaria y el operador va cubriendo o casando la demanda con esas ofertas, empezando por las que ofrecen la electricidad a un precio más bajo.

Para cada franja horaria, la última planta cuya electricidad ofrecida es casada con la demanda es la que marca el precio para todas las plantas que se habían casado previamente. Todas las plantas que venden electricidad en esa hora reciben el mismo precio.

A este mercado diario, denominado pool, es al que las generadoras lanzan cada una de sus ofertas para el día siguiente, buscando satisfacer la demanda del mercado.

El orden habitual de entrada de tecnologías suele incluir, en primer lugar, a aquellas plantas que, por cuestiones técnicas o económicas, tienden a ser precioaceptantes.

Las razones técnicas responden a lo poco operativo que resulta detener la producción para ciertas plantas generadoras de electricidad, como las centrales nucleares, por lo que se ven obligadas a seguir produciendo, aunque los precios sean bajos; los motivos económicos tienen que ver con que la electricidad generada por plantas como centrales hidroeléctricas y parques eólicos o solares, si no se utiliza, se pierde.

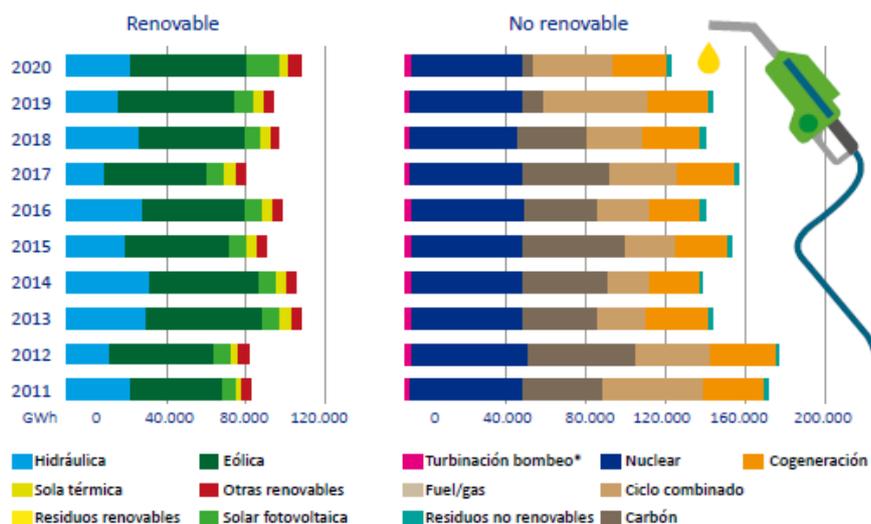
Tras las precioaceptantes, entran las centrales hidráulicas, que pueden gestionar el volumen de agua embalsada y decidir cuándo producir. Y, por último, las centrales de carbón y de ciclo combinado (gas), que deben cubrir con el precio un coste variable elevado (el del combustible) para que tenga sentido, económicamente hablando, que produzcan electricidad.

### 3. Evolución de la producción de energía eléctrica renovable y no renovable peninsular.

La producción neta de las instalaciones no renovables e hidráulicas UGH tienen descontados sus consumos propios. En dichos tipos de producción una generación negativa indica que la electricidad consumida para los usos de la planta excede su producción bruta.

\*Turbinación de bombeo puro + estimación de turbinación de bombeo mixta

Fuente: REE



En ocasiones, cuando la oferta disponible no es suficiente, es preciso recurrir a plantas menos competitivas que necesitan un precio muy alto para que su producción sea rentable.

Como factor extra, hay que tener en cuenta el derecho de emisión de CO<sub>2</sub>: las plantas que queman combustibles fósiles (petróleo, carbón, gas natural y gas licuado del petróleo) para producir electricidad tienen que pagar un coste por la emisión de CO<sub>2</sub> a la atmósfera.

Esta medida persigue, desde el año 2005 y en el marco del Protocolo de Kioto, la limitación de tales emisiones en la Unión Europea (UE). Para cubrir ese sobrecoste, las entidades internalizan —dentro de sus ofertas de precios en las subastas diarias de electricidad— al operador del sistema.

La subida del precio de la luz, que acapara gran parte de la prensa diaria desde hace semanas, se debe a diversos factores. Los tres principales son, por una parte, la recuperación de la actividad post-COVID —la demanda se ha acelerado muy rápido—; por otra, la sustitución del carbón y parte de la energía nuclear por el gas, en un momento en que el precio de este es muy alto; y, por último, la subida del precio de los derechos de emisión de CO<sub>2</sub>. Dado que el ciclo combinado es la tecnología que acaba fijando el precio en la mayoría de las ocasiones, el mencionado incremento del precio del gas es el factor más importante que explica la subida del precio de la electricidad.

Por otra parte, el cierre de centrales nucleares y la inversión en renovables ha tenido como consecuencia que el reparto de generación de electricidad por tecnología haya cambiado mucho en los últimos años.

Han ganado peso las renovables y lo han perdido las fuentes de generación más tradicionales, fundamentalmente el carbón, tal como se puede observar en el gráfico 3. Además, en el año 2027 se empezarán a desconectar las grandes centrales nucleares hasta que, en 2034, se haya cerrado la mayoría.

Tal como puede apreciarse, la nuclear tiene mucho peso en la producción, por lo que el cierre de esas plantas nos hará aún más dependientes del gas y de las renovables.

## ¿Por qué ha subido tanto el precio del gas?

Tal como hemos ya hemos señalado, el gas se ha convertido en el elemento decisivo a la hora de fijar el precio marginal. El problema es que la demanda mundial de esta fuente de energía ha subido con fuerza en los últimos meses, llegando a multiplicar su precio por 6 en Europa con respecto al de hace un año, y por 2,6 y 4,5 en Estados Unidos y Asia, respectivamente.

Este incremento se debe, principalmente, a dos factores entrelazados: por una parte, el hecho de que el pasado invierno se alcanzasen temperaturas muy bajas provocó que las reservas de gas se sitúen ahora en niveles también muy bajos; por otra parte, la lógica reactivación de la economía tras la pandemia ha disparado el consumo industrial.

Además, intervienen otros factores como el descenso de la inversión por parte de las grandes compañías productoras y ciertas cuestiones geopolíticas como, por ejemplo, la reducción del suministro de gas al Viejo Continente por parte de Rusia y el reciente conflicto del gaseoducto del Magreb.

El gas llega a nuestro país tanto a través de gasoductos como en barcos metaneros en forma de gas natural licuado (GNL). Este se procesa en las plantas de regasificación que inyectan el gas, ya en estado gaseoso, en la red.

De los dos gasoductos que lo traen desde Argelia hasta España, el más antiguo atraviesa Marruecos y entra en la Península por el Estrecho de Gibraltar. Por tanto, la ruptura de relaciones diplomáticas entre Argelia y Marruecos pone en riesgo el funcionamiento de esta infraestructura. Su capacidad (12 bcm o miles de millones de metros cúbicos al año) es relevante en el contexto de los 40 bcm de demanda española anual prepandemia.

La parada de actividad de esta instalación nos haría más dependientes del mencionado GNL, cuyo precio es mucho más volátil y está sujeto a los vaivenes de la demanda internacional. Este riesgo se magnifica en contextos como los actuales, donde un conjunto de diversas circunstancias ha llevado al precio spot (al contado) del gas a alcanzar niveles récord, tal como se explicaba anteriormente.

Por otro lado, la UE ha endurecido recientemente su normativa respecto a los certificados de CO<sub>2</sub>, instrumentos que las industrias que contaminan deben comprar para compensar sus emisiones. En gran parte, como consecuencia de estos objetivos más ambiciosos de la UE, el precio de estos certificados o derechos de emisión se ha visto incrementado de forma sensible.

Tal y como ya se ha señalado, las plantas de ciclo combinado incluyen en el precio al que ofertan su electricidad, el coste de los derechos de emisión, lo que impulsa aún más hacia arriba el precio final de aquella en el mercado mayorista o pool.

## ¿Cuál es el impacto en nuestra factura de la luz?

En el recibo de la luz, en general, podemos distinguir dos componentes:

- El primero son los “peajes”, que cubren la parte más o menos fija de la factura y recogen los gastos asociados a llevar la electricidad hasta los hogares —esto incluye los pagos a los propietarios de las redes de transporte y distribución y otros costes como las primas a las plantas renovables que tienen derecho a ellas—.

Este importe se reparte entre el total de kilovatios hora (kWh) del sistema y se imputa a cada cliente en función de su consumo, pero suele ser una cantidad equivalente por unidad de consumo.

También podemos asimilar a este bloque el coste de la potencia contratada, que, aunque variará según el cliente, tampoco debería oscilar mucho de compañía a compañía.

- El segundo componente recoge el precio de la energía, esto es, del kWh propiamente dicho. Aquí es donde vamos a sufrir el impacto de los mayores precios del mercado mayorista que veíamos antes.

Los consumidores domésticos podemos encontrarnos vinculados a dos tipos de contratos distintos con la comercializadora de electricidad. Según el que tengamos, el precio que pagaremos por los kWh consumidos recogerá de forma diferente esta reciente subida del precio del mercado mayorista.

En el caso del contrato regulado o “tarifa regulada”, el precio del mercado mayorista se actualiza cada mes. La comercializadora recibe un pequeño margen, pero repercute de forma directa el precio al que tiene que comprar la electricidad en dicho mercado mayorista.

Lógicamente, tal repercusión funciona en los dos sentidos: si el precio del mercado mayorista desciende, el mes siguiente se actualizará de forma automática el precio de la energía para los clientes bajo esta modalidad de contrato.

En el segundo caso, el consumidor está fuera de la tarifa regulada y tiene un contrato diferente con la comercializadora, generalmente por un periodo de un año. Esta modalidad pertenece al mercado liberalizado: cliente y comercializadora acuerdan un precio determinado para el kWh de los siguientes doce meses, con independencia de lo que ocurra con el del mercado mayorista.

De este modo, el cliente sabe lo que va a pagar y es la comercializadora la que asume el riesgo de lo que ocurra en el pool. Transcurridos los doce meses, se revisarán las condiciones del contrato.

En la actualidad se estima que, en el conjunto del sistema eléctrico —no solo de los clientes domésticos—, cerca del 90% de la electricidad vendida se enmarca en contratos libres.

## ¿Qué impacto tiene todo lo anterior en las compañías cotizadas?

Por mucho que el precio de la electricidad haya subido y vaya a seguir haciéndolo, no parece razonable esperar que todo el sobreprecio pase a engrosar los márgenes de las compañías eléctricas.

Aunque sus plantas de generación vendan a precios más altos en el mercado mayorista, sus divisiones de comercialización también tenían comprometida la electricidad, en gran medida, con sus clientes en plazos de, al menos, un año, a precios sensiblemente más reducidos. Habitualmente, las eléctricas no quieren un mercado volátil; la naturaleza de su negocio implica cubrir sus costes y asegurar los márgenes, aunque sean reducidos.

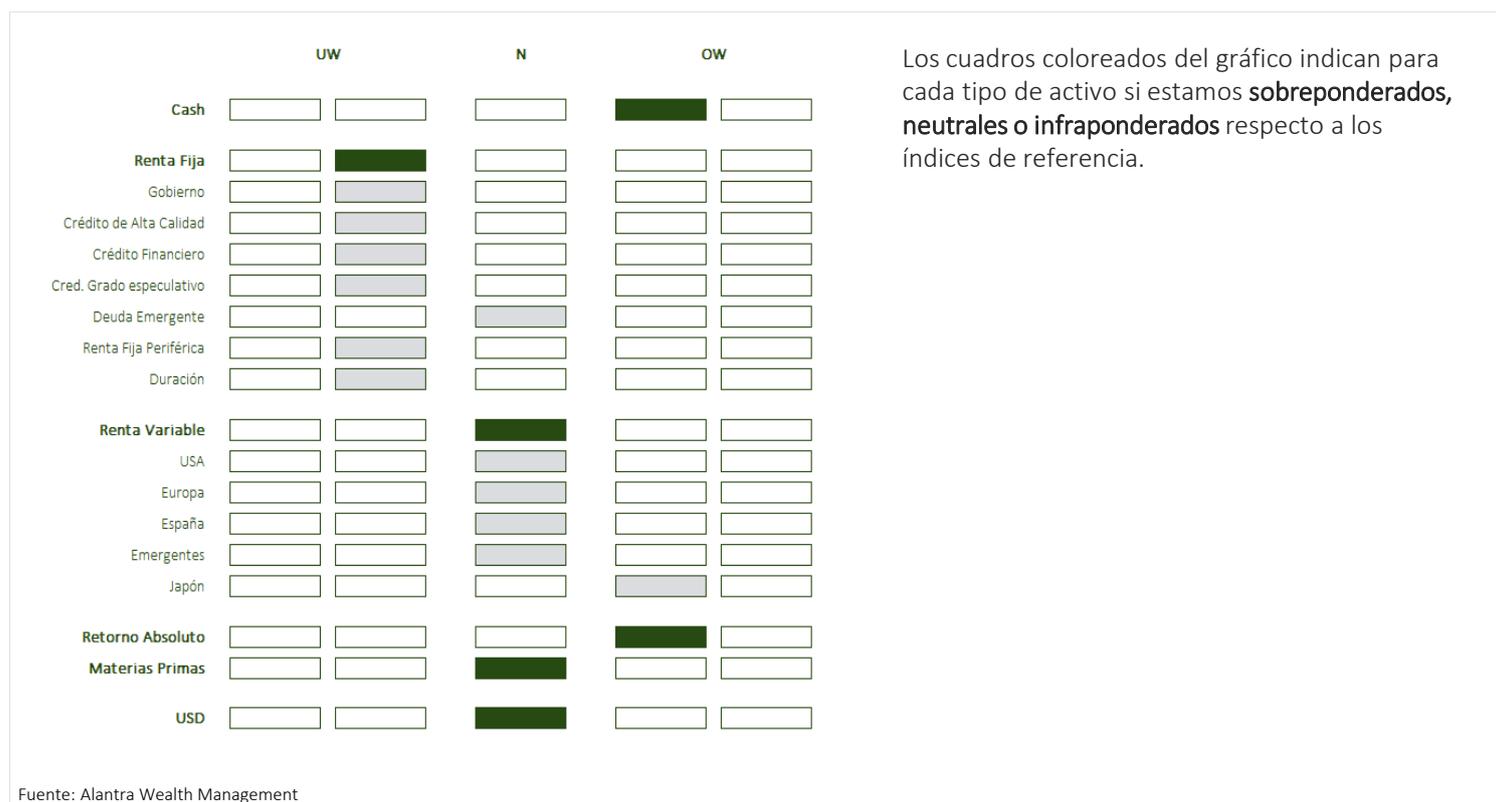
Las recientes medidas incluidas por el Gobierno español en la norma anunciada en septiembre tienen un impacto significativo en los beneficios de las empresas, entre las que Iberdrola y Endesa serían las más afectadas.

El precio del gas en los mercados internacionales sigue su escalada y, en línea con este, lo hará la penalización cargo contra los ingresos de estas compañías establecido por la mencionada norma. Esta medida, en principio, estará vigente hasta marzo de 2022.

Por ahora, la situación es muy confusa y las eléctricas se disponen a romper los contratos con los clientes para compartir con ellos el sobrecoste que implica esta normativa.

Las últimas noticias parecen abrir la puerta a alguna medida impulsada por parte de la UE que llevaría al Ejecutivo español a reconsiderar el alcance de las suyas.

## Ponderación de las carteras respecto a los índices



## Rentabilidades de los índices

Nivel	Week	MTD	YTD	Week	MTD	YTD
0,41 MSCI World Eur	1,88%	3,28%	21,87%	0,04 Large Cap 5-7 YR	-0,06%	-0,21%
0,44 MSCI World	2,12%	3,27%	17,27%	0,05 Crédito IG	0,07%	-0,23%
0,24 Eurostoxx 50	2,69%	3,33%	17,74%	0,12 High Yield Europe	0,07%	-0,27%
0,28 MSCI Europe	2,59%	3,32%	20,06%	0,15 High Yield USA	0,15%	-0,21%
-0,04 IBEX 35	0,47%	2,28%	11,44%	0,12 Deuda Emergentes Hard	0,22%	-0,55%
0,56 S&P 500	1,82%	3,80%	19,04%	0,07 Deuda Emergentes Local	1,00%	0,67%
0,64 MSCI North America	2,00%	3,94%	19,51%	0,28 Materias Primas	2,05%	3,94%
0,35 Nikkei	3,64%	-1,30%	5,92%	0,07 Hedge Funds	0,67%	0,85%
0,28 MSCI Japan	3,43%	-0,19%	12,37%	-0,03 USD/EUR	-0,28%	-0,18%
0,28 MSCI Emerging Markets	2,13%	2,47%	1,19%	-0,06 JPY/EUR	-2,01%	-2,75%
0,03 Renta fija Euro Gobierno 1-10	0,00%	-0,07%	-1,17%	0,37 Oro	0,60%	0,61%
0,08 Renta fija US Gobierno 1-10	-0,15%	-0,40%	-1,54%	-0,01 Cash	-0,01%	-0,02%
0,15 Renta fija Euro Gobierno 10 +	0,95%	0,35%	-6,23%	MSCI Emerging Markets EURO	1,85%	2,33%
0,21 Renta fija US Gobierno 10 +	2,01%	0,45%	-7,08%	MSCI North America Euro	1,72%	3,79%
0,00 Large Cap 1-4 YR	-0,04%	-0,05%	-0,34%	MSCI Japan Euro	1,32%	-2,50%

Fuente: Alantra Wealth Management, Bloomberg (datos a 15/10/2021)

Índice Hedge Funds: HFRX Global Hedge

Índice de Cash: Eonia

## Nota importante

Todas las opiniones y estimaciones facilitadas, están elaboradas en base a fuentes consideradas como fiables. No obstante lo anterior, Alantra Wealth Management no puede garantizar que sean exactas o completas y no asume responsabilidad alguna por cualquier pérdida, directa o indirecta, que pudiera resultar del uso de las informaciones facilitadas en este documento.

Este documento comercial se suministra solo con fines informativos y no constituye ni puede interpretarse como una oferta o invitación para la adquisición o contratación de instrumentos o servicios de inversión, no pretendiendo reemplazar al asesoramiento necesario en esta materia y no constituyendo una oferta de compra o venta.

Este documento no sustituye la información legal preceptiva que deberá ser consultada con carácter previo a cualquier decisión de inversión; la información legal prevalece en caso de cualquier discrepancia. En particular, antes de invertir en un fondo o sociedad de inversión debe consultar su documentación legal, incluyendo el último folleto informativo, Documento de Datos Fundamentales para el Inversor y los informes de contenido económico.

Sus datos profesionales se encuentran albergados en un fichero automatizado en nuestras oficinas de Madrid, en la calle Fortuny, 6, 1ª Planta - 28010 Madrid. A menos que se especifique lo contrario, pueden ser utilizados por el Grupo Alantra con el propósito de remitirle comunicaciones comerciales. En caso de querer ejercer sus derechos de acceso, rectificación, cancelación y oposición, por favor, póngase en contacto con nosotros a través de la dirección de email [lopdwm@alantra.com](mailto:lopdwm@alantra.com).

En caso de que no desee recibir ninguna comunicación por parte de Alantra Wealth Management, por favor notifíquelo a través de la dirección del email [lopdwm@alantra.com](mailto:lopdwm@alantra.com).

A Coruña

Barcelona

Bilbao

Madrid

San Sebastián

Sevilla

Zaragoza

Vitoria

[www.alantrawealthmanagement.com](http://www.alantrawealthmanagement.com)