



Ficha Mensual La Muza Inversiones, SICAV

Marzo 2026





Rentabilidad de la cartera

La Muza Inversiones SICAV registró una caída en el mes de Marzo del -3,45%, cerrando el mes con un valor liquidativo de €89,961 por acción. Por su parte, nuestro índice de referencia, el STOXX 600 Europe Net Return*, cayó en marzo un -7,66%.

La rentabilidad acumulada en lo que va de año se sitúa en un 8,61% frente al -1,01% del índice.

Desde su inicio (marzo de 1999), la SICAV ha generado una rentabilidad acumulada del +1.399,3% lo que implica una rentabilidad anualizada del +10,5%, frente al +294,7% y +5,2%, respectivamente, del índice de referencia.

Contribuidores y detractores

Los 5 principales contribuidores y detractores en el mes de Marzo fueron los siguientes:

Rotación de posiciones

El resumen de movimientos en Marzo es el siguiente:

Entrada	Aumento	Salida	Reducción
	QUALITAS		IPCO
	NEW PRINCES		REPSOL
	ROVI		
	ATALAYA		

Derivados y liquidez

Mantenemos una posición corta a través de futuros sobre el índice EuroStoxx600 que representa una cobertura de alrededor del 30% del patrimonio de la SICAV. La liquidez de la SICAV se sitúa en el 10,1%.

Actualmente, estamos invertidos en 33 compañías. Las 10 primeras inversiones representan más del 60% del patrimonio de la SICAV.

Contribuidores		Detractores	
IPCO	1,64%	ARCELOR	-0,62%
REPSOL	1,28%	CIE	-0,65%
ELECNOR	0,55%	TUBACEX	-0,66%
QUALITAS SINGULAR	0,06%	INDRA	-1,00%
PEOPLE	0,04%	ATALAYA	-2,73%

*incluye dividendos



I. El riesgo de suministro físico de crudo

La intervención militar en Irán iniciada por EEUU e Israel el pasado 28 de febrero, ha evolucionado hasta convertirse en lo que la Agencia Internacional de la Energía ha descrito como la mayor interrupción de suministro y la amenaza más grave a la seguridad energética mundial en la historia registrada. En este contexto de escalada de precios de la energía, creemos que es importante dar luz sobre las consecuencias que todo este conflicto puede acarrear de prolongarse en el tiempo y que implicaciones puede tener en nuestras inversiones.

II. El Estrecho de Ormuz: la arteria energética más crítica del mundo

Para comprender la magnitud de la interrupción actual, es preciso entender primero el papel estructural que desempeña el Estrecho de Ormuz en el suministro energético global.

El Estrecho — un paso marítimo de apenas 34 kilómetros en su punto más estrecho, situado entre Irán y Omán — constituye la única salida al mar para las exportaciones de petróleo y gas de Arabia Saudí, Irak, los Emiratos Árabes Unidos, Kuwait, Qatar, Baréin e Irán. En 2025, aproximadamente 20 millones de barriles diarios (mb/d) transitaban por el Estrecho: 15 mb/d de crudo y condensados, y otros 5,5 mb/d de

productos refinados, incluyendo gasóleo, combustible de aviación y fuel-oil. Esto representaba aproximadamente el 20% del consumo mundial de petróleo y el 27% del comercio marítimo global de crudo.

El destino de todos estos cargamentos era mayoritariamente asiático — China, India, Japón y Corea del Sur recibían conjuntamente el 69% de todos los flujos de crudo por Ormuz — pero las consecuencias en precios son globales, dado que el petróleo es un mercado mundial integrado. Europa, si bien esta menos expuesta directamente al crudo, es especialmente vulnerable en productos refinados: más de la mitad de sus importaciones de queroseno y una parte significativa de sus importaciones de gasóleo transitaban por el Estrecho.

Las alternativas de desvío son muy limitadas. Arabia Saudí puede redirigir entre 4 y 5 mb/d a través de su oleoducto Este-Oeste hasta el puerto de Yanbu en el Mar Rojo, y los EAU pueden exportar hasta 1,8 mb/d a través del terminal de Fujairah en el Golfo de Omán. Irak, Kuwait, Qatar, Baréin e Irán carecen de cualquier infraestructura alternativa viable. En conjunto, el mundo puede redirigir como máximo 5,5 mb/d de los 20 mb/d que anteriormente fluían libremente por el Estrecho.

* Actualización (7/4/2026): EEUU e Irán anunciaron un alto el fuego de 2 semanas condicionado a la apertura del Estrecho. El Brent cayó ~17%. Irán advierte que esto «no significa el fin de la guerra» y que el Estrecho «jamás volverá a su estatus anterior».



III. El colapso de los flujos: de la incertidumbre inicial a la crisis en profundidad

Para entender la evolución del mercado desde el 28 de febrero conviene distinguir tres fases claramente diferenciadas, que explican por qué los precios tardaron varios días en reflejar la verdadera gravedad de la situación.

En la primera fase, durante los tres o cuatro primeros días del conflicto, el Brent se mantuvo contenido en torno a los 80-85 dólares por barril. El único precedente disponible era la breve Guerra de los 12 Días de junio de 2025, en la que instalaciones nucleares iraníes fueron bombardeadas sin que el Estrecho llegara a cerrarse. El mercado descontó inicialmente un conflicto de duración y naturaleza similar. Fue una lectura razonable dado el estado del conocimiento en ese momento — pero resultó equivocada en su premisa fundamental.

La segunda fase comenzó cuando el mercado asimiló que la situación era cualitativamente diferente a cualquier precedente histórico. Hay que remontarse a las llamadas "guerras de los petroleros" de 1980-1988 — parte del largo conflicto Irán-Irak desencadenado tras la Revolución Islámica de 1979 — para encontrar un antecedente de ataques sostenidos contra el tráfico mercante en el Estrecho.

Aquel conflicto, considerado el ataque más prolongado contra el comercio marítimo desde la Segunda Guerra Mundial, causó cientos de buques dañados — y sin embargo no llegó a cerrar el Estrecho ni a interrumpir de forma material las exportaciones de crudo del Golfo.

El conflicto actual lo ha cerrado por primera vez en la historia. Ese hecho singular, unido a la rapidez con que el cierre se transmitió hacia los recortes de producción en Irak, Kuwait y Arabia Saudí — cuyas instalaciones de almacenamiento comenzaron a aproximarse a su capacidad máxima sin posibilidad de exportar —, empujó el Brent hasta los 94 dólares por barril al cierre de la primera semana, y hasta los 110 dólares en la apertura del lunes siguiente.

La tercera y más grave fase se desencadenó cuando el mercado comprendió que el peor escenario no era ya hipotético sino real: la infraestructura física de petróleo y gas estaba siendo atacada directamente. Arabia Saudí comunicó haber repelido un ataque de drones contra el gigantesco yacimiento de Shaybah de Aramco, con capacidad de 1 millón de barriles diarios. Qatar Energy declaró fuerza mayor y suspendió la producción de GNL de sus instalaciones en Ras Laffan — la primera vez en la historia que el mayor exportador mundial de GNL tomaba tal medida. Arabia Saudí cerró unidades en su refinería de Ras Tanura, la mayor del Golfo con 550.000 barriles diarios de capacidad, e inició recortes de producción en dos yacimientos. El único precedente histórico comparable en cuanto a daño físico a infraestructura del Golfo es la destrucción de los pozos kuwaitíes por el ejército iraquí en retirada en 1991 — y aquella crisis afectó exclusivamente a Kuwait, no al conjunto de la región.



Desde el inicio de las operaciones militares, el tráfico por el Estrecho ha pasado de una media diaria de 70-80 tránsitos de buques a un parón casi total.

Los datos de seguimiento satelital de embarcaciones indican que únicamente unos 2 mb/d continúan fluyendo — 1,5 mb/d procedentes de Irán y 0,5 mb/d de otras fuentes — lo que representa una caída de aproximadamente el 90% respecto a la media de 2025. La aritmética del déficit ha sido muy categórica: ~12 mb/d interrumpidos durante ~5 semanas, equivalente a unos 330 millones de barriles mensuales. Los países de la AIE habían liberado 400 millones de barriles de reservas estratégicas —apenas 20 días de cobertura. Con esas reservas ahora muy mermadas, el sistema llega a la negociación con un colchón de seguridad significativamente inferior al del inicio del conflicto: un cierre renovado encontraría al mercado en una posición de vulnerabilidad muchísimo mayor. EEUU había agotado su arsenal convencional de contención: sanciones sobre barriles rusos (~140 Mb) e iraníes en tránsito (~40 Mb), más la mitad de su Reserva Estratégica liberada. El alto el fuego del 7 de abril —condicionado a la reapertura del Estrecho— es la última palanca disponible, no una solución definitiva. Si las negociaciones fracasan, un cierre renovado encontraría reservas estratégicas ya muy inferiores a las del inicio.

IV. El mercado de futuros frente al mercado físico: una dislocación de proporciones históricas

Una de las distinciones analíticas más importantes en el entorno actual — y una de las menos comprendidas fuera de los círculos especializados en energía — es la divergencia entre el mercado de futuros de crudo y los mercados físicos de productos refinados.

La curva forward del Brent estaba en fuerte backwardation, apostando implícitamente por una resolución rápida. El alto el fuego del 7/4 ha validado parcialmente esa apuesta —el Brent cayó ~17%—, pero la curva no descuenta el escenario de cronificación —treguas intermitentes sin cierre definitivo— en el que la backwardation se reactivaría cada vez que reapareciera la amenaza de cierre. Cuando empezamos a escribir esta carta, el contrato spot cotizaba en torno a 104-105 dólares por barril, frente a los 72 dólares previos al conflicto y la curva descontaba con nitidez que esta situación era transitoria ya que el contrato de junio de 2027 se ha movido apenas de 67 a 71 dólares. Esta estructura es el lenguaje preciso con el que el mercado expresa su convicción de que la disrupción es real pero presumiblemente temporal: el precio hoy es muy alto, pero dentro de un año todo habrá vuelto a la normalidad.

A fecha de cierre de esta carta (31 de marzo), el spot había subido de ~\$104 a ~\$112/bbl y la curva larga se había desplazado al alza —junio 2027 pasó de \$71 a \$78/bbl—, reflejando que el mercado empezaba a incorporar una duración del conflicto más prolongada.



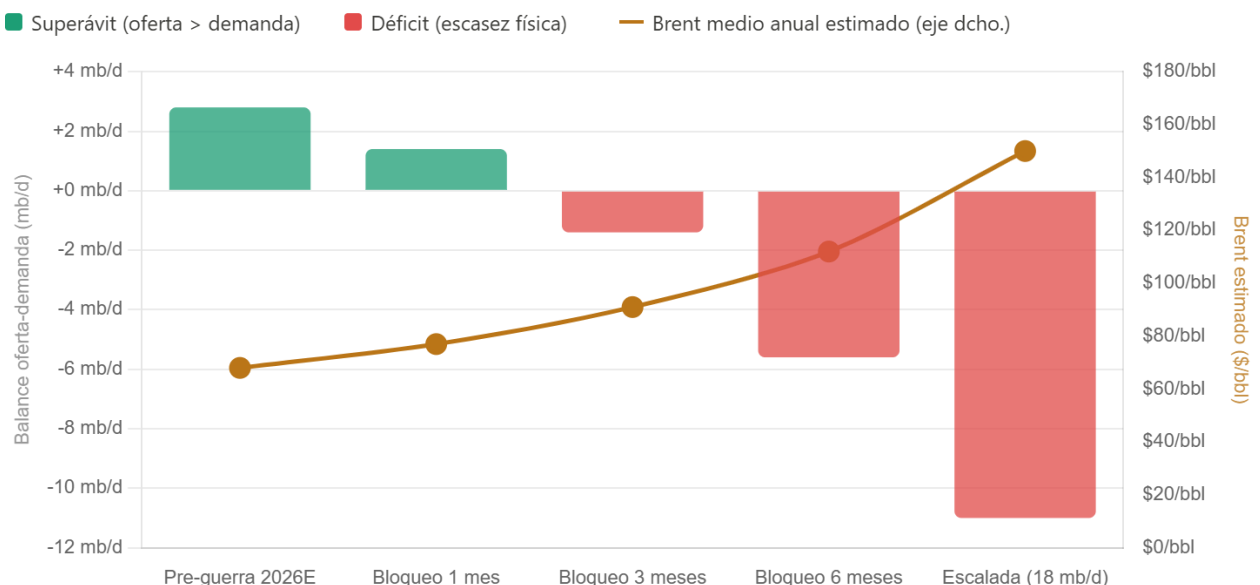
El alto el fuego del 7 de abril ha revertido parcialmente ese movimiento: el Brent spot cayó ~17% y la curva larga ha vuelto a comprimir hacia niveles más próximos a los de pre-escalada.

Ese comportamiento es precisamente el riesgo que identificamos: un mercado que descuenta resolución rápida cuando la negociación aún tiene que cerrar brechas enormes entre las partes. Sin embargo, el verdadero impacto de la crisis no se lee en el mercado de futuros de crudo — se lee en los mercados físicos de productos refinados. El siguiente gráfico ilustra con precisión la magnitud del déficit físico acumulado según la duración del bloqueo, y cómo éste se traslada al precio del Brent. Lo que este gráfico revela con claridad es la no linealidad del proceso: el mercado pasa de un cómodo superávit de 2,8 mb/d — que antes del conflicto tenía el Brent encaminado hacia los 65-

70 dólares — a un déficit físico real en el escenario de tres meses. A partir de ese punto, el precio no responde proporcionalmente al déficit sino de forma exponencial, porque los inventarios estratégicos tienen un límite físico y una vez agotados no existe ningún colchón adicional. Con ~330 millones de barriles consumidos de reservas estratégicas durante el bloqueo, el sistema entra en la negociación ya desplazado hacia la derecha en esa curva — cualquier recaída encontraría los inventarios en una posición significativamente más frágil que al inicio del conflicto.

Pero hay un segundo nivel de análisis, igualmente importante, que el mercado de futuros de crudo no captura: la dislocación entre el precio del Brent en pantalla y el precio efectivo que paga la economía real por los productos que necesita.

Balance oferta-demanda y precio del Brent según duración del bloqueo de Ormuz





El siguiente gráfico ilustra esta divergencia desde el shock de Ucrania de 2022 hasta hoy, permitiendo contextualizar el momento actual.

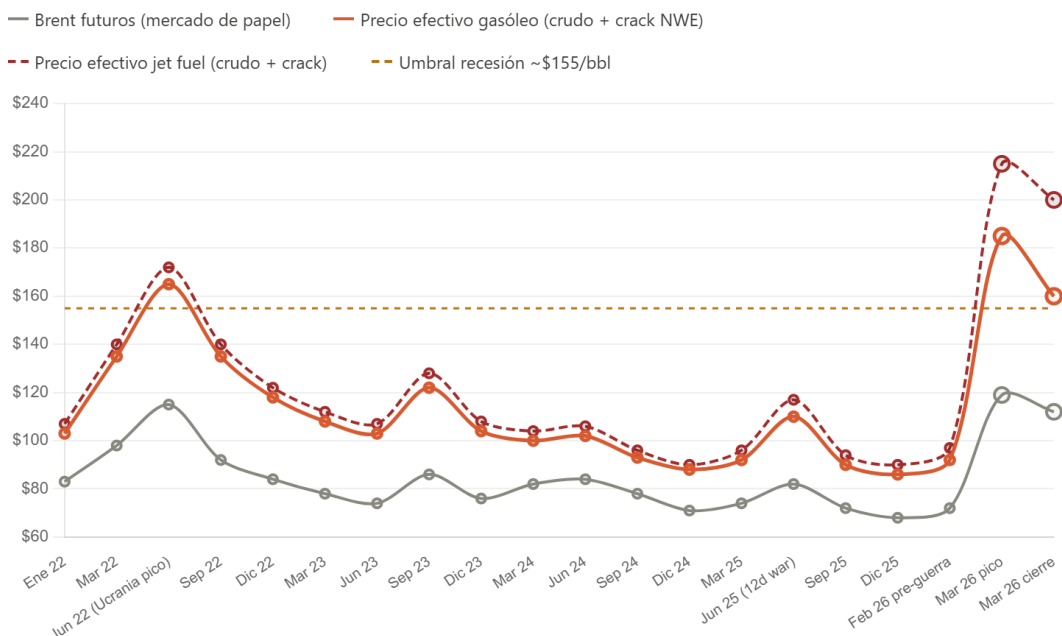
El Brent en torno a los 112 dólares que aparece en pantalla al cierre de marzo es el precio del crudo en el mercado de futuros — el mercado de papel. Pero la economía real no consume crudo: consume gasóleo, combustible de aviación, gasolina y fuel oil. El precio efectivo incorpora además el margen de refino - el crack spread - que se ha multiplicado por tres desde el inicio del conflicto. El resultado es que el gasóleo ronda los 160 dólares por barril equivalente al cierre del mes, y el combustible de aviación los 200 dólares, con picos de hasta 230 dólares registrados en Singapur a mediados de marzo.

La comparación con el shock de Ucrania de 2022 es reveladora: en aquel episodio el Brent alcanzó niveles similares, pero los crack spreads fueron

menores porque solo se había perdido el diésel ruso. En 2026 se han perdido simultáneamente el diésel ruso y el del Golfo. El mismo crudo en pantalla, un mercado físico de productos considerablemente más estresado. Ambos precios efectivos han cruzado ya con holgura el umbral teórico de recesión de 155 dólares que el Brent de futuros todavía no ha alcanzado. La economía real lleva más de un mes pagando precios de crisis energética severa.

La explicación estructural de esta dislocación es tanto industrial como financiera. Un barril de crudo medio-agrio del Golfo — los 159 litros que entran en una refinería — produce aproximadamente 54 litros de gasóleo, 72 litros de gasolina y 18 litros de combustible de aviación. Los crudos del Golfo rinden proporcionalmente más destilados medios que

Dislocación entre el mercado de futuros y el mercado físico real



<p>Brent cierre mar 26 ~\$112/bbl pico \$119,50</p>	<p>Gasóleo efectivo ~\$160/bbl crack ~\$48-56/bbl</p>	<p>Jet fuel efectivo ~\$200/bbl crack \$88-91/bbl NWE</p>	<p>Pico intradiario jet \$230/bbl Singapur - mid-marzo</p>
---	---	---	--

Fuentes: Commerzbank/FXStreet (31 mar), Argus Media vía Oilprice.com, TotalEnergies CEO CERAWEEK (28 mar), IEA Oil Market Report (mar 2026). Crack spreads NWE gasoil y jet fuel vs Brent ICE front-month. Elaboración propia - 31 marzo 2026



los crudos más ligeros disponibles en África Occidental o América. Las refinerías europeas, muchas de las cuales fueron configuradas para procesar crudos del Golfo, no pueden simplemente sustituirlos con crudos alternativos y mantener los mismos volúmenes de gasóleo. La pérdida del crudo del Golfo no es por tanto únicamente un problema de volumen — es un problema de calidad y configuración industrial que amplifica la escasez de los productos que la economía global más urgentemente necesita.

V. La vulnerabilidad estructural de Europa

Europa arrastra un déficit estructural de gasóleo de entre 1 y 1,5 mb/d, consecuencia directa de años de cierre de capacidad de refino y de la pérdida del diésel ruso tras las sanciones de 2022. Ese déficit se cubría parcialmente con importaciones del Golfo Pérsico a través de Ormuz. El cierre del Estrecho ha eliminado esa fuente simultáneamente a la rusa, dejando a Europa expuesta como en ningún momento previo de su historia reciente.

La paradoja es que las refinerías europeas producen simultáneamente un excedente crónico de gasolina — aproximadamente 700.000 barriles diarios por encima de la demanda doméstica, que se exportan a África Occidental y América — pero no pueden simplemente redirigir ese proceso hacia la producción de más diésel sin inversiones de capital significativas en unidades de hidrocrackeo y sin acceso a los crudos pesados del Golfo que son precisamente los que mayor

rendimiento en destilados medios ofrecen. Es una realidad industrial que no se puede resolver en el corto plazo.

Evidentemente las consecuencias se han visto ya en Europa: el precio del diésel en España había subido más de un 35% desde el inicio del conflicto hasta mediados de marzo. Diversos operadores del sector advirtieron públicamente en la CERA-Week de Houston que la escasez física de crudos/refinados podría comenzar a afectar a los mercados europeos a lo largo del mes de abril.

VI. Escenarios: el mapa cuantitativo y el umbral crítico

El mercado de futuros está apostando por una resolución relativamente rápida del conflicto. La backwardation pronunciada de la curva del Brent — que descuenta una vuelta a niveles de 70-71 dólares en el horizonte de junio de 2027 — expresa implícitamente la tesis dominante: los intereses convergentes de todas las grandes potencias en mantener abierto el Estrecho acabarán prevaleciendo.

Es una lectura que compartimos como escenario más probable, pero que no debe hacernos perder de vista la magnitud de las consecuencias del escenario alternativo y es que Irán posee un arma si cabe más poderosa que la nuclear, que es la de dejar desabastecido al mundo de crudo y refinados. Antes del conflicto, los modelos de balance global proyectaban para 2026 un superávit de oferta de aproximadamente 2,8 mb/d — un entorno que habría mantenido el Brent en torno a los 65-70 dólares por barril.



Un bloqueo de un mes transforma ese superávit en uno de apenas 1,4 mb/d, compatible con un precio medio anual de Brent por debajo de 80 dólares. Un bloqueo de tres meses convierte el superávit en un déficit de 1,4 mb/d y sitúa el Brent medio anual por encima de los 90 dólares. Un bloqueo de seis meses genera un déficit de 5,6 mb/d y llevaría el precio medio anual por encima de los 110 dólares, con picos puntuales muy superiores a esa media. Estamos ya en la quinta semana de bloqueo efectivo.

Existe no obstante un umbral crítico que conviene tener siempre presente. En 2007, cuando el Brent promedió 93 dólares el año, pero tocó los 150 dólares intra-año, el valor del consumo mundial de petróleo como porcentaje del PIB global real alcanzó el 5,1%, su máximo histórico, contribuyendo decisivamente a desencadenar la recesión global. En términos de 2026, ese mismo umbral del 5,1% del PIB requeriría que el Brent promediara en torno a los 155 dólares a lo largo del año. Mientras el precio se mantenga por debajo de ese nivel, la destrucción de demanda por efecto renta es limitada. Por encima de ese umbral, el escenario cambia cualitativamente: el propio precio del crudo generaría la recesión que destruiría la demanda que lo sostiene. Como mostraba el gráfico de la página 7, los precios efectivos de los productos refinados ya han cruzado ese umbral.

El escenario que no descartamos: cronificación del conflicto

El alto el fuego de dos semanas anunciado el 7 de abril abre una ventana diplomática, pero no resuelve el conflicto. Las posiciones de partida de las partes en la negociación distan mucho de ser compatibles: Irán exige la retirada total de las fuerzas estadounidenses de la región y el levantamiento de todas las sanciones; EEUU e Israel exigen el desmantelamiento irreversible del programa nuclear y límites estrictos a los misiles balísticos. La probabilidad de que dos semanas sean suficientes para cerrar esas brechas es baja. El escenario que consideramos igualmente plausible es el de una tregua que se prorroga sucesivamente, con negociaciones intermitentes y una reapertura del Estrecho que se mantiene condicionada y sujeta a revocación en función de la evolución de las conversaciones. Las consecuencias de ese escenario de cronificación para el equilibrio oferta-demanda de crudo y refinados son significativas y duraderas. Incluso con el Estrecho formalmente abierto, la prima de riesgo de guerra en los seguros marítimos no desaparece; la confianza de los armadores tarda meses en recuperarse; y la infraestructura dañada —especialmente en Qatar Gas y las instalaciones de Ras Laffan, con el 17% de la capacidad global de GNL fuera de servicio por varios años— no se reconstruye en semanas. El mercado puede aliviar temporalmente el precio del crudo spot, pero los fundamentos estructurales del déficit de destilados medios persisten mientras la situación no se normalice de forma definitiva.



En cuanto a los escenarios de escalada adicional, Irán ha demostrado ya la capacidad de atacar Yanbu en el Mar Rojo, el terminal de Fujairah en los EAU y las instalaciones de Ras Laffan en Qatar, donde el 17% de la capacidad de GNL permanecerá fuera de servicio durante los próximos tres a cinco años. Si los nuevos ataques sobre infraestructura física del Golfo elevaran el déficit desde los actuales 12 mb/d hasta los 18 mb/d, estaríamos ante una dislocación energética estructural sin precedente alguno que necesitaría de una reconfiguración de los mercados energéticos mundiales durante probablemente una década.

El 7 de abril —horas después del cierre de datos de esta carta— EEUU e Irán anunciaron un alto el fuego temporal de dos semanas, condicionado a la reapertura del Estrecho de Ormuz.

China —cuya seguridad energética está más profundamente expuesta a Ormuz que la de cualquier otra gran potencia— ha activado sus canales diplomáticos con Teherán instando a negociaciones urgentes, y Pakistán ha actuado como mediador clave en la construcción de este primer acuerdo. Todo ello apunta en una dirección constructiva, y el propio mercado reaccionó con una fuerte caída del Brent (cerca del 17% el día del anuncio). Sin embargo, conviene ser cautos: el comunicado iraní subraya explícitamente que «esto no significa el fin de la guerra» y que Irán solo aceptará el cierre definitivo del conflicto cuando se cumplan todos los puntos de su propuesta de 10 puntos —incluyendo la retirada total de fuerzas

estadounidenses de la región y el levantamiento de todas las sanciones. Las posiciones de partida distan mucho de ser compatibles, y el resultado sigue siendo incierto. Aunque asignamos una probabilidad elevada a que el interés convergente de todas las grandes potencias en mantener abierto el Estrecho acabe prevaleciendo, tenemos que estar igualmente preparados para que este conflicto se prolongue y cronifique más de lo que muchos desearían. El Estrecho de Ormuz, según han declarado las propias autoridades iraníes, «jamás volverá a tener el estatus que tenía»: lo que antes era libre navegación pasa a ser un corredor de tránsito controlado y coordinado con las fuerzas armadas de Irán.

VII. El comportamiento de los mercados ante shocks de energía

La historia de los grandes shocks petrolíferos enseña un patrón bien definido que resulta fundamental para orientar las decisiones de inversión en el entorno actual.

En la fase inicial de cualquier crisis energética, el sector de oil & gas lo hace consistentemente mejor que el mercado general, comportándose como el único beneficiario directo del shock. Es la fase en la que nos encontramos ahora: con el Brent en torno a los 100 dólares, las compañías energéticas generan flujos de caja extraordinarios sobre la base de activos valorados para entornos de 60-70 dólares, y sus múltiplos de valoración se comprimen favorablemente.



Con el tiempo, sin embargo, y si los precios del crudo se mantienen en niveles suficientemente elevados como para comprometer el crecimiento económico global, el mercado comienza a incorporar la probabilidad de una desaceleración o recesión por efecto renta.

En ese punto, el sector energético pierde su carácter de beneficiario neto y se comporta como cualquier otro sector cíclico. Incluso en ese escenario, el sector tiende a mostrar una caída relativa menor que el conjunto del mercado, sirviendo de refugio para los inversores que buscan salir de posiciones de mayor riesgo.

El umbral que separa ambas fases es, como hemos señalado en el Gráfico 2, el nivel de precio que eleva la carga petrolífera por encima del 5% del PIB mundial: en torno a los 155 dólares por barril como media anual. Aunque los precios actuales del Brent a futuro, está lejos de ese umbral, los precios efectivos de los productos que mueven la economía real ya lo han superado — y esa es la realidad a la que debemos seguir prestando atención en las próximas semanas.

VIII. Nuestra cartera: Repsol e International Petroleum Corporation

Queremos dedicar un apartado específico a dos posiciones de nuestra cartera que tienen una vinculación directa con la dinámica que hemos descrito en esta carta.

Repsol: el beneficiario directo de los márgenes de refino

Repsol es una compañía integrada de petróleo y gas cuyo negocio de refino en España — uno de los sistemas de refino más modernos y complejos de Europa, con una capacidad de procesamiento cercana a los 900.000 barriles diarios — constituye históricamente entre el 30% y el 40% de su resultado operativo en un año normal. Es precisamente esa exposición al refino la que convierte a Repsol en uno de los beneficiarios más directos y cuantificables del déficit de productos refinados (especialmente destilados medios (queroseno y diésel) que hemos mencionado anteriormente.

Los márgenes de refino actuales — con crack spreads del gasóleo triplicados respecto a sus niveles normales y combustible de aviación en máximos históricos — tienen un impacto directo y material sobre la cuenta de resultados de Repsol. La sensibilidad es elevada: cada dólar de incremento en el margen de refino por barril se traduce en una mejora del orden del 4-5% en los beneficios ajustados del grupo.

Con crack spreads que se han multiplicado por tres respecto a la normalidad, el impacto positivo sobre los resultados de 2026 es potencialmente muy significativo, con independencia de cuánto dure el conflicto.

Nuestra visión sobre Repsol en este contexto va más allá del beneficio coyuntural sobre los márgenes de refino.

La modernidad y complejidad de sus activos — diseñados para procesar crudos pesados y obtener altos rendimientos en destilados medios —



representa la configuración industrial más valiosa en el entorno actual, en el que la escasez de gasóleo es estructural y los crudos sustitutivos disponibles son más ligeros y menos adecuados para producir los productos que el mercado más demanda.

Esta ventaja competitiva no es puramente coyuntural: seguirá siendo relevante durante el proceso de normalización post-conflicto, en el que los márgenes de refino, aunque corrijan desde los niveles extraordinarios actuales, se mantendrán por encima de sus medias históricas previas a 2022 durante un periodo considerable.

A ello se añade la exposición de Repsol al negocio de upstream, que se beneficia directamente de precios de crudo más elevados, y su creciente presencia en energía baja en carbono, que diversifica su perfil de riesgo a largo plazo.

Nuestra tesis de inversión en Repsol no se construyó sobre un escenario de crack spreads extraordinarios. Se fundamenta en la calidad estructural de sus activos de refino, en la solidez de su posición competitiva en el mercado ibérico.

International Petroleum Corporation: upstream puro en jurisdicciones estables

International Petroleum Corporation (IPC) es una compañía de exploración y producción de petróleo y gas con activos diversificados geográficamente, con producción predominantemente en Canadá, complementada con activos en Europa. Su

modelo de negocio es el de un productor eficiente y disciplinado en capital, con una base de costes de producción estructuralmente baja que le permite generar flujo de caja libre positivo en una amplia gama de entornos de precios.

La relevancia de IPC en el contexto actual es doble. En primer lugar, es un productor de crudo sin ninguna exposición directa a Oriente Medio — sus activos canadienses están completamente al margen de las disrupciones físicas que afectan a los flujos del Golfo Pérsico.

En segundo lugar, se beneficia plenamente del entorno de precios elevados del crudo: con un Brent por encima de los 100 dólares por barril, la generación de flujo de caja libre de IPC se multiplica de forma muy significativa respecto a los escenarios de 60-70 dólares sobre los que la compañía calibra conservadoramente su estrategia financiera.

Este perfil — upstream puro, sin exposición geopolítica directa al Golfo, con activos en jurisdicciones estables y una estructura de costes competitiva — es exactamente el posicionamiento más resiliente en la fase actual del ciclo.

Mientras los productores del Golfo se ven forzados a recortar producción por falta de capacidad de exportación y almacenamiento, IPC produce y exporta con plena normalidad, capturando la totalidad del diferencial de precio que el conflicto ha generado.



Nuestra tesis de inversión en IPC tampoco estaba construida sobre un escenario de precios de crudo elevados. Se sustenta sobre la calidad de los activos, la disciplina de asignación de capital del equipo directivo y la capacidad de la compañía de generar rentabilidad atractiva para el accionista a lo largo del ciclo. El entorno actual representa un viento de cola extraordinario sobre una tesis que consideramos sólida en cualquier escenario de precios razonable.

IX. Conclusión: permanencia, convicción y perspectiva

El mundo ha comprendido plenamente que el Estrecho de Ormuz no puede cerrarse ni tomarse como rehén sin consecuencias intolerables para todas las grandes economías. Ese interés compartido en la resolución del conflicto es, en última instancia, la fuerza más poderosa que trabaja a favor de un desenlace diplomático. El alto el fuego de dos semanas anunciado el 7 de abril es una confirmación parcial de esa lógica. Pero la reapertura del Estrecho es condicional, reversible y fruto de una propuesta iraní de 10 puntos que incluye exigencias —retirada de fuerzas estadounidenses de la región, levantamiento de todas las sanciones— que dificultan un cierre rápido y definitivo.

Lo que antes era libre navegación es ahora, en el mejor de los casos, un corredor de tránsito controlado coordinado con Irán.

El mercado ha reaccionado al alto el fuego con alivio inmediato —el Brent cayó cerca de un 17% en la sesión del anuncio—, descontando un

escenario de resolución relativamente rápida que compartimos como el más probable. Pero no podemos ignorar que el resultado sigue siendo binario y que el escenario de cronificación —treguas sucesivas, negociaciones intermitentes, reapertura condicionada que se prolonga meses o años sin normalización definitiva— es igualmente plausible

Las consecuencias de ese escenario sobre el equilibrio oferta-demanda de crudo y refinados serían duraderas: la infraestructura dañada tarda años en reconstruirse, las primas de riesgo marítimo persisten, y los fundamentos del déficit estructural de destilados medios no desaparecen con un armisticio. Si el conflicto se cronifica, Europa —la región más expuesta energéticamente— será la que más lo sufrirá.

Lo que hemos intentado exponer en esta carta es que los desequilibrios subyacentes del suministro energético global pueden ser a partir de ahora más complejos y duraderos de lo que mucha gente estima, lo que evidentemente puede tener consecuencias no deseadas para la economía y la inflación.

La disciplina de permanecer invertidos, con plena comprensión de las razones que sustentan cada una de nuestras inversiones, es para nosotros la fuente más duradera de rentabilidad compuesta.

Dicho esto, y dado que no podemos descartar que este conflicto se prolongue más de lo que muchos desearíamos, nos sigue pareciendo acertado extender y aumentar nuestra posición de cautela.



En esta línea, a principios de marzo cerramos nuestras coberturas sobre el S&P 500 con vencimiento en junio y las trasladamos al Euro Stoxx 600 con vencimiento en septiembre, por un importe equivalente a aproximadamente el 30% del valor total de nuestras inversiones. La razón es clara: un conflicto prolongado causaría un daño económico estructuralmente mayor a Europa que a Estados Unidos, dada la dependencia energética del continente.

Estas coberturas han permitido amortiguar en buena medida la volatilidad y las caídas que han afectado a numerosos sectores europeos a lo largo de las últimas semanas.

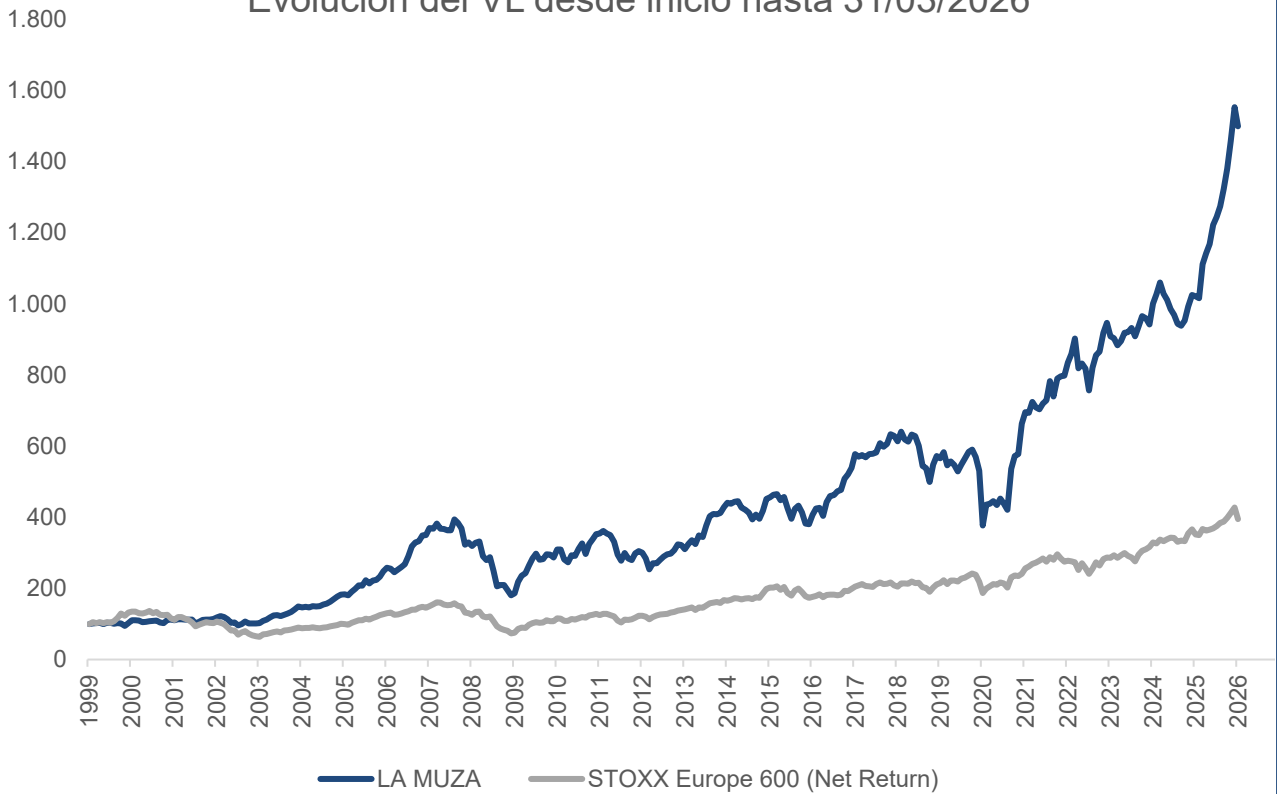
A lo anterior se suma que mantenemos una posición de liquidez en torno al 10% de la cartera, y que nuestras posiciones en compañías de petróleo y gas — Repsol e IPCO — representan cerca del 15% de las inversiones, actúan en el contexto actual como una cobertura natural frente al shock energético. El resultado de todo ello es que nuestra exposición real a las fluctuaciones de los mercados es en la práctica inferior al 50% de la cartera.

Muza Gestión de Activos Marzo de 2026



Rentabilidad histórica

Evolución del VL desde inicio hasta 31/03/2026



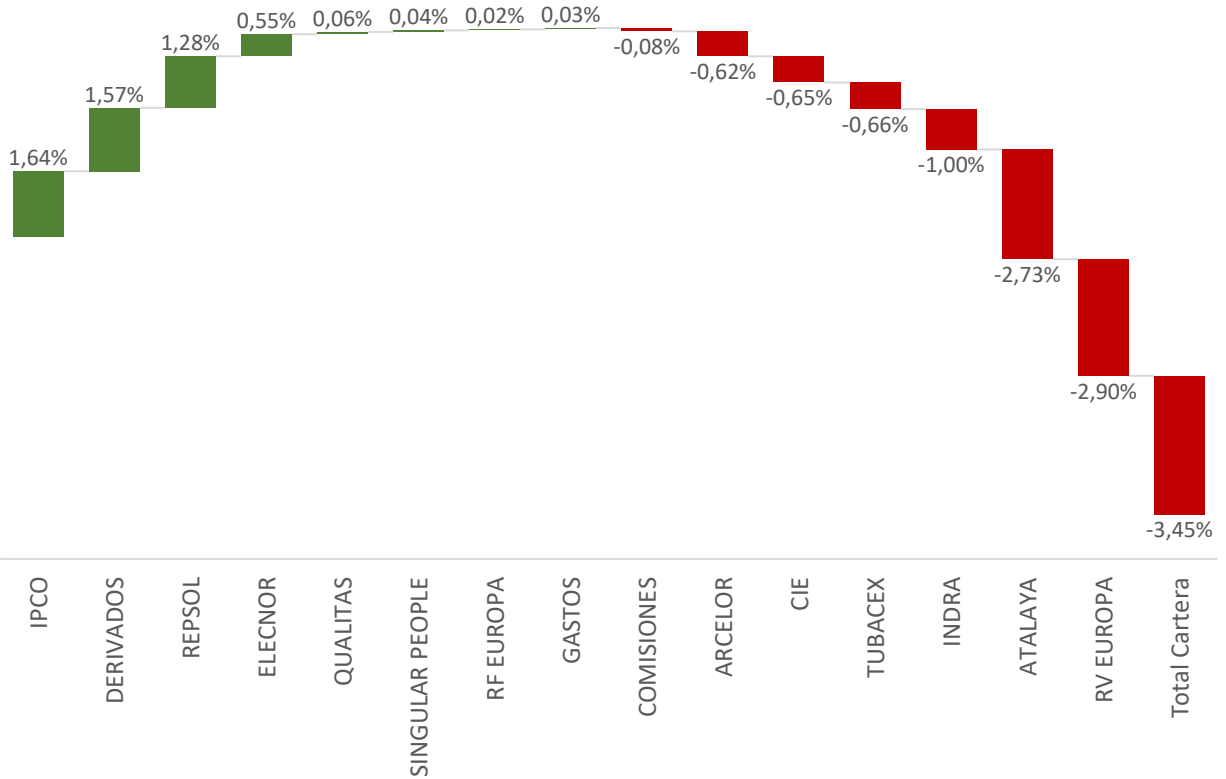
	LA MUZA	STOXX
Rentabilidad Total	1.399,4%	294,7%
Rentabilidad anualizada	10,5%	5,2%

Rentabilidad mensual y anual

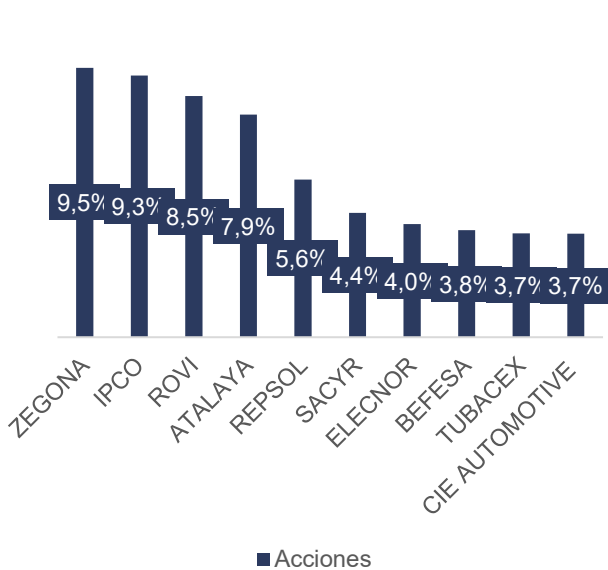
AÑO	ene	feb	mar	abr	may	jun	jul	ago	sep	oct	nov	dic	LA MUZA	STOXX
1999				1,25%	1,30%	0,30%	(2,95%)	3,85%	(0,24%)	(2,43%)	1,16%	(0,90%)	1,17%	29,38%
2000	(6,52%)	8,38%	7,73%	(0,35%)	(0,65%)	(3,62%)	0,70%	1,87%	0,68%	0,28%	(4,73%)	(1,29%)	1,44%	(3,83%)
2001	8,51%	0,93%	(1,70%)	2,19%	0,44%	(1,11%)	(0,05%)	0,09%	(9,68%)	4,41%	4,93%	1,10%	9,37%	(15,65%)
2002	0,26%	1,50%	3,81%	2,81%	(1,95%)	(5,46%)	(8,33%)	0,22%	(7,26%)	3,88%	6,44%	(4,90%)	(9,82%)	(30,36%)
2003	0,38%	0,20%	0,73%	5,85%	3,61%	5,33%	4,27%	0,89%	(1,94%)	3,09%	2,41%	3,67%	32,14%	15,92%
2004	5,64%	5,72%	(2,17%)	1,19%	(1,13%)	2,91%	(0,72%)	0,45%	2,81%	2,13%	3,27%	4,37%	26,97%	12,24%
2005	4,27%	2,98%	0,47%	(1,46%)	5,65%	4,31%	4,86%	(0,38%)	7,38%	(4,00%)	3,55%	0,72%	31,57%	26,68%
2006	4,07%	6,67%	4,03%	(0,94%)	(3,93%)	2,73%	2,93%	3,27%	8,37%	9,44%	3,64%	0,94%	48,89%	20,80%
2007	4,90%	0,32%	5,51%	(0,37%)	3,92%	(3,75%)	(0,35%)	(0,91%)	0,05%	8,39%	(2,57%)	(4,01%)	10,80%	2,36%
2008	(12,39%)	1,85%	(2,86%)	2,66%	1,09%	(12,27%)	(4,00%)	3,14%	(13,15%)	(17,65%)	1,56%	0,10%	(43,19%)	(43,77%)
2009	(6,70%)	(7,39%)	2,93%	17,26%	7,69%	3,37%	8,71%	7,54%	4,87%	(5,79%)	0,54%	4,69%	41,16%	32,39%
2010	(0,14%)	(2,82%)	7,92%	(0,08%)	(9,00%)	(2,74%)	7,10%	(0,67%)	6,71%	4,92%	(9,04%)	9,50%	9,88%	11,61%
2011	4,09%	4,30%	0,60%	1,85%	(1,82%)	(1,30%)	(5,57%)	(10,77%)	(5,95%)	7,79%	(5,02%)	(1,58%)	(13,93%)	(8,61%)
2012	6,70%	2,26%	(1,41%)	(5,39%)	(10,94%)	6,97%	0,02%	3,40%	1,88%	0,74%	3,20%	9,86%	18,18%	18,18%
2013	5,52%	(0,54%)	(3,63%)	4,55%	3,16%	(3,00%)	7,37%	(1,36%)	9,39%	7,09%	1,52%	(0,31%)	32,87%	20,79%
2014	0,98%	3,78%	3,14%	(0,71%)	1,20%	0,53%	(4,15%)	(1,40%)	(2,04%)	(4,54%)	3,54%	(3,04%)	(3,13%)	7,20%
2015	5,71%	8,08%	1,04%	1,47%	0,36%	(3,53%)	1,82%	(6,89%)	(6,84%)	6,92%	2,25%	(4,39%)	4,69%	9,60%
2016	(7,74%)	(0,26%)	6,81%	4,45%	(5,26%)	9,46%	3,87%	0,63%	2,31%	0,92%	6,50%	22,77%	1,73%	1,73%
2017	2,51%	3,37%	7,31%	(1,33%)	0,85%	(1,11%)	1,57%	0,15%	0,66%	4,43%	(1,66%)	1,40%	19,32%	10,58%
2018	4,39%	(0,67%)	(2,40%)	4,39%	(3,33%)	(1,08%)	3,29%	(0,71%)	(4,32%)	(9,45%)	(1,23%)	(7,12%)	(17,64%)	(10,77%)
2019	9,69%	4,41%	(1,00%)	2,92%	(6,34%)	1,96%	(1,64%)	(3,32%)	3,49%	3,08%	3,47%	1,08%	18,24%	26,82%
2020	(3,54%)	(6,76%)	(28,97%)	15,47%	0,64%	1,53%	(2,41%)	4,17%	(3,22%)	(3,82%)	27,32%	6,73%	(3,08%)	(1,99%)
2021	0,94%	14,73%	4,97%	(0,24%)	4,41%	(2,20%)	(0,67%)	2,31%	1,17%	7,41%	(5,54%)	6,86%	38,04%	24,91%
2022	0,79%	0,20%	4,65%	2,89%	5,05%	(9,24%)	1,67%	(1,81%)	(7,43%)	8,45%	4,30%	1,11%	9,56%	(10,64%)
2023	6,16%	3,03%	(3,98%)	(0,64%)	(2,16%)	1,34%	2,56%	0,25%	1,26%	(2,56%)	3,12%	3,04%	11,53%	15,81%
2024	(0,67%)	(1,76%)	6,25%	2,70%	3,09%	(2,94%)	(1,67%)	(2,60%)	(1,61%)	(2,62%)	(0,58%)	1,60%	(1,27%)	8,78%
2025	4,16%	3,20%	(0,29%)	(0,60%)	9,46%	2,75%	2,24%	4,69%	1,78%	2,44%	3,82%	4,34%	44,85%	19,80%
2026	5,61%	6,51%	(3,45%)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	8,61%	(1,01%)

Atribución de resultados

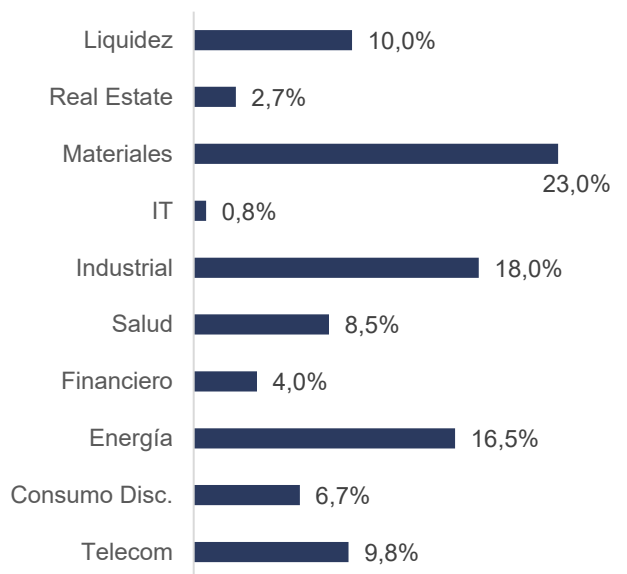
Marzo 2026



Principales posiciones



Distribución sectorial





INFORMACIÓN GENERAL

Vehículo: LA MUZA INVERSIONES, SICAV

Fecha Inicio: 30/03/1999

Patrimonio: €304,69 millones

Valor Liquidativo a 31/03/2026: €89,961

Divisa: EUR

Categoría: Sociedad de Inversión. Global

ISIN: ES0130365035

Nº Registro CNMV: 425

Ticker Bloomberg : S0891 SM

Política de Inversión: Hasta 100% en Renta Variable, Renta Fija y otros permitidos por normativa

Inversión Mínima: 1 acción

Liquidez: Diaria

Entidad Gestora: Muza Gestión de Activos, SGIIC, S.A.

Gestor: Luis Urquijo

Entidad Depositaria: Caceis Bank Spain, S.A.

Auditor: PwC

Com. Gestión: 1,00% s/Patrimonio

Com. Depositaria: 0,06% s/Patrimonio

Com. Éxito: No

Esta presentación se ha preparado con un carácter exclusivamente informativo. Toda la información aquí incluida debe ser considerada confidencial y por lo tanto no debe ser compartida con ninguna otra persona o entidad distinta del destinatario sin el consentimiento expreso de Muza Gestión de Activos, SGIIC. Los resultados históricos aquí contenidos no son garantía de resultados futuros. El inversor y/o sus asesores deben considerar cualquier tipo de aspecto legal, impositivo y contable que pueda afectar a la tipología de inversión contenida en esta presentación. Este documento no constituye ningún tipo de oferta de venta de acciones. Alguna de las afirmaciones contenidas en esta presentación constituye "perspectivas futuras". En concreto cualquier afirmación expresa o implícita relativa a "eventos futuros" o "expectativas" deben ser consideradas como perspectivas futuras. Cualquier afirmación, expresa o implícita relativa a "perspectivas futuras" podrá ser incorrecta y cualquier evento relativo a las mencionadas perspectivas futuras podría no comportarse como en este documento se anticipa.



INFORMACIÓN DE CONTACTO

www.muzagestion.com

Calle de Castelló, 128 - planta 9.

28006 Madrid

Teléfono: +34 911 634 812

info@muzagestion.com

