



## **Minutas Citadas en el IPoM de Junio 2026**

### **División Política Monetaria - Banco Central de Chile**

#### **RECUADRO I.1: RESILIENCIA DE LA ACTIVIDAD GLOBAL**

Benjamín Álvarez, Guillermo Carlomagno, Carlos Lizama, María Teresa Reszczyński.

#### **RECUADRO I.2: DINÁMICAS NO LINEALES DEL PRECIO DEL PETRÓLEO**

Juan M. Wlasiuk, Brian Pustilnik, Guillermo Carlomagno, Valentina Hernández.

#### **RECUADRO I.3: PERSISTENCIA DE SHOCKS DE OFERTA Y SU PROPAGACIÓN HACIA EL RESTO DE LA ECONOMÍA**

Isidora Díaz, Agustín Díaz, Camilo Levenier, Mario Giarda y Lucas Bertinatto.

#### **RECUADRO II.1: PROPAGACIÓN DEL SHOCK DE PETRÓLEO AL IPC**

Felipe Guzmán, Valentina Cortés, Eduardo Herrera, Mario Giarda, Agustín Díaz, Daniel Perez y Lucas Bertinatto.

#### **RECUADRO II.1: PROPAGACIÓN DEL SHOCK DE PETRÓLEO A PRECIOS DE EMPRESAS**

Nicolás Rivera, Diego Donoso, Roberto Gillmore, Rodrigo Heresi, David Kohn y Dagoberto Quevedo.



## Minuta citada en el Recuadro I.1:

### Resiliencia de la Actividad Global

Benjamín Álvarez, Guillermo Carlomagno, Carlos Lizama, María Teresa Reszczynski.

#### 1. Introducción

Esta minuta desarrolla en mayor detalle los antecedentes presentados en el Recuadro I.1 Resiliencia de la economía global del IPoM de junio de 2026, dentro los que se destaca: (i) las perspectivas del mercado sobre la reanudación del tránsito por el estrecho de Ormuz y su impacto acotado en los precios del petróleo; (ii) el impulso de la Inteligencia Artificial (IA) en actividad, particularmente en inversión y comercio, (iii) el dinamismo de los mercados bursátiles, en donde el optimismo en torno a la IA nuevamente es un factor relevante, y (iv) datos recientes y perspectivas de mercado que dan cuenta de una actividad global resiliente.

#### 2. Distribuciones de probabilidad futura de precios de petróleo implícitas en precios de opciones.

Las opciones sobre el petróleo Brent proporcionan información valiosa sobre las expectativas del mercado, no sólo en torno a su precio esperado, sino sobre toda la distribución.

Los precios de las opciones sobre un activo contienen, de forma implícita, la distribución de probabilidad que el mercado le asigna a su precio futuro. Para vincular precios de opciones con su distribución implícita se requiere un modelo de valoración. Dado que el subyacente es un contrato de futuros, se emplea el modelo de Black (1976), una adaptación del modelo de Black-Scholes (1973) para opciones sobre futuros, que sustituye el precio spot por el forward y descuenta el resultado a la tasa libre de riesgo. El precio de una call europea es:

$$C(K) = e^{-rT} [F\Phi(d_1) - K\Phi(d_2)]$$
$$d_1 = \frac{\ln(F/K) + \frac{1}{2}\sigma^2 T}{\sigma\sqrt{T}}, \quad d_2 = d_1 - \sigma\sqrt{T}$$

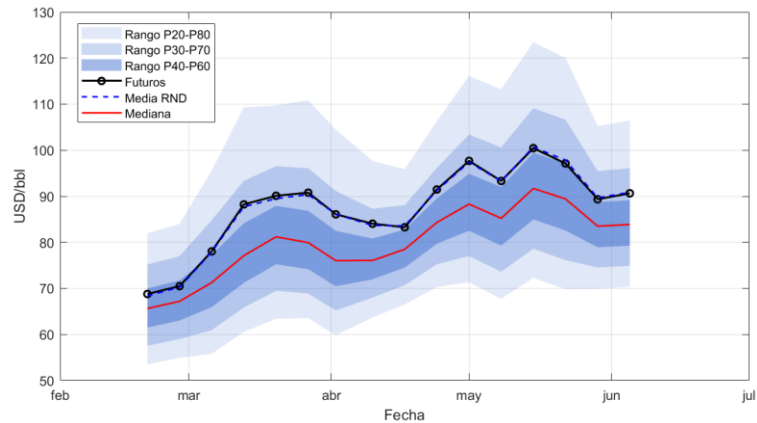
donde  $F$  es el precio de futuro,  $K$  el strike,  $T$  el tiempo a vencimiento,  $r$  la tasa libre de riesgo,  $\sigma$  la volatilidad y  $\Phi(\cdot)$  la función de distribución acumulada de la distribución normal estándar.

El resultado central, que permite recuperar la distribución, es el teorema de Breeden y Litzenberger (1978), según el cual la densidad neutral al riesgo del precio futuro, evaluada en un nivel  $K$ , es proporcional a la segunda derivada del precio de la call respecto del strike:

$$f(K) = e^{rT} \frac{\partial^2 C(K)}{\partial K^2}$$

Usando esta metodología, podemos estimar cómo ha evolucionado la distribución del precio futuro del petróleo Brent a septiembre, que se observa en el Gráfico 1. El resultado es que, a pesar de un escenario geopolítico más adverso que a mediados de marzo, la cola derecha de la distribución de precios al cierre estadístico de este IPoM no ha aumentado de forma sustancial.

**Gráfico 1: Evolución de la distribución de probabilidad para el Brent a septiembre (USD/barril)**

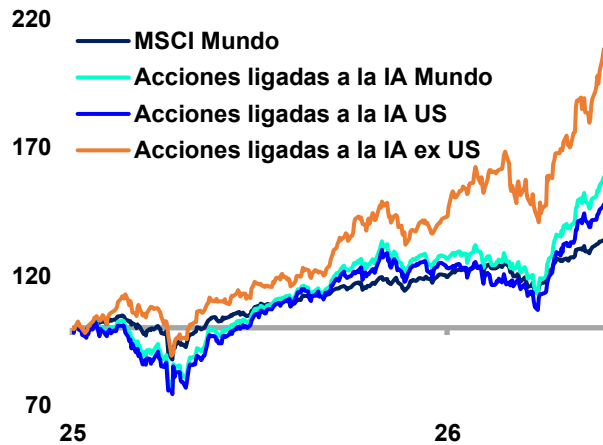


### 3. Evolución de mercados bursátiles

Pese a la prolongación del conflicto en Medio Oriente, los mercados financieros han mantenido un tono optimista, con ganancias relevantes en las bolsas globales. Desde el cierre estadístico del IPoM de marzo, el índice MSCI global (que incluye avanzados y emergentes) aumentó 9,2%. Al descomponer este índice en las acciones relacionadas a la Inteligencia Artificial y ponderarlas por su capitalización bursátil (detalle de las acciones seleccionadas en el Apéndice 1) se observa que este subconjunto aumentó 21% desde el IPoM y acumula un alza de 47% desde inicios de 2025. Este desempeño no se explica solo por empresas estadounidenses: al excluirlas, el índice sube cerca de 90% (gráfico 2). Sin embargo, la exposición a IA sigue siendo desigual entre regiones, ya que estas firmas representan 39% de la capitalización bursátil en EE.UU. y 17% en el resto del mundo.

La selección considera compañías con exposición, directa o indirecta, al desarrollo, adopción o infraestructura necesaria para la inteligencia artificial. Se incluyen empresas que participan en la cadena de valor de IA a través de semiconductores, equipos para fabricación de chips, memoria, cloud computing, software empresarial, modelos y plataformas digitales, automatización industrial, edge AI, robótica, data centers, infraestructura energética y servicios tecnológicos vinculados a la adopción corporativa de IA. La clasificación no busca identificar empresas “puras” de IA, sino capturar aquellas cuyo desempeño bursátil puede estar influido por las expectativas de crecimiento asociadas a este ecosistema.

**Gráfico 2: MSCI global y acciones ligadas a la Inteligencia Artificial**  
(índice 100=01/01/25)

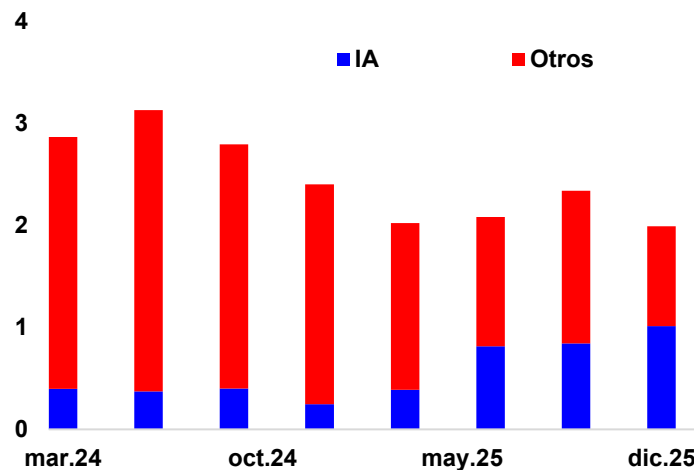


Nota: índices en USD.

#### 4. Impacto en actividad e inversión de la IA en EE.UU.

La IA ha continuado siendo un motor relevante del crecimiento en Estados Unidos. En línea con la metodología desarrollada en el [Recuadro I.1 del IPoM de diciembre de 2025](#) —que también considera las exportaciones netas de los productos asociados a dicha inversión—, la inversión vinculada a la IA explicó en torno a la mitad de la variación anual del PIB en los últimos dos trimestres, aumentando respecto del tercio observado en el 3T25 (Gráfico 3).

**Gráfico 3: Contribución IA al PIB de Estados Unidos**  
(contribución en pp. a variación a/a)

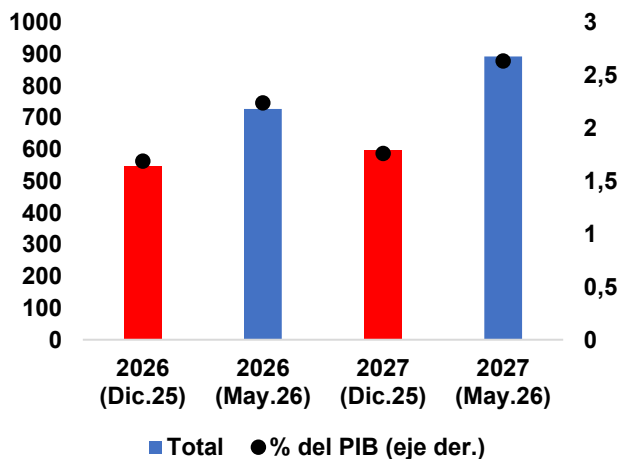


Nota IA incluye inversión Eq. De procesamiento de información, software, I+D, centro de datos, infraestructura energética y exportaciones netas de bienes relacionados a lo anterior. Contribución en pp. a variación anual del PIB s.a.

En adelante, se espera que el desarrollo de esta tecnología continúe siendo un impulso relevante para el crecimiento. De acuerdo con la evolución de las expectativas de mercado para la inversión de los principales *hyperscalers* –medidas a través del consenso de analistas de Bloomberg–, estas se han revisado significativamente al alza respecto de diciembre de 2025 (Gráfico 4). Para 2026, las expectativas disponibles a fines del año anterior apuntaban a un aumento de 26% anual, mientras que para 2027 anticipaban un crecimiento de 9%. Tras la publicación de los resultados del primer trimestre de 2026 de estas empresas, las expectativas de crecimiento del CAPEX aumentaron a 67% para 2026 y a 23% para 2027. Esto elevaría la participación de esta inversión en el PIB hasta 2,2% y 2,6% en 2026 y 2027, respectivamente, frente al 0,95% que representaba a comienzos de 2025 (Gráfico 5).

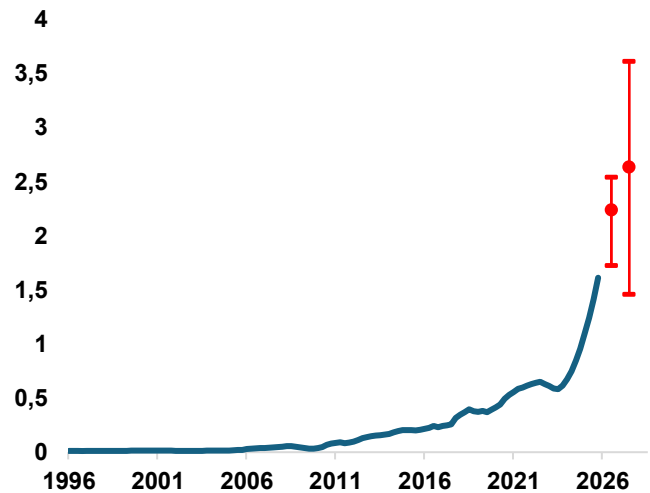
**Gráfico 4: Cambio en las proyecciones de CAPEX IA Hyperscalers**

(eje izq: USD bn; eje der: % del PIB de EE.UU.)



Nota: PIB para 2026 y 2027 proyectado en base a consenso de Bloomberg. Empresas IA Hyperscalers incluyen a: Meta, Amazon, Microsoft, Alphabet, Apple, Oracle y Corewave.

**Gráfico 5: CAPEX IA Hyperscalers (porcentaje del PIB de EE.UU.)**

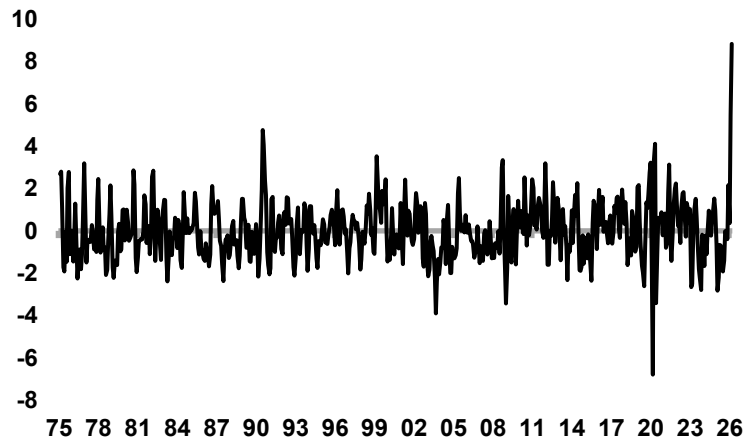


Nota: Elaboración propia en base a datos de consenso de Bloomberg. Puntos hacen referencia a estimación más alta, mediana y estimación más baja. PIB para 2026 y 2027 proyectado en base a consenso de Bloomberg.

Otra forma de evaluar el impulso de la IA sobre la actividad económica es a través de la producción industrial. Para ello clasificamos la producción industrial en distintos grupos, incluyendo “más expuestos a IA” y “más expuestos al shock de petróleo”. Para el primer grupo, descomponemos la producción industrial de EE.UU. según los principales *market groups* reportados por la Reserva Federal, y clasificamos aquellas categorías más directamente vinculadas al desarrollo y adopción de inteligencia artificial. Bajo este criterio, las categorías asociadas a IA corresponden a: equipamiento empresarial: equipos de procesamiento de información y relacionados; equipamiento empresarial: equipos industriales; equipamiento empresarial: otros equipos; computadores y otros ensamblajes de placas y partes; materiales: semiconductores, circuitos impresos y otros componentes; y materiales: otras partes de equipos.

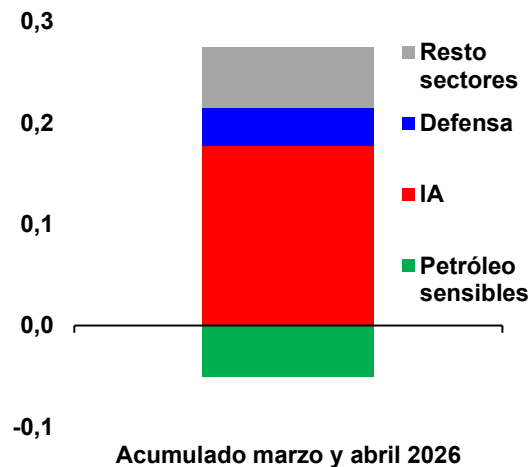
Para construir el grupo de “expuestos al shock petrolero”, aplicamos la metodología de Baumeister y Kilian (2014) y obtenemos una estimación del shock de oferta de petróleo, la cual se muestra en el Gráfico 6.

**Gráfico 6: Shock de oferta de petróleo**  
(suma móvil 2 meses)



Luego, evaluamos qué sectores de la producción industrial son más sensibles a este shock. Para ello, definimos como “petróleo-sensibles” aquellos sectores cuya actividad responde negativamente ante un shock de oferta de petróleo. En particular, estimamos proyecciones locales entre el shock petrolero identificado y los distintos sectores de la producción industrial. A partir de estas estimaciones, calculamos funciones de impulso-respuesta (IRFs por sus siglas en inglés) y clasificamos un sector como “más expuesto al petróleo” cuando la respuesta acumulada al tercer mes es negativa y estadísticamente significativa al 60%. Finalmente, ponderamos cada categoría por su peso en la producción industrial. El resultado se muestra en el Gráfico 7, donde se observa los sectores asociados a la IA más que compensaron el efecto negativo en aquellos expuestos al shock de petróleo.

**Gráfico 7: Descomposición producción industrial**  
(cambio acumulado entre marzo y abril 2026, porcentaje)



Nota: “Resto sectores” son todos los *market group* que no se califican como defensa, IA ni petróleo sensibles.

## 5. Impacto en la actividad y comercio global

El ciclo de inversión en IA y su efecto macroeconómico real se ve fuertemente influenciado por la construcción y el equipamiento de un data center, los cuales requieren volúmenes significativos de bienes transables - desde semiconductores avanzados hasta infraestructura energética, equipos de refrigeración y materiales de construcción-, cuyos flujos quedan registrados en las estadísticas de comercio internacional del mundo. Monitorear estos flujos permite aproximar la intensidad y difusión geográfica del ciclo de inversión en IA. Sin embargo, no existe una partida arancelaria única que capture este fenómeno, ya que los insumos relevantes están dispersos en diversos códigos de partidas arancelarias distintas, mezclados con bienes de uso general. Por esta razón, en este trabajo se desarrolla un índice global de comercio relacionado a estos productos, con el objetivo de homogenizar el seguimiento de los flujos de comercios relacionados al desarrollo de la IA.

A diferencia de un centro de datos convencional, una instalación orientada a IA se caracteriza por una densidad de potencia significativamente mayor, por el uso intensivo de GPUs y circuitos dedicados, por sistemas de refrigeración líquida o híbrida, y por requerimientos de redundancia eléctrica más exigentes (Uptime Institute, 2024; Uptime Institute, 2025; Network World, 2025; Schneider Electric, 2025). Estas características determinan una canasta de insumos específica e intensiva en ciertos bienes.

Sobre esta base, se definieron seis categorías que estructuran de manera exhaustiva y mutuamente excluyente la cadena de valor física de una instalación, en línea con lo planteado por Waugh (2026): infraestructura eléctrica, redes de telecomunicaciones, refrigeración, estructura física, seguridad y materiales especializados.

Siguiendo la propuesta de Waugh (2026), para apoyar la construcción metodológica se utilizó un modelo de lenguaje de gran escala (LLM, por sus siglas en inglés) como herramienta auxiliar para identificar, organizar y contrastar categorías de bienes asociadas a infraestructura de IA. A través de esto, se llegó al universo final que comprende 383 códigos a nivel HS6, que es el nivel más desagregado en que la Organización Mundial de Aduanas garantiza nomenclatura uniforme entre países, lo que permite comparar y agregar flujos de comercio de distintos reportantes; los niveles más finos (HS8, HS10) son idiosincráticos a cada jurisdicción.

Para evaluar la completitud de la clasificación resultante, esta se contrastó con la base de datos de Waugh (2026) que identifica 645 códigos arancelarios a 10 dígitos (HTS10, nomenclatura que utiliza Estados Unidos) como relevantes para data centers de IA, organizados en categorías análogas a las propias. El ejercicio de validación consistió en truncar los códigos HTS10 de la base externa a sus primeros cuatro dígitos –obteniendo el universo HS4 implícito, de 107 partidas únicas– y verificar qué proporción de ese universo era capturada por la clasificación propia. El resultado principal fue un *recall* de 82%: 88 de las 107 partidas de la base externa estaban contenidas en la clasificación propia. Las 19 partidas restantes fueron analizadas caso a caso, con dos conclusiones. Primero, 13 correspondían a brechas genuinas de la clasificación inicial, que fueron incorporadas<sup>1</sup>. Segundo, 6 partidas correspondían a inclusiones discutibles de la base externa, frente a las cuales se mantuvo el criterio propio.

La Tabla 1 resume las categorías y el contenido de cada una de estas categorías a grandes rasgos:

---

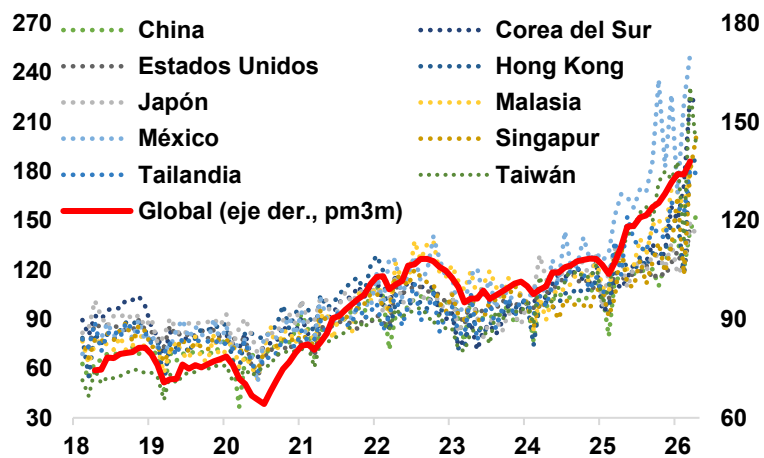
<sup>1</sup> Entre las más relevantes destacan los compuestos de tierras raras, las mezclas de refrigerantes, los motores diésel estacionarios para grupos electrógenos de respaldo, los racks metálicos para servidores y las edificaciones modulares prefabricadas, relevantes dada la reciente adopción de construcción modular por parte de los *hyperscalers*.

**Tabla 1: Índice global de exportaciones relacionadas a la IA**

Categoría	Códigos HS6	Contenido
<b>Compute</b>	85	Circuitos integrados (GPUs, CPUs, memoria), servidores y unidades de procesamiento, placas de circuito impreso, componentes pasivos (capacitores, resistencias), semiconductores discretos y de potencia, almacenamiento de estado sólido, y equipamiento para la fabricación de semiconductores.
<b>Networking</b>	17	Equipos de conmutación y ruteo, aparatos de transmisión de datos, cables de fibra óptica, fibras ópticas y componentes ópticos.
<b>Cooling</b>	88	Enfriadores y bombas de calor industriales, unidades de aire acondicionado de precisión, bombas centrífugas, ventiladores industriales, compresores, intercambiadores de calor, válvulas de control, refrigerantes (HFC y mezclas), glicoles y fluidos de transferencia térmica, instrumentos de control HVAC.
<b>Electrical</b>	113	Transformadores de potencia y distribución, convertidores estáticos (UPS, rectificadores, inversores), tableros y paneles de distribución, grupos electrógenos y motores diésel, generadores, baterías (plomo-ácido y litio), cables de potencia, motores eléctricos industriales, acero eléctrico para núcleos de transformadores.
<b>Building</b>	53	Acero estructural (perfiles, vigas, planchas), barras de refuerzo, cemento y agregados, aislación mineral, estructuras metálicas fabricadas, racks metálicos para servidores, edificaciones modulares prefabricadas, fijaciones, sistemas y preparaciones contra incendios.
<b>Specialty Materials</b>	27	Minerales y materiales críticos aguas arriba: compuestos y metales de tierras raras, cobre refinado y semielaborados, tantalio, tungsteno, cobalto, litio, grafito, silicio de grado electrónico, carburos. Su inclusión responde a la concentración geográfica de su oferta y a su carácter de insumo habilitante para las demás categorías.

Al agrupar todas estas categorías se construye el índice de exportaciones globales asociadas al ciclo de la IA. Desde comienzos de 2024, las exportaciones de estos productos han aumentado en torno al 40%. Dentro de este índice, existe heterogeneidad entre las economías más beneficiadas. Dentro de las economías exportadoras líderes en estas categorías se encuentran principalmente economías asiáticas, resaltando Taiwán y Corea del Sur. Taiwán destaca por la producción de semiconductores de última generación, ensamblaje de servidores, componentes electrónicos y equipamiento asociado a data centers. Empresas como TSMC cumplen un rol central en la producción de chips avanzados utilizados por firmas líderes en IA, mientras que otros fabricantes taiwaneses como Foxconn, Quanta, Wistron y Wiwynn participan en el ensamblaje de servidores y equipos de infraestructura digital (U.S. International Trade Administration, 2025). Corea del Sur se beneficia debido a su posición dominante en la producción de memorias avanzadas utilizadas en aceleradores de IA y servidores de alto rendimiento. Empresas como SK Hynix y Samsung Electronics son proveedores clave de memoria para la infraestructura global de IA. Las exportaciones en estas economías han aumentado en más de 100% respecto de 2024. Países como Malasia, Singapur, China y Tailandia registran incrementos algo menores, pero igualmente significativos (Gráfico 8).

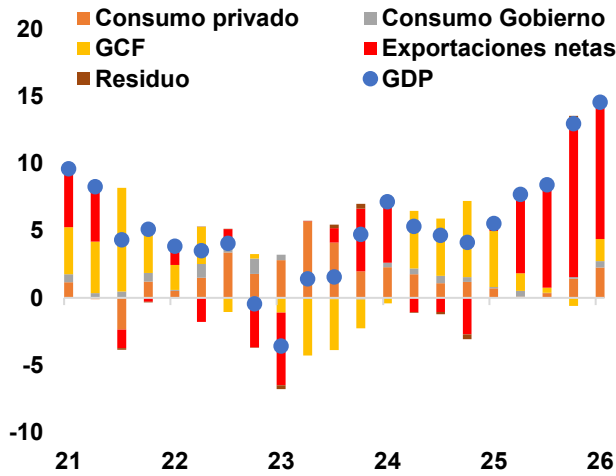
**Gráfico 8: Índice global de exportaciones relacionadas a la IA**  
(índice 100=01/01/24, eje der: promedio móvil 3 meses)



Nota: índices en USD. Elaboración propia en base a datos de Trade Data Monitor. Datos para índice global actualizados hasta marzo 2026, en base a disponibilidad de datos, mientras que otros países hasta abril 2026.

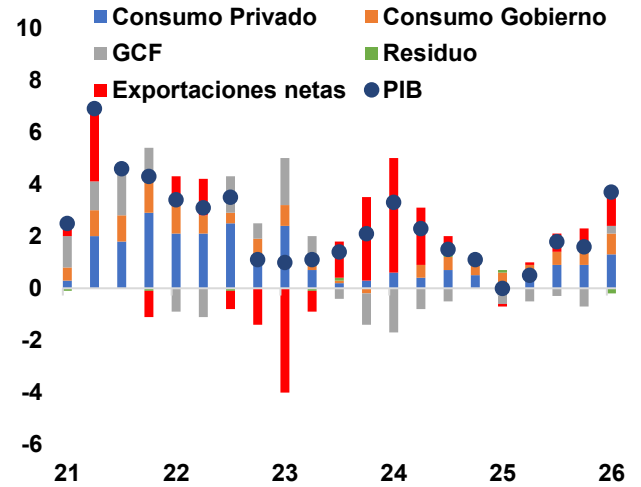
Este aumento en el comercio relacionado a la IA ya se refleja en las cifras de cuentas nacionales. En Taiwán, las exportaciones netas contribuyeron con 10 puntos porcentuales (pp) a la variación anual del PIB en el primer trimestre de este año, explicando casi dos tercios del crecimiento total, mientras que en Corea del Sur dicha contribución alcanzó 1,5pp (40% del total) (Gráfico 9 y 10).

**Gráfico 9: Contribuciones al PIB de Taiwán**  
(variación a/a)



Nota: Elaboración propia en base a datos de Bloomberg.

**Gráfico 10: Contribuciones al PIB de Corea del Sur**  
(variación a/a)

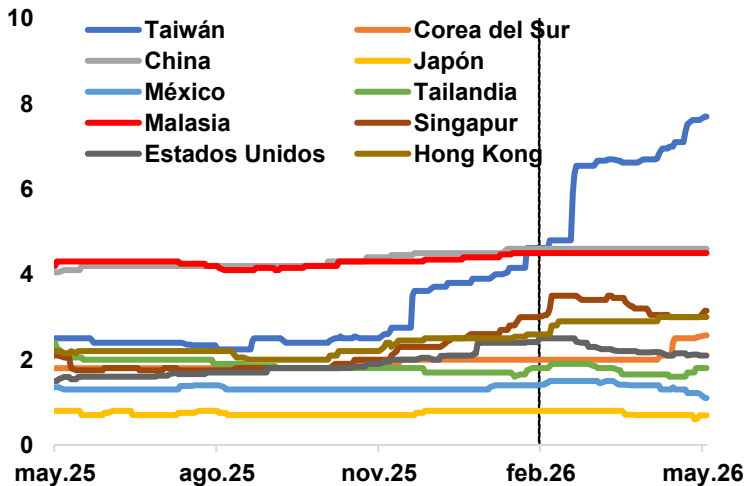


Fuente: Bloomberg.

## 6. Indicadores de alta frecuencia y perspectivas

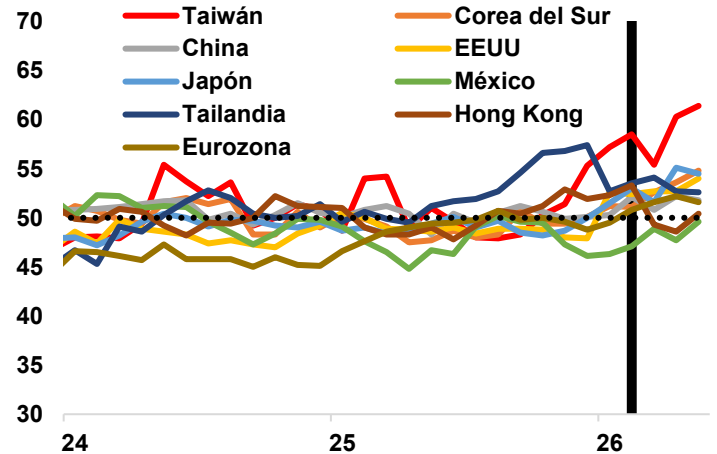
En cuanto a las perspectivas de corto plazo, los indicadores de alta frecuencia sugieren que la actividad global mantendrá su ritmo de crecimiento actual, en línea con la estabilidad observada en las proyecciones para este año (Gráfico 11). En particular, los PMI manufactureros se mantienen en terreno expansivo en las principales economías y han retomado una trayectoria al alza tras la leve caída registrada en marzo, al inicio del conflicto bélico (Gráfico 12).

**Gráfico 11: Expectativas de crecimiento 2026**  
(porcentaje)



Nota: línea negra punteada vertical marca el comienzo de la guerra (27 de febrero de 2026). Expectativas del consenso de analista de Bloomberg.

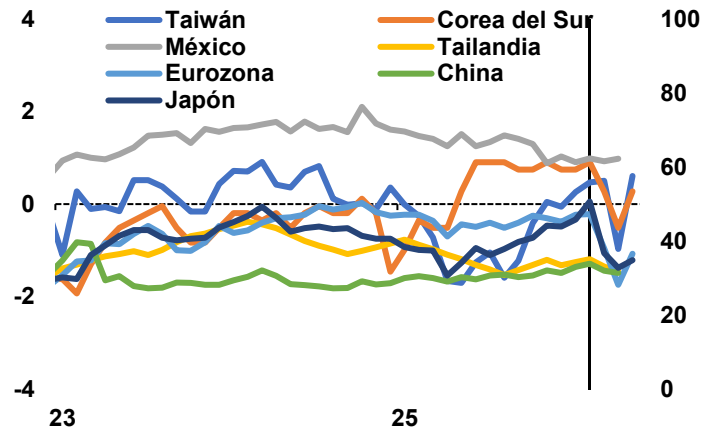
**Gráfico 12: PMIs manufactureros**  
(índice de difusión)



Nota: línea negra punteada vertical marca el comienzo de la guerra (febrero). Fuente: Bloomberg.

Por el lado de los consumidores, las encuestas realizadas en distintos países no muestran deterioros significativos en un número importante de economías, especialmente en los subcomponentes asociados a expectativas (Gráfico 13).

**Gráfico 13: Expectativas de consumidores**  
(z-score)



Nota: línea negra punteada vertical marca el comienzo de la guerra (febrero). Fuente: Taiwán: Cathay Financial Holding Co.,Ltd; Corea del Sur: Banco de Corea; Japón: Banco de Japón; México: INEGI; Tailandia: University of the Thai Chamber of Commerce; Eurozona: European Commission; China: National Bureau of Statistics of China.

## 7. Conclusión

Esta minuta presenta los factores que estarían detrás de la mayor resiliencia observada en la economía global. Primero, el mercado ha mantenido una visión relativamente optimista respecto de la apertura del estrecho de Ormuz. Segundo, los desarrollos recientes asociados a la inteligencia artificial han provisto un impulso tanto a la actividad -a través de los canales vinculados con la inversión y el comercio internacional- como al canal financiero, favoreciendo un desempeño positivo de los mercados bursátiles y de las condiciones financieras globales. Finalmente, los datos de corto plazo y la evolución reciente de las expectativas no muestran impactos significativos, lo que refuerza la resiliencia observada en el período reciente.

Con todo, es importante considerar la heterogeneidad que existe entre países dado lo mencionado anteriormente. Aquellas economías más vinculadas a las nuevas tecnologías están recibiendo un impulso considerablemente mayor al resto. En otras, el impulso es más bien indirecto. Chile, que no participa de forma directa en la cadena productiva de la IA, se ve beneficiado por el precio del cobre -impulsado en buena medida por la IA-, un la demanda externa resiliente y condiciones financieras externas más favorables.



## REFERENCIAS

Uptime Institute. (2024). Global data center survey 2024. Uptime Institute.

Uptime Institute. (2025). AI infrastructure and data center capacity trends. Uptime Institute.

Network World. (2025). How AI is reshaping data center design and operations. Network World.

Schneider Electric. (2025). Data centers and AI: Power, cooling, and infrastructure requirements. Schneider Electric.

U.S. International Trade Administration. (2025). Taiwan - Semiconductors including chip design for AI. Taiwan Country Commercial Guide. <https://www.trade.gov/country-commercial-guides/taiwan-semiconductors-including-chip-design-ai>

Waugh, M. E. (2026). Trade in AI-related products. Federal Reserve Bank of Minneapolis, Quarterly Review, 46(1). <https://doi.org/10.21034/qv.4612>

Empresa	País	Sector / exposición IA
<b>NVIDIA</b>	EE. UU.	Semiconductores, GPUs, aceleradores IA
<b>Microsoft</b>	EE. UU.	Cloud, software empresarial, copilots, infraestructura IA
<b>Apple</b>	EE. UU.	Dispositivos, IA en edge/on-device, ecosistema hardware-software
<b>Amazon</b>	EE. UU.	Cloud/IA vía AWS, automatización, e-commerce
<b>Alphabet</b>	EE. UU.	Modelos IA, búsqueda, publicidad digital, cloud
<b>Broadcom</b>	EE. UU.	ASICs, networking y chips para data centers IA
<b>Meta Platforms</b>	EE. UU.	Modelos IA, recomendación, publicidad digital
<b>Tesla</b>	EE. UU.	Conducción autónoma, robótica, visión computacional
<b>Micron Technology</b>	EE. UU.	Memoria DRAM/HBM para IA
<b>AMD</b>	EE. UU.	GPUs, CPUs y aceleradores IA
<b>Intel</b>	EE. UU.	CPUs, fabricación de chips, aceleradores IA
<b>Cisco Systems</b>	EE. UU.	Redes, conectividad y data centers
<b>Lam Research</b>	EE. UU.	Equipos para fabricación de semiconductores
<b>Applied Materials</b>	EE. UU.	Equipos/materiales para fabricación de chips
<b>KLA</b>	EE. UU.	Metrología y control de calidad en semiconductores
<b>Oracle</b>	EE. UU.	Cloud, bases de datos e IA empresarial
<b>Palantir</b>	EE. UU.	Software de datos, analítica e IA aplicada
<b>IBM</b>	EE. UU.	IA empresarial, cloud híbrida, consultoría
<b>Qualcomm</b>	EE. UU.	Chips móviles, edge AI, conectividad
<b>Texas Instruments</b>	EE. UU.	Chips analógicos, edge/industrial AI
<b>Analog Devices</b>	EE. UU.	Sensores, chips analógicos, automatización
<b>Netflix</b>	EE. UU.	Sistemas de recomendación y personalización
<b>GE Vernova</b>	EE. UU.	Infraestructura energética para data centers
<b>Caterpillar</b>	EE. UU.	Maquinaria autónoma, automatización industrial
<b>ASML</b>	Países Bajos	Litografía avanzada para chips de IA
<b>SAP</b>	Alemania	Software empresarial, datos, ERP e IA corporativa
<b>Siemens</b>	Alemania	Automatización industrial, software industrial, gemelos digitales
<b>Schneider Electric</b>	Francia	Electrificación, automatización e infraestructura para data centers
<b>ABB</b>	Suiza	Robótica, automatización industrial, electrificación
<b>Tokyo Electron</b>	Japón	Equipos para fabricación de semiconductores
<b>Advantest</b>	Japón	Testeo de chips avanzados
<b>Hitachi</b>	Japón	Infraestructura digital, automatización e IA industrial
<b>Sony Group</b>	Japón	Sensores de imagen, gaming, entretenimiento e IA aplicada
<b>Keyence</b>	Japón	Sensores, visión artificial, automatización
<b>SoftBank Group</b>	Japón	Inversión tecnológica/IA, exposición indirecta a semiconductores y plataformas
<b>Shopify</b>	Canadá	Software/e-commerce, herramientas IA para comercios
<b>Taiwan Semiconductor Manufacturing Company — TSMC</b>	Taiwán	Foundry líder para chips avanzados de IA



<b>Samsung Electronics</b>	Corea del Sur	Memoria, semiconductores, dispositivos e IA integrada
<b>SK Hynix</b>	Corea del Sur	Memoria HBM/DRAM para aceleradores IA
<b>Tencent</b>	China	Cloud, videojuegos, publicidad, modelos IA y plataformas digitales
<b>Alibaba</b>	China	Cloud, e-commerce, modelos IA y software empresarial
<b>Baidu</b>	China	Búsqueda, modelos IA, cloud y conducción autónoma
<b>Meituan</b>	China	Algoritmos de logística, recomendación y automatización
<b>Xiaomi</b>	China	Dispositivos inteligentes, edge AI, autos eléctricos/conectados
<b>BYD</b>	China	Vehículos eléctricos, software, automatización y conducción asistida
<b>MediaTek</b>	Taiwán	Chips móviles, edge AI, conectividad
<b>Hon Hai / Foxconn</b>	Taiwán	Manufactura electrónica, servidores IA, cadena hardware
<b>Delta Electronics</b>	Taiwán	Power management, infraestructura eléctrica para data centers
<b>Infosys</b>	India	Servicios TI, automatización, IA empresarial
<b>Tata Consultancy Services — TCS</b>	India	Servicios TI, consultoría e IA empresarial
<b>HCLTech</b>	India	Servicios digitales, cloud, automatización e IA empresarial
<b>Wipro</b>	India	Servicios TI, automatización e IA aplicada
<b>MercadoLibre</b>	Argentina / LatAm	E-commerce, fintech, logística algorítmica
<b>Sea Limited</b>	Singapur	E-commerce, gaming, fintech, recomendación y datos
<b>Naspers / Prosus</b>	Sudáfrica / Países Bajos	Inversiones digitales, plataformas tecnológicas, exposición indirecta a Tencent



## Minuta citada en el Recuadro I.2 del IPoM Junio 2026

### Dinámicas no lineales del precio del petróleo

Juan M. Wlasiuk, Brian Pustilnik, Guillermo Carlomagno, Valentina Hernández.

Esta minuta brinda detalles del análisis presentado en el Recuadro I.2 del IPoM de junio 2026. Se describe la situación del mercado físico del petróleo tras el cierre del Estrecho de Ormuz y el modelo estructural utilizado para analizar la relación entre inventarios, expectativas de reapertura y precios.

#### 1. Introducción

Antes del cierre del Estrecho de Ormuz, iniciado a fines de febrero de 2026, transitaban por esa vía alrededor de 20 millones de barriles diarios (mb/d) de exportaciones petroleras del Golfo Pérsico — en torno a un quinto de la oferta mundial (AIE; OPEP). Una parte de ese faltante se ha cubierto con rutas alternativas, mayor producción de otros productores y ajustes de demanda; el resto se ha cubierto usando inventarios a un ritmo históricamente elevado. Los inventarios, sin embargo, son finitos: la pregunta que organiza este documento es qué ocurre con el precio del petróleo cuando éstos comienzan a percibirse como insuficientes para seguir cubriendo el déficit de oferta.

La respuesta que entrega el análisis es que, en esa situación, el precio queda dominado por la probabilidad que el mercado asigna a la reapertura del estrecho en un plazo razonable.

El análisis se apoya en un modelo estructural del precio del petróleo bajo stress de oferta, que combina la teoría clásica de almacenamiento con un mecanismo de corridas sobre inventarios à la Goldstein y Pauzner (2005). El resto del documento se organiza de la siguiente manera. La sección 2 describe la brecha de oferta y sus mecanismos de ajuste. La sección 3 presenta el modelo estructural y su lectura del episodio. La sección 4 explica la construcción del diagrama de fases que representan la dinámica. La sección 5 contrasta el escenario extremo de cierre indefinido con un modelo de comercio multilateral. La sección 6 concluye. Los anexos contienen la calibración completa de ambos modelos y detalles del diagrama de fases.

#### 2. La brecha de oferta y sus mecanismos de ajuste

Antes del cierre del Estrecho de Ormuz, iniciado a fines de febrero de 2026, transitaban por esa vía alrededor de 20 millones de barriles diarios (mb/d) de exportaciones petroleras. Una serie de mecanismos de ajuste ha permitido reducir parcialmente esta brecha (Gráfico 1).

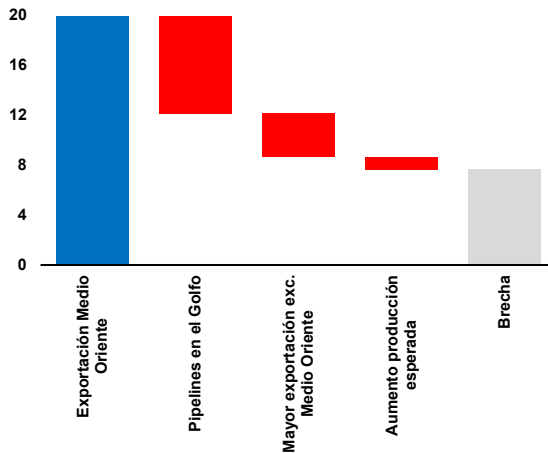
En primer lugar, los países del Golfo han logrado redirigir parte de sus flujos a través de rutas alternativas que evitan el estrecho —los puertos saudíes del Mar Rojo (Yanbu), el oleoducto Habshan–Fujairah en Emiratos Árabes Unidos y el oleoducto iraquí vía Turquía—, lo que ha permitido recuperar entre 6 y 8 mb/d de las exportaciones perdidas (AIE).

En segundo lugar, de acuerdo con la AIE, las exportaciones excluido Medio Oriente aumentaron en torno a 3,5 mb/d desde febrero, lideradas por Estados Unidos, Brasil, Kazajistán, Rusia y Venezuela. El grueso proviene de la liberación de reservas estratégicas —tras la activación del plan de la AIE para liberar 400 millones de barriles— y de la liberación de inventarios comerciales (AIE, Oil Market Report, May 2026). En esta línea, los inventarios globales se están agotando a un ritmo acelerado

de ~ 5 mb/d, con los stocks on-land de la OCDE cayendo en 4,9 mb/d en abril, mientras que reservas estratégicas se han liberado a un ritmo de 2,1 mb/d.

### Gráfico 1: Brecha de oferta

Exportaciones de Petróleo actuales y antes del conflicto (mbd)

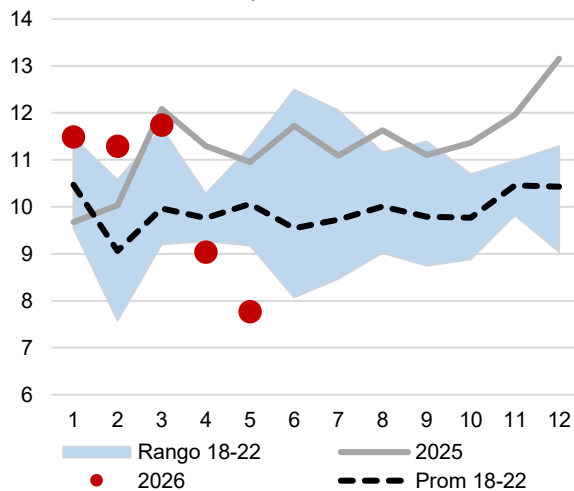


Fuente: Elaboración propia, en base a AIE y OPEC.

A lo anterior se suma un aumento esperado de producción (~1 mb/d), por la relajación de cuotas de la OPEP+ (0,4 mb/d) y mayor producción de países fuera del Golfo (0,5 mb/d según la AIE). Aun considerando todos estos factores, persiste una brecha residual de entre 7 y 8 mb/d.

### Gráfico 2: Importaciones de petróleo crudo de China

(por mes calendario, mbd)



Fuente: Elaboración propia, en base a Bloomberg.

Por el lado de los importadores, China ha sido el principal factor de ajuste. Sus importaciones de crudo —que en los primeros meses de 2026 se ubicaban en torno a 11–12 mb/d, en línea con 2025— se desplomaron a partir de abril, cayendo a cerca de 9 mb/d y luego a menos de 8 mb/d en mayo, muy por debajo del rango histórico y constituyendo, según la AIE, la mayor reducción entre países importadores (Gráfico 2). Esta caída responde tanto a la menor disponibilidad de crudo del Golfo

como a recortes de procesamiento en refinerías chinas, ante la débil demanda interna y el estrechamiento de márgenes por controles de precios.

La aritmética anterior deja al sistema dependiendo de un recurso finito. Con un drenaje de en torno a 5 mb/d y un stock utilizable acotado por mínimos operativos, la sostenibilidad del ajuste depende de la duración del cierre del estrecho— lo que motiva el análisis de las secciones siguientes.

### 3. Un modelo estructural de dos regímenes para el precio bajo el cierre

Para analizar la relación entre inventarios, expectativas y precios se utiliza un modelo estructural de equilibrio parcial del mercado del petróleo, desarrollado para este episodio. El modelo es teórico — se calibra con literatura y datos puntuales, no se estima sobre series históricas (Anexo A)— y analiza escenarios con el estrecho permanentemente cerrado o abierto, y se utiliza el precio observado para inferir las expectativas de mercado acerca de la re-apertura (sección 3.3).

#### 3.1. Equilibrio con liberación de inventarios: régimen sin corrida

En el modelo, el estado del sistema se resume a partir del inventario global observable  $S$ , medido en millones de barriles. Para vincular ese stock con el grado de tensión del mercado, se lo transforma en una medida de holgura  $h$  respecto del mínimo operativo. Esta transformación es lineal y se calibra con dos umbrales de mercado reportados por JPMorgan (*Oil Flash Note*, 30 de abril de 2026): el piso operativo de 6.800 mb, donde  $h = 0$ , y el umbral de stress de 7.600 mb<sup>1</sup>, donde  $h = h^*$ . Dado ese estado del sistema, la demanda y la oferta de flujo se modelan con elasticidad constante en torno al precio previo al conflicto  $P^0 = 70$  USD/bbl:

$$D(P) = D_0 (P/P^0)^{-\varepsilon_d}, \quad S_f(P) = S_{f,0} (P/P^0)^{\varepsilon_s} \quad (1)$$

con  $D_0 = 104$  mb/d (demanda pre-conflicto, AIE),  $S_{f,0} = 95$  mb/d (la oferta durante el cierre) y elasticidades de corto plazo ( $\varepsilon_d = 0,06$ ,  $\varepsilon_s = 0,04$ ), en el rango inferior de las estimaciones de Caldara, Cavallo e Iacoviello (2019), y en línea con las variaciones de precios y cantidades observadas desde fines de febrero.

La liberación de inventarios no ocurre a tasa constante, sino que sigue una curva de saturación

$$\dot{R}(h) = R_{\max} \frac{h}{h + h_R} \quad (2)$$

con  $R_{\max} = 6$  mb/d (la capacidad histórica de liberaciones coordinadas tipo AIE) y  $h_R$  calibrado para replicar el drenaje observado en marzo–abril de 2026 (~4 mb/d, AIE). La intuición es que, con holgura amplia, el sistema libera cerca del máximo; a medida que el inventario se acerca a sus mínimos técnicos, la liberación se vuelve crecientemente cautelosa.

<sup>1</sup> Las cifras generales referenciadas en este documento corresponden a inventarios globales *observables* (stock mundial de petróleo sobre el que existen datos oportunos y verificables) que reporta AIE en su reporte de mayo de 2026 (AIE, 2026). Para los niveles de stress se utiliza como referencia la nota publicada por JP Morgan el 30 de abril 2026, “The Illusion of Plenty”. Otras entidades —Citi, Morgan Stanley y Goldman Sachs, entre otras— coinciden en el diagnóstico de que los inventarios globales se aproximan a umbrales operacionalmente críticos, aunque con formulaciones y timing algo distintos. Citi (2026) subraya que, si bien el agregado observable podría parecer holgado, el crudo asiático ex-China y los productos refinados ya están por debajo de su rango de cinco años.

En el régimen clásico –la teoría de almacenamiento de Working (1949), Deaton y Laroque (1992) y Routledge, Seppi y Spatt (2000)— el precio  $P_C$  vacía el mercado de flujo:

$$D(P_C) = S_f(P_C) + \dot{R}(h) \quad (3)$$

La ecuación (3) permite identificar dos puntos de referencia del modelo. El primero corresponde a una situación con holgura amplia: en ese caso, la liberación plena de inventarios es suficiente para contener el precio en torno a un piso de aproximadamente 95 USD/bbl. El segundo corresponde al caso extremo en que el stock utilizable de inventarios se agota ( $h \rightarrow 0$ ). En ese escenario, ya no hay capacidad de amortiguación vía stocks, por lo que el ajuste debe recaer completamente sobre la demanda frente a la oferta de flujo disponible. El precio converge entonces al límite de *stockout*,  $P_{cap}$ , que puede expresarse en forma cerrada:

$$P_{cap} = P^0 \left( \frac{D_0}{S_{f,0}} \right)^{\frac{1}{\varepsilon_d + \varepsilon_s}} \approx 173 \text{ USD/bbl} \quad (4)$$

Ese límite corresponde al precio de agotamiento que se obtiene directamente de las elasticidades del modelo. En la sección 5 se evalúa esta referencia comparándola con un modelo de comercio multilateral. Bajo el supuesto de alta sustituibilidad entre distintos tipos de crudo, ese segundo enfoque converge a un precio prácticamente similar.

### 3.2. El régimen de corrida y la transición entre regímenes

Quien posee un barril almacenado puede liberarlo hoy o retenerlo esperando precios mayores. Si muchos tenedores retienen a la vez, la oferta efectiva cae y el precio sube, validando la decisión de retener. Es la misma retroalimentación de una corrida bancaria (Diamond y Dybvig, 1983), con los tenedores de inventario en el rol de los depositantes. En el régimen de corrida, una fracción  $\mu$  del flujo de liberación es retenida y el precio  $P_R$  resuelve:

$$D(P_R) = S_f(P_R) + (1 - \mu) \dot{R}(h) \quad (5)$$

con  $\mu = 0,5$  (ver calibración en Anexo A). Una propiedad importante es que en el *stockout* ambos regímenes convergen ( $P_R(0) = P_C(0) = P_{cap}$ ): es decir, la corrida altera la *trayectoria* del precio, no su destino.

La selección del régimen depende de cómo se resuelve la coordinación entre tenedores. Bajo *common knowledge*, existirían equilibrios múltiples en la lógica de Diamond–Dybvig: tanto “nadie retiene” como “todos retienen” podrían ser profecías autocumplidas. En ese contexto, el modelo no entregaría una probabilidad única que reportar. Por ello, se adopta el marco de juegos globales. En este enfoque, cada tenedor observa una señal privada levemente distinta sobre el estado del sistema, y ese pequeño ruido informacional –por mínimo que sea— selecciona un equilibrio único (Carlsson y van Damme, 1993; Morris y Shin, 1998). Goldstein y Pauzner (2005) extienden este resultado al caso de corridas y derivan la probabilidad de corrida condicional al fundamental ( $h$ ):

$$q(h) = \Phi \left( \frac{h^* - h}{\sigma} \right) \quad (6)$$

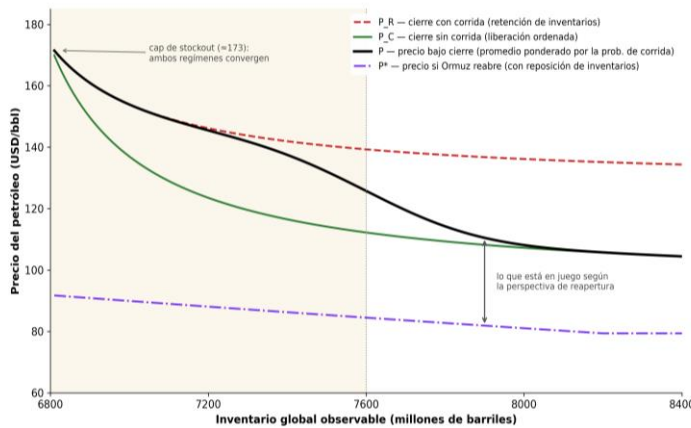
donde  $\Phi$  es la distribución normal estándar y  $\sigma$  la dispersión de las señales privadas. La unicidad del equilibrio es lo que permite hablar de una *probabilidad* de corrida bien definida. Así se define una “zona de fragilidad” que refiere al rango de inventarios donde  $q$  transita rápidamente de baja a alta. El precio bajo cierre persistente es entonces el promedio ponderado de los dos regímenes:

$$P(h) = (1 - q(h)) P_C(h) + q(h) P_R(h) \quad (7)$$

El Gráfico 3 muestra el mecanismo completo en el plano inventario  $\times$  precio. Con inventarios holgados, el precio con el estrecho cerrado se aproxima al régimen clásico sin corrida. Al comprimirse los inventarios, la probabilidad de la corrida crece y el precio se desplaza hacia  $P_R$ . Cuando los inventarios se agotan, todo converge al límite  $P_{cap}$ .

### Gráfico 3: El mecanismo del modelo: precio según el nivel de inventarios.

Precio Brent (modelado, USD/barril)



Nota: Curvas del modelo estructural evaluadas a cada nivel de inventario (calibración jun-2026). Banda sombreada: zona entre el umbral de stress (7.600 mb) y el piso operativo (6.800 mb) asumidos.  $P^*$  incluye una merma transitoria y decreciente de oferta al reabrir (inicialmente  $\Delta=1,3$  mb/d), y demanda de reposición de inventarios (la cual podría inicialmente postergarse, en cuyo caso reduciría  $P^*$  al momento de abrir entre USD4-5 por barril).

Fuente: Elaboración propia.

### 3.3. El precio si Ormuz reabre e inferencia de probabilidades

La curva morada del Gráfico 3 muestra el precio que prevalecería si el estrecho reabre,  $P^*(S)$ . Este precio no vuelve inmediatamente al nivel previo al conflicto por dos razones. Primero, la reapertura genera una demanda adicional de crudo para recomponer los inventarios que fueron utilizados durante el episodio de tensión. Esa presión es mayor mientras más bajo sea el nivel de inventarios al momento de la reapertura, y disminuye a medida que el sistema recupera holgura. Segundo, la oferta del Golfo no se normaliza por completo de inmediato, porque se supone que queda una merma transitoria de capacidad —una “cicatriz” — asociada a los daños provocados por el conflicto. En la calibración inicial, esa merma es de  $\Delta = 1,3$  mb/d y se reduce gradualmente durante el primer año posterior a la reapertura. Considerando ambos efectos,  $P^*(S)$  se ubica entre 79 y 84 USD/bbl, dependiendo del nivel de inventarios existente al momento en que el estrecho vuelve a operar y de si la reposición de inventarios (cuyo efecto representa inicialmente entre USD4 y 5 por barril) se activa inmediatamente.

El precio observado en el mercado refleja una combinación de dos posibles estados: uno en que el estrecho permanece cerrado y otro en que reabre. Esa combinación depende de la probabilidad  $\theta$  que el mercado asigna a la reapertura:

$$P_{\text{mercado}} = (1 - \theta) P(h) + \theta P^*(S) \Rightarrow \theta = \frac{P(h) - P_{\text{mercado}}}{P(h) - P^*(S)} \quad (8)$$

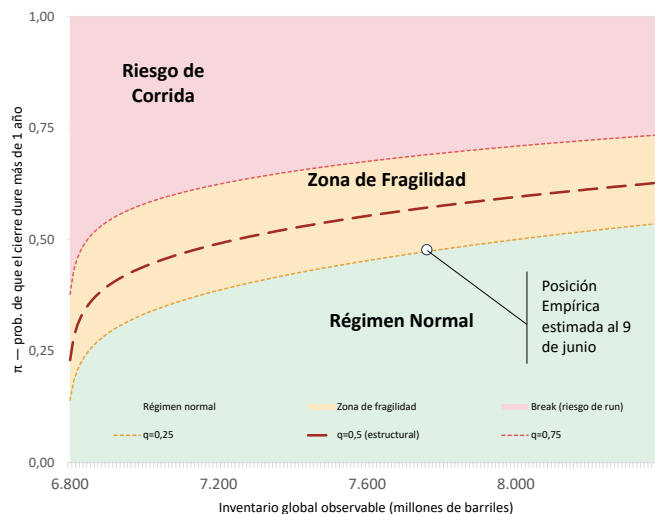
El despeje de la ecuación (8) convierte al modelo en una herramienta de *inferencia*: dado el precio observado y el inventario de cada fecha,  $\theta$  mide la probabilidad de reapertura implícita en los precios. Esta es la base de la inferencia de probabilidades del diagrama de fases (sección 4).

#### 4. El diagrama de fases: inventarios y persistencia esperada

El Gráfico 4 resume el estado del mercado en un mapa de dos dimensiones: el inventario global observable (eje horizontal, mb) y la probabilidad de que el cierre persista (eje vertical,  $\pi$ ). Su construcción se basa en una reformulación del modelo de la sección 3 en la que los elementos centrales para determinar el estado del mercado son la probabilidad de que el estrecho se mantenga cerrado por un tiempo prolongado y el nivel de los inventarios. Para más detalles, ver Anexo B.

#### Gráfico 4: Esquema conceptual de regímenes posibles

Diagrama de fases del mercado al 9 de junio de 2026



Nota: Diagrama de fases del modelo estructural de inventarios y precios. Eje x: inventario global observable (mb), con umbrales operacionales de piso (~6.800 mb) y stress (~7.600 mb). Eje y:  $\pi$  = probabilidad de que el cierre dure más de un año. Las fronteras corresponden a iso-curvas de la probabilidad de corrida  $q$  (central  $q=0,5$ ; punteadas  $q=0,25 / 0,75$ ) que delimitan la zona de fragilidad. Posición del 9-jun-2026: stock proyectado a partir del OMR IEA May-26 (~7.950 mb al 30-abr-2026) y probabilidad implícita en el precio del primer futuro del Brent de esa fecha (91,57 USD/bbl) y los regímenes del modelo. Las posiciones ilustran el mecanismo de fragilidad y no constituyen probabilidades calibradas de evento.

Fuente: Elaboración propia.

#### 5. Chequeo con un modelo de comercio multilateral

En esta sección se analiza el  $P_{cap}$  de  $\approx 173$  USD/bbl que el modelo estructural deriva para el escenario de agotamiento con cierre persistente (ecuación 4). Para ello se utiliza un modelo independiente, de naturaleza muy distinta: un modelo de comercio multilateral tipo Armington (1969), en el que cada país importador combina crudos de distintos orígenes con preferencias CES

y los exportadores enfrentan restricciones físicas de ruta. El modelo se resuelve en cambios proporcionales (*hat algebra*) sobre los flujos bilaterales del sector B06 (extracción de crudo) de la matriz insumo-producto mundial (OCDE, WIOT 2022; 70 países), y el cierre permanente se representa con fracciones de *bypass* por oleoductos ( $\delta_{SAU} = 0,38$ ;  $\delta_{EAU} = 0,20$ ; resto del Golfo 0,05) y costos de desvío de ruta por el Cabo de Buena Esperanza. La condición de vaciamiento para cada vendedor  $i$  es:

$$\delta_i \phi_i^{\eta_i} = \sum_k \alpha_{ik} \left( \frac{\phi_i (1 + \tau_{ik})}{P_k} \right)^{-\sigma} P_k^{-\beta} \quad (9)$$

donde  $\phi_i$  es el precio de origen (relativo al *baseline* de 70 USD/bbl),  $P_k$  el índice de precios CES del comprador  $k$ ,  $\sigma$  la elasticidad de sustitución entre orígenes,  $\beta$  la elasticidad de la demanda agregada y  $\eta_i$  las elasticidades de oferta (tomadas de la literatura). El precio mundial es el promedio de los  $\phi_i$  ponderado por producción.

Con la calibración preferida del modelo de comercio ( $\sigma$  entre 20 y 30, consistente con la literatura de sustitución entre crudos, y  $\beta$  entre 0,05 y 0,10), el cierre permanente –quitando los extremos– arroja un precio mundial de entre 160 y 190 USD/bbl (2,3–2,7 veces el *baseline*). En el ejercicio límite: a medida que  $\sigma$  crece, el modelo converge al caso de “un solo petróleo global” –exactamente el supuesto del modelo estructural de la sección 3. En ese límite, con  $\beta = 0,06$  (la misma elasticidad de demanda del modelo estructural), el precio converge a  $\approx 173$  USD/bbl: el valor del *cap* de la ecuación (4). Para más detalles del modelo, ver Anexo C.

**Tabla 1 - Precio Brent bajo cierre permanente (USD/bbl) según elasticidades**

$\beta \setminus \sigma$	20	30	100	500
0,05	196	190	183	180
0,06	187	181	175	172,7
0,07	179	174	168	166
0,10	160	156	152	150

Nota: La celda destacada corresponde al límite de alta sustitución con la elasticidad de demanda del modelo estructural; compárese con el *cap* de la ecuación (4),  $\approx 173$ . Corridas con  $\sigma = 1000$  se excluyen por advertencias de convergencia del solver.

Fuente: elaboración propia.

La coincidencia se explica porque el *Pcap* del modelo estructural es el equilibrio de flujo con un único bien y sin inventarios, y el modelo multilateral colapsa a ese caso cuando los crudos son sustitutos casi perfectos. Que dos modelos de arquitectura distinta –uno agregado con microestructura de inventarios, otro desagregado con geografía del comercio– acoten el escenario extremo en un rango de  $\sim 160$ – $190$  USD/bbl otorga confianza al orden de magnitud. Debe subrayarse, con todo, el estatus de este número: es la *cota* del escenario sin reapertura y sin colchón de inventarios, condicional a que ambas cosas ocurran –un escenario al que el mercado asigna hoy una probabilidad baja.

## 6. Conclusiones

Bajo un escenario de cierre del Estrecho de Ormuz, el ajuste del mercado físico del petróleo descansa transitoriamente en un recurso finito: los inventarios globales. Con una brecha residual de 7–8 mb/d, esos inventarios se reducen con rapidez. En esta configuración, el precio deja de reflejar solo el balance físico corriente entre oferta y demanda. Pasa a incorporar, sobre todo, la ponderación entre dos estados posibles: una reapertura del estrecho o la persistencia del cierre. Esa ponderación depende de la probabilidad de reapertura que el mercado asigna en cada momento.

El diagrama de fases permite seguir esta dinámica en tiempo real. Por un lado, muestra el componente físico del ajuste: el drenaje de inventarios, que desplaza al sistema hacia zonas de mayor fragilidad. Por otro, permite aislar el componente de expectativas, que durante este episodio ha tenido un peso dominante.

Los escenarios extremos quedan acotados por el análisis. Si el cierre persistiera hasta agotar el colchón utilizable de inventarios, dos modelos independientes ubican el precio de llegada en torno a 160–190 USD/bbl. La probabilidad que el mercado asigna actualmente a ese escenario es muy baja. Sin embargo, el mismo marco muestra que esa valoración es muy sensible a las noticias sobre la reapertura y que el margen de seguridad se estrecha a medida que los inventarios se siguen drenando.

## REFERENCIAS

Armington, P. S. (1969). A Theory of Demand for Products Distinguished by Place of Production (Une théorie de la demande de produits différenciés d'après leur origine)(Una teoría de la demanda de productos distinguiéndolos según el lugar de producción). *Staff Papers-International Monetary Fund*, 159-178.

Balistreri, E. J., Al-Qahtani, A., & Dahl, C. A. (2010). Oil and Petroleum Product Armington Elasticities: A new-geography-of-trade approach to estimation. *The Energy Journal*, 31(2), 167-180.

Baumeister, C., & Peersman, G. (2013). The role of time-varying price elasticities in accounting for volatility changes in the crude oil market. *Journal of applied econometrics*, 28(7), 1087-1109.

Burniaux, J. M., & Truong, T. P. (2002). GTAP-E: an energy-environmental version of the GTAP model. *GTAP technical papers*, 18.

Caldara, D., Cavallo, M., & Iacoviello, M. (2019). Oil price elasticities and oil price fluctuations. *Journal of Monetary Economics*, 103, 1-20.

Carlsson, H. & E. Van Damme (1993). "Global Games and Equilibrium Selection". *Econometrica*, 61(5), 989–1018.

Deaton, A., & Laroque, G. (1992). On the behaviour of commodity prices. *The review of economic studies*, 59(1), 1-23.

Diamond, D. W., & Dybvig, P. H. (1983). Bank runs, deposit insurance, and liquidity. *Journal of political economy*, 91(3), 401-419.



Goldstein, I., & Pauzner, A. (2005). Demand–deposit contracts and the probability of bank runs. *the Journal of Finance*, 60(3), 1293-1327.

Kilian, L. (2022). Understanding the estimation of oil demand and oil supply elasticities. *Energy Economics*, 107, 105844.

Kilian, L., & Murphy, D. P. (2014). The role of inventories and speculative trading in the global market for crude oil. *Journal of Applied econometrics*, 29(3), 454-478.

Morris, S., & Shin, H. S. (1998). Unique equilibrium in a model of self-fulfilling currency attacks. *American Economic Review*, 587-597.

Newell, R. G., & Prest, B. C. (2019). The unconventional oil supply boom: Aggregate price response from microdata. *The Energy Journal*, 40(3), 1-30.

Öhlinger, P., Irlacher, M., & Güntner, J. (2024). Not all oil types are alike in trade substitution. *nature communications*, 15(1), 7476.

Routledge, B. R., Seppi, D. J., & Spatt, C. S. (2000). Equilibrium forward curves for commodities. *The Journal of Finance*, 55(3), 1297-1338.

Working, H. (1949). The theory of price of storage. *The American economic review*, 39(6), 1254-1262.

**Reportes y fuentes de datos:** AIE, *Oil Market Report* (13 de mayo de 2026). AIE, *Short-Term Energy Outlook* (junio 2026). JPMorgan, *Oil Flash Note — The illusion of plenty* (30 de abril de 2026). Morgan Stanley, *The Oil Manual — How Fast Can Middle East Production Return?* (1 de junio de 2026). Citi Research, *Oil Monitor: Oil prices can skew higher as US-Iran talks falter, while inventories start summer already low* (3 de junio de 2026). Goldman Sachs, *Commodities Research, Oil Comment: Estimating Large Demand Destruction* (5 de junio de 2026). OCDE, *Inter-Country Input-Output Database*, edición 2023 (WIOT 2022). Bloomberg (futuros ICE Brent e importaciones de crudo de China).

## Anexo A. Calibración del modelo estructural

Parámetro	Valor	Fuente / método
$P^0$ (precio pre-conflicto)	70 USD/bbl	Brent, febrero 2026 (Bloomberg)
$D_0$ (demanda mundial)	104 mb/d	AIE, OMR pre-conflicto
$S_{f,0}$ (oferta durante el cierre)	95 mb/d	AIE, OMR
$\varepsilon_d$ (elast. demanda)	0,06	Caldara et al. (2019), rango inferior.
$\varepsilon_s$ (elast. oferta)	0,04	Consistente con literatura de corto plazo
$R_{\max}$ (liberación máxima)	6 mb/d	Capacidad histórica de liberación coordinada AIE
$h_R$ (saturación del release)	0,12	Calibrado al drenaje OMR de mar-abr 2026 (~4 mb/d)
$\mu$ (retención en la corrida)	0,5	Supuesto declarado
$h^*$ (umbral del juego global)	0,30	Anclado al umbral de stress operacional (7.600 mb)
$\sigma$ (dispersión de señales)	0,08	Calibración cualitativa (sensibilidad asumida)
Piso operativo	6.800 mb	JPMorgan (30-abr-2026)
Umbral de stress	7.600 mb	JPMorgan (30-abr-2026)
Inventario óptimo	8.200 mb	Nivel post-acumulación 2025
$R_{\text{repl,max}}$ (reposición)	1,5 mb/d	Demanda de reposición saturada
$\Delta$ (merma persistente al reabrir)	1,3 mb/d	Supuesto del modelo (daños de capacidad)
$\sigma_T$ (incert. de duración, v. dinámica)	$0,5 \mathbb{E}[T]$	Según coeficiente de variación asumido

## Anexo B. El diagrama de fases: inventarios y persistencia esperada

Como se explicó, el Gráfico 4 sintetiza el estado del mercado en un mapa de dos dimensiones: el inventario global observable (eje horizontal,  $mb$ ) y la probabilidad de que el cierre persista (eje vertical,  $\pi$ ). Para su derivación se reformula el modelo de la sección 3, asumiendo ahora que la incertidumbre es sobre la *duración*  $T$  del cierre. Ello, se reduce a comparar dos dimensiones que determinan la suficiencia o no de los inventarios. Aquí se ofrecen detalles técnicos del ejercicio.

La primera dimensión es física: cuánto dura el inventario. Para cada nivel  $S$ , el modelo integra su propia ecuación de drenaje (2) hasta el piso operativo:

$$\frac{dS}{dt} = -\dot{R}(h(S)), \quad \tau_{\text{crit}}(S) = \inf\{t: S(t) \leq S_{\text{piso}}\} \quad (10)$$

Con el inventario proyectado al 9 de junio (7.767 mb),  $\tau_{\text{crit}} \approx 652$  días. La segunda dimensión es de expectativas: la duración esperada del cierre,  $\mathbb{E}[T]$ , que no se observa pero está implícita en el precio. Si el cierre se espera más corto que  $\tau_{\text{crit}}$ , hay posibilidad de mantener el consumo de petróleo hasta la reapertura del estrecho; si se espera más largo, el inventario se agotaría antes — y la anticipación de ese agotamiento es lo que activa la corrida de la sección 3.2.

La probabilidad central del diagrama es la de que el inventario se agote antes de la reapertura:  $q = \Pr(T > \tau_{\text{crit}})$ . Con la incertidumbre del juego global sobre la duración ( $\sigma_T = 0,5 \mathbb{E}[T]$ ):

$$q = 1 - \Phi\left(\frac{\tau_{\text{crit}} - \mathbb{E}[T]}{\sigma_T}\right), \quad \text{y del precio observado: } q = \frac{P_{\text{obs}} - P^*}{P_{\text{shock}} - P^*} \quad (11)$$

donde  $P_{\text{shock}}$  es el precio bajo cierre persistente (7) y  $P^*$  el de reapertura. La segunda igualdad en (11) es el punto metodológico clave:  $q$  se identifica de la posición del precio observado entre las dos dimensiones del modelo. Para el eje vertical del mapa, la duración esperada se traduce a una probabilidad legible —la de que el cierre dure más de un año, bajo un prior exponencial—:

$$\pi = \Pr(T > 365 \text{ días}) = e^{-365/\mathbb{E}[T]} \quad (12)$$

El horizonte de un año es simplemente para presentación: se re-escala el eje sin alterar la posición relativa del punto respecto de las fronteras. Las tres zonas del mapa quedan separadas por iso-curvas de  $q$  derivadas del modelo: la frontera central ( $q = 0,5$ ) corresponde al caso en que  $\mathbb{E}[T] = \tau_{\text{crit}}$  (es decir, la expectativa media del mercado respecto a la duración del cierre coincide exactamente con la duración proyectada de los inventarios), y las punteadas ( $q = 0,25$  y  $0,75$ ) delimitan la banda de fragilidad.

La posición al 9 de junio se construye con fechas consistentes entre sí: el inventario se proyecta a esa fecha con la ecuación de drenaje (7.767 mb) y el precio es el M1 de ese día (91,6 USD/bbl; Bloomberg). El resultado es  $q \approx 0,26$ : el mercado “asume” que la probabilidad de agotarse antes de la reapertura es de —aproximadamente— una en cuatro, prácticamente sobre la frontera inferior de la banda de fragilidad. El contraste con el 30 de abril evidencia la des-escalada: ese día el M1 superaba incluso el ancla de persistencia del modelo (el punto se ubicaría en la cota superior del mapa).

En el mapa, el drenaje de inventarios mueve al sistema hacia la izquierda —donde las mismas expectativas implican mayor riesgo— mientras que las noticias sobre la reapertura lo mueven en vertical. Dentro de este esquema, en las últimas semanas la des-escalada de expectativas dominó con holgura al deterioro físico.

Una aclaración sobre el estado y la naturaleza de cada elemento del gráfico.

- Son *datos*: los inventarios (AIE), el precio (Bloomberg) y los umbrales de 6.800/7.600 mb (JPMorgan). Son *modelo*: la ecuación de drenaje, las anclas de precio y las fronteras.
- Son *convenciones declaradas*: el horizonte de un año del eje vertical y los niveles 0,25/0,75 de la banda.
- La sensibilidad cuantitativamente relevante es el supuesto de merma de oferta ( $\Delta$ ): sin ella, la lectura del 9 de junio sería mayor ( $q \approx 0,43$ ) en lugar de 0,26.

### Anexo C. El modelo de comercio multilateral

El modelo de la sección 5 sigue la tradición Armington: cada comprador  $k$  agrega variedades de crudo por origen con un índice CES,

$$P_k = \left[ \sum_j \gamma_{jk} (\phi_j (1 + \tau_{jk}))^{1-\sigma} \right]^{\frac{1}{1-\sigma}} \quad (13)$$

y la demanda total responde al índice con elasticidad  $\beta$  (derivable de un CES anidado en dos niveles). Las participaciones bilaterales  $\alpha_{ik}$  (ventas) y  $\gamma_{jk}$  (gasto) se calibran con los flujos del sector B06 de la WIOT 2022 (OCDE), descomponiendo el agregado *resto del mundo* con datos de Comtrade para identificar a los países del Golfo no individualizados. Las fracciones de bypass ( $\delta$ ) reflejan la capacidad de oleoductos alternativos (Yanbu, Habshan–Fujairah, Kirkuk–Ceyhan); los costos de desvío  $\tau_{ik}$ , la prima de flete de la ruta por el Cabo de Buena Esperanza con escasez de capacidad naviera (rango 5–22% según destino). Elasticidades de oferta  $\eta$ : 0,40 EEUU (shale; Newell y Prest, 2019), 0,15 Canadá, 0,10 Rusia, 0,05 productores convencionales (Baumeister y Peersman, 2013). La preferencia por  $\sigma$  entre 20 y 30 sigue a Öhlinger, Irlacher y Güntner (2024) y a la literatura de modelos de comercio y energía (Burniaux y Truong, 2002; Balistreri, Al-Qahtani y Dahl, 2010);  $\beta$  entre 0,05 y 0,10 sigue a Kilian y Murphy (2014) y Caldara et al. (2019).



### Minuta citada en el Recuadro I.3:

## Persistencia de shocks de oferta y su propagación hacia el resto de la economía

Isidora Díaz, Agustín Díaz, Camilo Levenier, Mario Giarda y Lucas Bertinatto.

### 1. INTRODUCCIÓN

La actividad económica mostró un débil desempeño a comienzos de 2026, ubicándose por debajo de lo previsto. Este resultado estuvo incidido de forma importante por los sectores ligados a recursos naturales (RRNN), afectados principalmente por factores de oferta. En particular, en este período se contrajo la actividad de la minería, el sector agropecuario y la pesca, afectando a su vez a otras actividades a través de sus encadenamientos productivos.

En este contexto, la presente minuta caracteriza empíricamente la persistencia y propagación de estos shocks mediante dos estrategias complementarias. Primero, se estima la persistencia histórica de shocks en sectores de recursos naturales a partir de su “vida media”, y se evalúa la posible presencia de no linealidades en esta ante shocks de mayor magnitud. Los resultados sugieren que estos shocks se disipan rápidamente, aunque episodios de mayor magnitud pueden prolongar su duración. Segundo, se analiza la transmisión intersectorial de estos shocks en un modelo nekeynesiano multisectorial. Los resultados sugieren que el impacto se concentra en sectores de bienes, con propagación acotada hacia el resto de la economía.

### 2. SHOCKS DE OFERTA: CARACTERIZACIÓN Y PERSISTENCIA

Cuantificar la persistencia de los *shocks* recientes en los sectores agropecuario-silvícola y pesca, y sus encadenamientos productivos, en particular la industria alimenticia, es relevante para la proyección del PIB y la estimación de la trayectoria del PIB potencial. La forma tradicional de evaluar la persistencia es estimar la “vida media” de estos *shocks*, definido como el tiempo en que pierden la mitad de su efecto inicial.

Dado que estos *shocks* aumentan, en valor absoluto, el ciclo (distancia entre la serie efectiva y su respectiva tendencia), modelaremos el componente cíclico para evaluar cuantos meses tardan en deshacerse los *shocks*:

$$c_t = y_t - \tau_t \quad (1)$$

Iniciamos con una especificación base, un  $AR(1)$  sobre el componente cíclico de las series:

$$c_t = \rho c_{t-1} + \varepsilon_t \quad (2)$$

La vida media del proceso corresponde a<sup>1</sup>:

$$half - life = \frac{\log(0.5)}{\log(|\rho|)} \quad (4)$$

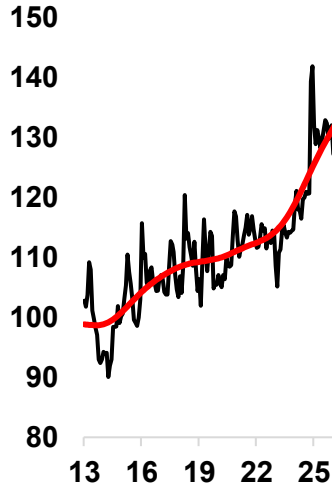
Los resultados sectoriales apuntan a una vida media en promedio relativamente baja, entre 1 y 2 meses. Lo anterior sugiere que la actividad de estos sectores presenta una alta volatilidad, que -en promedio- tiende a revertirse rápidamente. Como se observa en el gráfico 1, en la mayoría de los casos estos shocks han tendido a disiparse rápidamente.

---

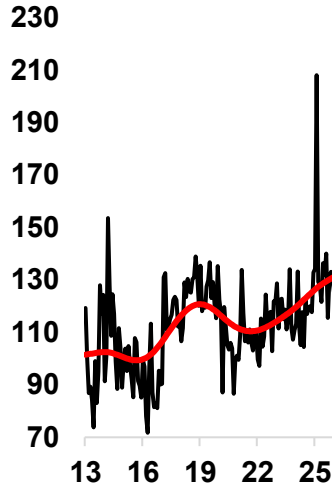
<sup>1</sup> Ver [Letchford \(2023\)](#).

**GRÁFICO 1 IMACEC SECTORIAL (\*)**

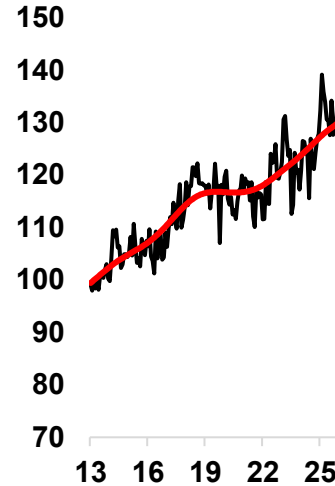
a) Agropecuario-silvícola y pesca  
(2013 = 100, serie SA)



b) Pesca  
(2013 = 100, serie SA)



c) Industria alimenticia  
(2013 = 100, serie SA)



(\*) Serie roja corresponde a tendencia calculada con filtro Hodrick-Prescott. Fuente: Banco Central de Chile.

**TABLA 1 VIDA MEDIA SECTORIAL**

Sector económico	Vida media (# meses)
Agropecuario-silvícola	1,7
Pesca	0,6
Industria alimenticia	0,9

Nota: estimaciones usando modelos AR(1) sobre el componente cíclico sectorial.

Sin embargo, también es posible visualizar que algunos episodios, de *shocks* más relevantes, que tuvieron una persistencia mayor a la persistencia promedio, demorando más en volver a la tendencia o incluso anticipando cambios en esta. Una manera de testear esta hipótesis es incorporando un componente no lineal en el proceso autorregresivo previo, permitiendo que la persistencia, y por ende la vida media, dependan del tamaño del *shock*<sup>2</sup>:

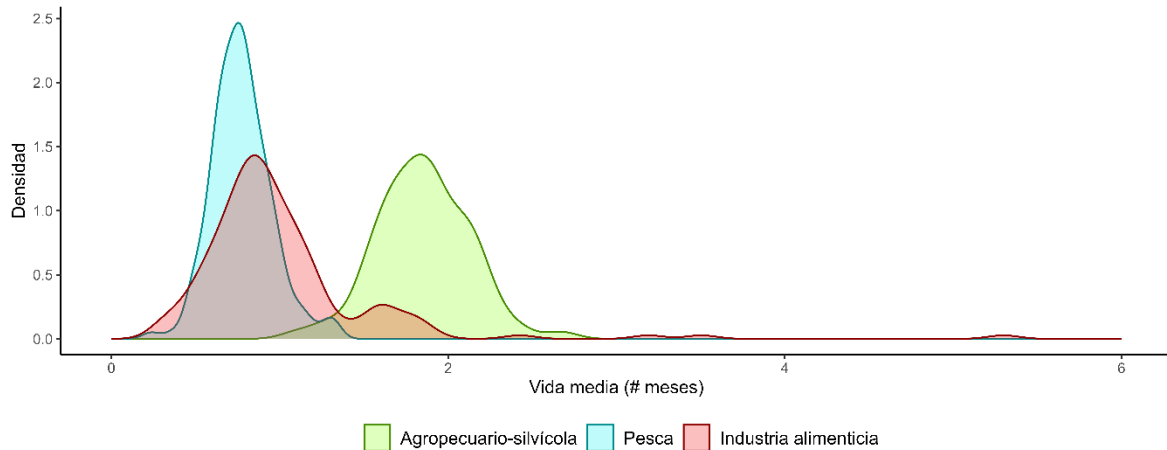
$$c_t = \rho_1 c_{t-1} + \rho_2 c_{t-1}^2 + \varepsilon_t \quad (5)$$

De esta forma, la aproximación analítica de la vida media correspondería a  $half - life(c_{t-1}) = \frac{\log(0.5)}{\log(\rho_1 + 2\rho_2 c_{t-1})}$ . Así, es posible obtener una distribución de la vida media dependiendo del tamaño del *shock*.

<sup>2</sup> Algunos ejemplos de estimación de la persistencia y vida media dependiendo del tamaño del shock son [Taylor et al. \(2001\)](#) o [Koop et al. \(1996\)](#).

Los resultados muestran que existen casos, con menor probabilidad de ocurrencia, en donde la vida media podría durar más tiempo. Por ejemplo, un shock a la industria alimenticia podría tardar 5 meses en deshacer la mitad del efecto, mientras que en el sector agrícola podría llegar a tardar 3 meses.

### GRÁFICO 2 DISTRIBUCIÓN DE VIDA MEDIA POR SECTOR ECONÓMICO (\*)



(\*) Densidades obtenidas a partir de la distribución muestral de  $half - life(c_{t-1})$ . La densidad se estima a través de un kernel gaussiano.

### 3. PROPAGACIÓN HACIA EL RESTO DE LA ECONOMÍA: MODELO SECTORIAL

Para estudiar la propagación de shocks de productividad en agricultura y minería, se analiza una caída simultánea en la productividad de ambos sectores en un modelo nekeynesiano de economía pequeña y abierta compuesto por 12 sectores (descrito en la Minuta “Propagación del shock de petróleo al IPC” y que denominamos MONKIP).

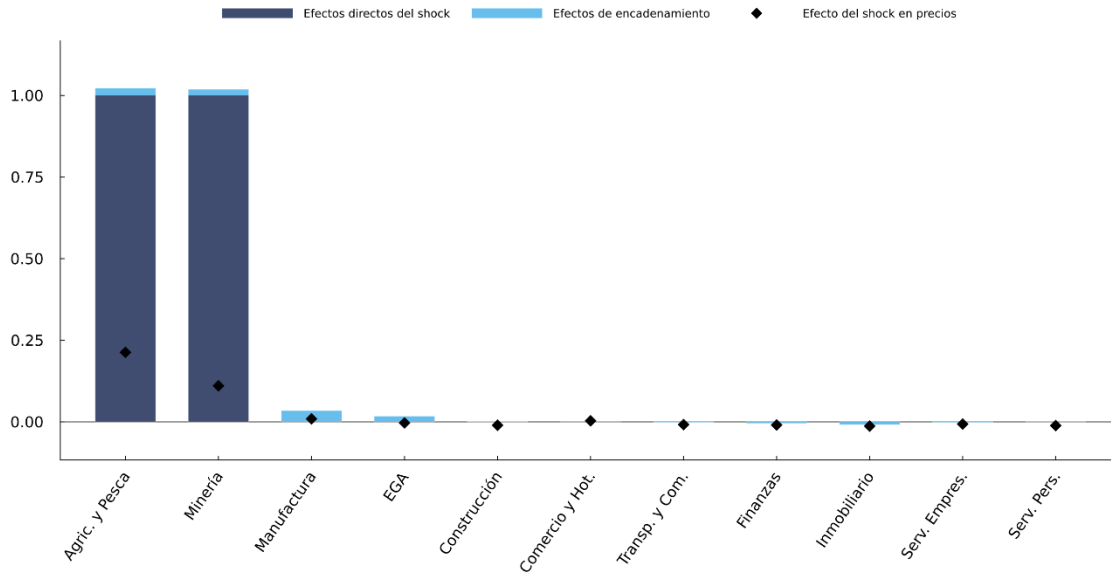
El **gráfico 3** presenta la descomposición del costo marginal —nuestra medida de transmisión real— para los doce sectores ante este escenario. Dado que la productividad incide de forma directa sobre el costo marginal (una menor productividad eleva inmediatamente los costos en los sectores afectados), este constituye el canal directo del shock. Más allá de este efecto inicial, la perturbación se transmite al resto de la economía a través de la red productiva.

Se trata de un shock de oferta con mayor incidencia en bienes, que encarece la producción en los sectores directamente impactados y eleva sus precios. A partir de ahí, los mayores costos se propagan hacia aquellas actividades que utilizan intensivamente insumos agrícolas y mineros (manufactura y EGA), presionando sus costos marginales incluso sin una exposición directa al shock. En contraste, los servicios permanecen en gran medida al margen de esta dinámica dada su baja dependencia de estos insumos, mostrando baja respuestas de sus costos.

En conjunto, la evidencia sugiere que el aumento agregado de costos resulta de la combinación del efecto directo y de los encadenamientos productivos, configurando un shock concentrado en bienes y con escaso impacto en servicios.

### GRÁFICO 3: RESPUESTA DE COSTOS MARGINALES A UN SHOCK DE OFERTA ADVERSO EN AGRICULTURA Y MINERÍA

Shock PTF Agric.+Minería — Efectos Directos y de Encadenamiento en el Costo Marginal Sectorial (Impacto) (desviación del EE, puntos porcentuales)



#### 4. CONCLUSIONES

En síntesis, la evidencia empírica sugiere que – en general – los shocks de oferta que afectan a los sectores de RRNN presentan una persistencia acotada y una propagación limitada. Las estimaciones de vida media indican que estos shocks suelen disiparse rápidamente, reflejando una alta volatilidad en torno a la tendencia. En todo caso, en episodios menos frecuentes, estos shocks pueden alcanzar duraciones mayores y anticipar incluso cambios de tendencia.

Por su parte, el ejercicio de propagación muestra que shocks a sectores como la minería y el agro y pesca tienen efectos de encadenamiento hacia otros sectores productores de bienes, e impacto limitado en los servicios.

En conjunto, estos resultados son consistentes con impactos acotados de los shocks recientes sobre la brecha de actividad y las presiones inflacionarias agregadas.



## Minuta citada en el Recuadro II.1:

### Propagación del *shock* de petróleo al IPC

Felipe Guzmán, Valentina Cortés, Eduardo Herrera, Mario Giarda, Agustín Díaz,  
Daniel Perez, Lucas Bertinatto<sup>1/</sup>

#### 1. Introducción/motivación

El reciente incremento del precio internacional del petróleo configura un *shock* relevante para la dinámica inflacionaria local. Su transmisión se produce a través de diversos canales. Por una parte, incide de forma directa en los precios domésticos de los combustibles. Por otra, afecta indirectamente los costos de producción de bienes y servicios mediante su impacto en los precios de insumos intermedios. Se suma a estos efectos otros de equilibrio general, relacionados a la indexación a la inflación pasada, pérdida de poder adquisitivo de los hogares, efectos sustitución en el consumo y producción entre combustibles y otros bienes/servicios, etcétera.

Por su carácter global, este *shock* ha sido objeto de estudio de otros Bancos Centrales<sup>2/</sup> en lo reciente. La evidencia empírica en economías desarrolladas muestra que este tipo de *shocks* presionan al alza la inflación tanto de forma directa como indirecta y su magnitud depende de factores como la intensidad y persistencia del *shock*, el contexto en que este ocurre, incluyendo la fase del ciclo económico y el estado de las expectativas de inflación.

Esta minuta analiza los principales canales de transmisión de este *shock* y cuantifica su impacto sobre la inflación utilizando distintas metodologías con el objetivo de capturar su propagación a otros precios. Entre estos, se evalúa la relevancia de los combustibles en la estructura de costos de las actividades económicas, se realizan estimaciones econométricas, se presentan antecedentes obtenidos a partir de encuestas que conduce el Banco Central de Chile y, finalmente se entregan los resultados de un modelo de equilibrio general multisectorial con rigideces de precios.

El documento se organiza de la siguiente manera. La sección 2 describe los canales de transmisión y presenta estimaciones del impacto del *shock* a partir de los distintos enfoques metodológicos. La sección 3 analiza evidencia reciente basada en encuesta a empresas. Finalmente, la sección 4 discute los principales riesgos en torno a la trayectoria futura de la inflación, en particular aquellos asociados a posibles no linealidades en la propagación del *shock*, y presenta las conclusiones.

---

<sup>1</sup> Se agradecen comentarios y sugerencias de Markus Kirchner y Sofia Bauducco.

<sup>2</sup> Lane (ECB, 2026), Greene (Bank of England, 2026), Alp et al. (FED, 2023), Aastveit et al. (Norges Bank, 2024).

## 2. Canales de transmisión y estimación de impacto

### 2.1 Cuadros de oferta-uso

Parte del impacto indirecto de un aumento en el precio del petróleo y sus derivados proviene de la presión que estos generan sobre los costos de producción de las empresas, afectando así los precios de otros bienes y servicios distintos de aquellos expuestos de forma directa. Para cuantificar su relevancia, se utilizan los cuadros de oferta-uso (COU), que corresponden a matrices estadísticas publicadas por el Banco Central de Chile que permiten describir cómo se genera (oferta) y cómo se utiliza (demanda intermedia o final) la producción de bienes y servicios en la economía durante un año determinado. Entre sus versiones, se encuentra aquella más detallada, que identifica 111 actividades económicas y 181 productos. A partir de los COU del año 2022, se puede estimar la relevancia del petróleo y sus derivados<sup>3</sup>, como también del transporte de carga terrestre<sup>4</sup>, en su rol de costos intermedios como fracción del costo total de producción para cada actividad económica.

Luego, para analizar su relevancia sobre la canasta del IPC (excluyendo combustibles), se realiza una *match* entre las distintas actividades económicas y las subclases que conforman la canasta de precios<sup>5</sup>, de tal manera que cada subclase quede asociada a la actividad económica que produce y/o vende el bien o servicio. Una vez que se tiene la relevancia de los distintos combustibles en el costo de producción de cada producto del IPC, se puede multiplicar lo anterior por un coeficiente de traspaso, y obtener una especie de elasticidad de una subclase  $i$  del IPC ( $EI_i$ ) al incremento en los precios de los combustibles:

$$EI_i = CT \times \sum_{p=1}^n \left[ \frac{C_{ip}}{CI_i} + \left( S_c \times \frac{C_{i,transp\_carga}}{CI_i} \right) \right] \times \frac{CI_i}{CP_i}$$

donde  $CT$  corresponde al coeficiente de traspaso por parte de las empresas,  $C_{ip}$  representa el consumo intermedio en el producto energético  $p$  (petróleo, Diesel, etc.) estimado para la subclase  $i$ ,  $CI_i$  al consumo intermedio total de la subclase,  $S_c$  a la relevancia del diésel como insumo intermedio del transporte de carga terrestre y  $CP_i$  al costo total de producción. Los resultados luego

<sup>3</sup> En particular, se consideran los productos: diésel, gasolinas, petróleo crudo, gas y kerosene.

<sup>4</sup> Esto se basa en la relevancia del diésel como insumo intermedio, que se estima en torno a 27% a partir del Índice de Costos de Transporte (ICT) publicado por el INE.

<sup>5</sup> Se plantean cuatro criterios: (i) *match* directo (actividad y subclases idénticos); (ii) *match* entre actividad y grupo de subclases (ej. actividad transporte aéreo con subclases transporte aéreo nacional e internacional); (iii) *match* bajo supuestos de trabajo (ej. actividades de salud vinculadas a distintas subclases de la división Salud del IPC tales como exámenes o servicios médicos) y; finalmente, (iv) subclases para las cuáles no aplica el ejercicio (ej. aquellas expuestas directamente, como el IPC combustibles, servicios no expuestos, tales como doméstico, suscripción de contenido audiovisual y aquellos de transporte en el que el Gobierno ha anunciado medidas para contener alzas en lo reciente).

son agregados para los distintos agregados que conforman el IPC (Tabla 1), considerando los ponderadores de la canasta del IPC.

Así, considerando un coeficiente de traspaso promedio de costos a precios de 0,9 (en línea con evidencia empírica para Chile y otras economías <sup>6</sup>), la elasticidad de costos de los combustibles al IPC obtenida mediante esta metodología se ubica entre 1,2 y 1,8% para IPC sin volátiles y volátiles respectivamente, y 1,4% para el IPC total. Esta medición excluye del cálculo algunas subclases que, dadas las medidas adoptadas por el gobierno, se prevé no deberían aumentar en el corto plazo. Entre estas, destacan transporte colectivo, transporte combinado y transporte escolar. De incluirse estas, la elasticidad se ubicaría en 2%.

**Tabla 1: Elasticidad agregados IPC sin energía**  
(porcentaje)

	Pond.	Diesel	Gasolina	Transporte	Gas licuado	Kerosene	Total
<b>IPC sin volátiles</b>	<b>62</b>	<b>0.4%</b>	<b>0.3%</b>	<b>0.3%</b>	<b>0.1%</b>	<b>0.0%</b>	<b>1.2%</b>
Bienes	27	0.9%	0.3%	0.6%	0.2%	0.0%	2.0%
Servicios	35	0.1%	0.3%	0.1%	0.1%	0.0%	0.6%
<b>IPC volátiles</b>	<b>38</b>	<b>0.7%</b>	<b>0.2%</b>	<b>0.2%</b>	<b>0.1%</b>	<b>0.4%</b>	<b>1.8%</b>
Alimentos	15	1.1%	0.0%	0.4%	0.2%	0.0%	1.7%
Bienes	8	0.7%	0.2%	0.4%	0.1%	0.0%	1.4%
Servicios	7	0.8%	1.1%	0.0%	0.1%	2.4%	4.4%

Nota: Estimación a partir de cuadros de oferta-uso de la matriz insumo producto de 2022.

Fuente: Elaboración propia.

## 2.2 Estimación de impacto en IPC sin energía

Basado en la metodología de *local projections* (Jordà, 2005), se implementa la siguiente estrategia empírica para estimar el traspaso del shock de combustibles a precios:

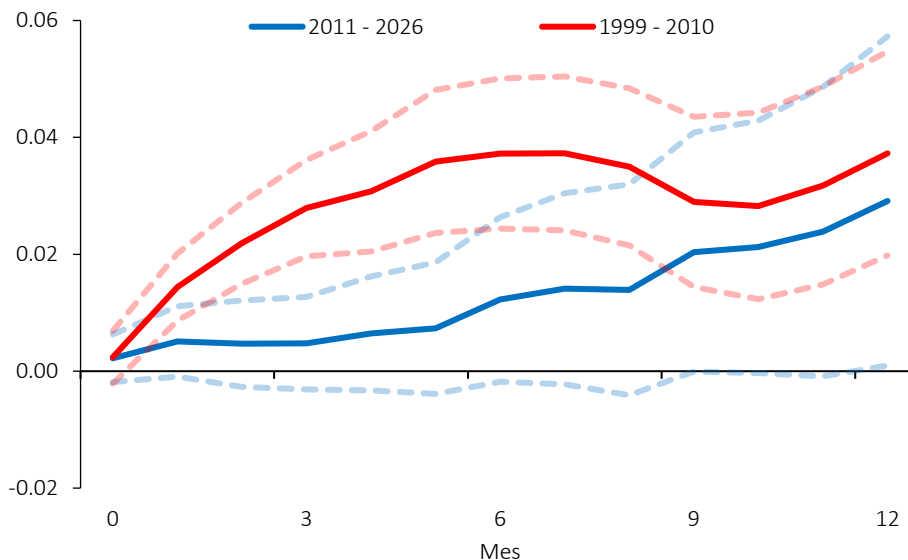
$$p_{t+h} - p_{t-1} = \beta^{(h)} \Delta b_t + \mathbf{b}x_t + \varepsilon_{t+h}$$

<sup>6</sup> El promedio de coeficientes de traspaso de costos de energía a precios se ubica entre 0,6 y 1,2 en base a los estudios de Ganapati et al. (2020) y Lafrogne-Joussier et al. (2023). En este caso se asume un coeficiente promedio de 0,9. Este número es respaldado por evidencia a partir de microdatos para Chile. En particular, Andalaft et al. (2024, minuta citada en el Recuadro II.1 IPoM jun.24), estiman que el coeficiente de traspaso de precios de energía a precios a nivel de firmas a tres meses se ubica en 0,8.

donde que la variable dependiente corresponde a la variación logarítmica del IPC sin energía entre los meses  $t$  y  $h$   $(p_{t+h})^7$ ,  $\Delta b_t$  corresponde a la variación logarítmica del precio del petróleo Brent<sup>8</sup>/ y  $\mathbf{x}_t$  representa un set de controles asociados a factores internos (Imacec no minero, tasa de política monetaria, tipo de cambio nominal y costos laborales), como también externos (índice de precios externos, índice de precios internacionales de alimentos FAO) y variables indicatriz para aislar eventos relevantes de los últimos años (retiros de fondos de pensiones, subsidios fiscales por concepto de IFE universal entre 2021-2022 y crisis financiera/Covid-19).

El modelo base se estima en frecuencia mensual entre 1999 y 2026, se selecciona el número de rezagos óptimo en base a criterios de información bayesianos (BIC, por su sigla en inglés) a partir de un modelo de vectores autorregresivos (VAR) que contempla las mismas variables antes descritas. Todas las variables ingresan al modelo como primeras diferencias logarítmicas, a excepción de la tasa de política monetaria que se expresa en niveles. Se realiza la estimación separando la muestra en 2011, periodo a partir del cual entró en vigor el mecanismo de suavización SIPCO<sup>9</sup>, que luego en 2014 fue reemplazado por el MEPCO que opera actualmente, que tendieron a suavizar el traspaso del precio internacional a los precios locales de los combustibles.

**Gráfico 1: Traspaso a IPC sin energía de shocks de petróleo**  
(puntos porcentuales ante shock de 1%)



Nota: El gráfico muestra el traspaso a IPC sin energía con intervalos de confianza al 68%.

<sup>7</sup> Este índice excluye suministro de electricidad y combustibles volátiles, representando un 91,4% del IPC total (base 2023 = 100). La construcción de su serie histórica se basa en el empalme de series referenciales a partir de Juul y Guzmán (2025).

<sup>8</sup> Los resultados son similares a utilizar como variable explicativa *shocks* al Brent (ej. índice basado en noticias desarrollado por Känzig (2021) o el residuo de un proceso autorregresivo de orden 1).

<sup>9</sup> Si bien previo a 2011 existían otros mecanismos de suavización de precios, recién con SIPCO se observa una caída significativa de la volatilidad de los precios locales de los combustibles.

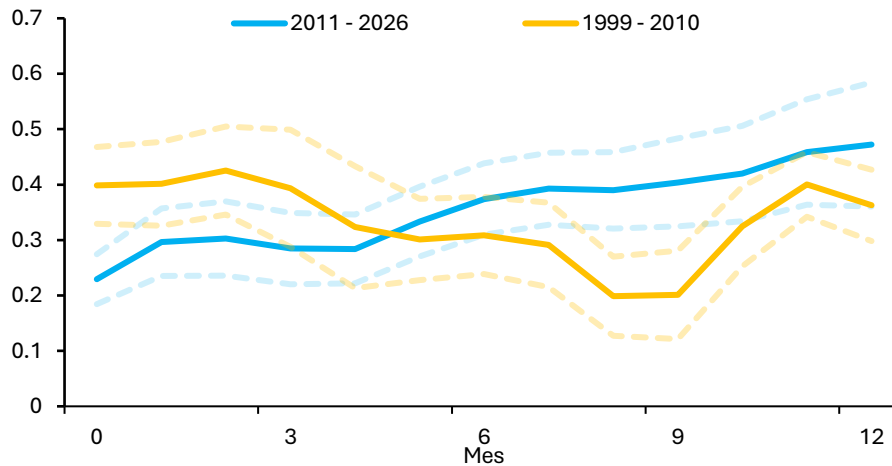
Fuente: Elaboración propia en base a INE, FAO, Bloomberg.

Utilizando la muestra más reciente, los resultados muestran que el traspaso a 12 meses de un *shock* de 10% se ubica en 0,3pp. En tanto, previo a la operación de los mecanismos de suavización vigentes, el traspaso al IPC local era más acelerado y algo mayor a 1 año, aunque las diferencias no resultan estadísticamente significativas con la estimación para la muestra más reciente.

Si bien la velocidad de traspaso de precios internacionales a precios locales (denominado efecto directo) dependerá de los mecanismos de estabilización y otros factores, tales como los márgenes de refinación y comercialización, aplicando la especificación anterior para el IPC de gasolinas y combustibles podemos encontrar una estimación promedio del traspaso de precios internacionales a precios locales de los combustibles.

Los resultados sugieren que el traspaso de un *shock* de 10% en los precios internacionales a precios locales (IPC gasolina) se ubica en 0,5pp. a un año para la muestra reciente (post-2011), siendo más gradual su traspaso respecto al periodo precedente (pre-2011). Al mismo tiempo, el traspaso sobre el IPC combustibles (que incluye diésel, gas y parafina), se ubica en 0,4pp. en dicho horizonte.

**Gráfico 2: Traspaso a IPC gasolina de *shocks* de petróleo**  
(puntos porcentuales ante *shock* de 1%)



Nota: Intervalos de confianza al 68%. Fuente: Elaboración propia en base a INE, FAO, Bloomberg.

Como complemento a las estimaciones agregadas, se replicó el enfoque previo bajo un esquema *bottom-up*, es decir, realizando estimaciones para agregados de interés a partir de las subclases que conforman el IPC, y luego agregándolas, considerando el peso de cada uno de estos agregados en el IPC. Esto permite excluir del cálculo algunos servicios para los que, anticipamos, no debiesen tener un aumento relevante en los precios ante el shock actual dadas las medidas mitigadoras anunciadas



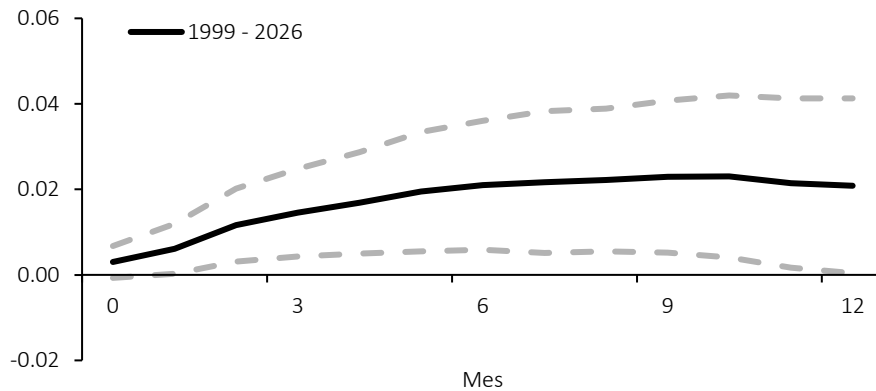
por el gobierno entre marzo y abril. El cálculo asume un valor cero para aquellas subclases para las que el coeficiente de traspaso resulta negativo en la estimación <sup>10</sup>/.

Los resultados a nivel de subclases sugieren que el traspaso al IPC a 12 meses a un *shock* de 10% se sitúa en torno a 0,2pp., acorde con los resultados de las especificaciones presentadas previamente.

---

<sup>10</sup> En torno a dos tercios de las subclases reportan  $\beta^{(h)}$  positivos a lo largo del horizonte estimado.

**Gráfico 3: Traspaso a IPC de *shocks* de petróleo a partir de subclases**  
(puntos porcentuales ante *shock* de 1%)



Nota: Intervalos de confianza al 68%. Fuente: Elaboración propia en base a INE, FAO, Bloomberg.

### 2.3 Efectos de equilibrio general

Para analizar los mecanismos mediante los cuales los shocks sectoriales y las variaciones en el precio del petróleo se propagan a través de la economía y sus efectos en equilibrio general, se construye un modelo nekeynesiano de economía pequeña y abierta compuesto por 12 sectores, cuyos vínculos productivos se encuentran determinados por la matriz insumo-producto de Chile correspondiente a 2021. El modelo se calibra utilizando datos de la economía chilena para el período 2003-2023 y se emplea para estudiar la transmisión de shocks de preferencias, tecnología, política monetaria y precios del petróleo.

El modelo, denominado MONKIP (Modelo Neokeynesiano con Insumo-Producto), extiende los marcos propuestos por Romero (2025) y Ferrante y otros (2023) a una economía pequeña y abierta con cuatro elementos distintivos: (i) una estructura insumo-producto de 12 sectores para Chile, construida a partir de las publicaciones de Cuentas Nacionales del Banco Central de Chile; (ii) costos de ajuste de precios tipo Rotemberg, específicos por sector y calibrados con datos de precios para Chile, siguiendo a Pastén y otros (2017); (iii) una desagregación sectorial de las importaciones intermedias entre petróleo y bienes no petroleros; y (iv) un agregador de consumo de tres niveles que distingue entre bienes y servicios, variedades sectoriales y producción doméstica e importada. Los parámetros estructurales restantes —incluidas las elasticidades de producción, los procesos de shocks y la elasticidad de la demanda por exportaciones— se estiman mediante el Método Simulado de Momentos, con el objetivo de replicar 15 momentos incondicionales calculados a partir de datos trimestrales de Chile. Estos momentos incluyen la dispersión y el ranking de las volatilidades sectoriales de producto, precios y empleo, así como la volatilidad del PIB agregado, la volatilidad de la inflación, su correlación, la volatilidad del tipo de cambio real y la razón promedio de balanza comercial.

La principal característica del modelo es la existencia de curvas de Phillips a nivel sectorial, que tienen la siguiente forma

$$\pi_{it} = \kappa_i mc_{it} + \beta E_t \{ \pi_{it+1} \}$$

donde  $\pi_{it}$  es la inflación del sector  $i$  en el período  $t$  y  $mc_{it}$  es la desviación del costo marginal con respecto a su estado estacionario y está definido como

$$mc_{it} = (1 - \alpha_m^i - \alpha_v^i) W_{it} + \alpha_m^i P_{it}^M + \alpha_v^i P_{it}^V - a_{it}$$

con  $P_{it}^M = \sum_{j=1}^{12} \beta_{ij} P_{jt}$ ,  $P_{it}^V = q_i O_{it} + (1 - q_i) P_{it}^{np}$ , donde  $P_{jt}$  es el precio de los bienes de los sectores  $j = 1, \dots, 12$  que son proveedores, con una intensidad  $\beta_{ij}$  del sector  $i$  y estos  $\beta_{ij}$  están dados por la matriz de insumo producto de la economía chilena a 12 sectores. También se asume que cada sector importa un compuesto de bienes desde el extranjero a un precio ponderado dado por  $P_{it}^V$  y este compuesto está dado por el precio del petróleo (en pesos) denotado por  $O_t$  y el precio de otros bienes importados dado por  $P_{it}^{np}$ , con  $q_i$  la proporción de petróleo (o derivados) de las importaciones totales que hace el sector (obtenido de la matriz de insumo producto 2021 más desagregada 111x181).  $W_t$  son los salarios reales, comunes a todos los sectores; y finalmente, el costo marginal depende negativamente de un shock de productividad denotado por  $a_{it}$ .

Se define la inflación agregada como

$$\pi_t = \sum_{i=1}^{12} \omega_i \pi_{it}$$

Y las inflaciones de servicios y bienes como

$$\pi_t^B = \frac{1}{\sum_{i=1}^5 \omega_i} \sum_{i=1}^5 \omega_i \pi_{it} \quad \text{y} \quad \pi_t^S = \frac{1}{\sum_{i=6}^{12} \omega_i} \sum_{i=6}^{12} \omega_i \pi_{it}$$

Entonces, shocks de precio del petróleo y otros shocks sectoriales se propagan a través de estas curvas de Phillips y su efecto final en inflación (y otros agregados) depende de varios factores.

1. El efecto del shock en el costo marginal. Shocks de precios del petróleo afectan al costo marginal a través de los ponderadores  $\alpha_v^i q_i$ . Shocks de productividad entran directo a través de  $a_{it}$ .
2. A través de efectos de encadenamientos dado por los precios de los otros sectores en  $P_{it}^M$ . Esto está intermediado por las rigideces de precios que tenga cada sector proveedor. Así, las rigideces de precios van limitando la respuesta de las inflaciones sectoriales a lo largo de la cadena productiva.
3. Efectos de equilibrio general a través de todos los otros precios. Particularmente  $W_t$  y  $P_{it}^{np}$  que fluctúan por variaciones en el tipo de cambio, precios agregados externos y condiciones locales del mercado laboral.
4. En todo modelo Neo Keynesiano, producto de rigideces nominales, los aumentos de costos marginales no se traspasan completamente a precios. Esta diferencia es el margen. También, como las empresas son *forward looking* en este ambiente, las expectativas de costos marginales futuros afectan la inflación hoy, lo que está representado en el término de expectativas de la curva de Phillips. Estos términos también determinan la transmisión de diversos shocks a la economía.

Otros elementos del modelo son: un consumidor representativo que consume una canasta de los doce bienes con ponderaciones dadas por  $\omega_i$  en cada sector y sujeto a un home-bias en consumo de cada sector (principalmente alimentos y manufacturas importadas). El consumidor ahorra en bonos locales y externos que estos últimos están sujetos a un spread soberano creciente en la deuda externa. Todo esto genera una paridad de tasas con el exterior donde la tasa externa que enfrenta la economía es elástica en la deuda. Cada sector también exporta parte de su producción de acuerdo con las matrices de insumo producto.

Para la calibración, se utiliza la matriz insumo-producto presentada en la Tabla XX. Su estructura revela una red productiva organizada en torno a dos proveedores transversales: la industria manufacturera y los servicios empresariales. La industria manufacturera constituye el principal insumo de la mayoría de los sectores, al representar 56% de los insumos intermedios de la construcción, 46% de los del sector agropecuario y 43% de los servicios personales, además de registrar participaciones cercanas a 25%–27% en minería, comercio, transporte y administración pública. Por su parte, los servicios empresariales cumplen un rol igualmente relevante, con participaciones en torno a 26%–30% en agricultura, minería, comercio, finanzas y administración pública, lo que refleja su carácter de insumo de uso general. Un segundo rasgo relevante es la elevada intensidad de uso del propio sector en la diagonal de la matriz: servicios empresariales (55%), finanzas (55%), manufactura (45%) y transporte (41%) se abastecen en gran medida de sí mismos, lo que sugiere la presencia de cadenas de producción intrasectoriales de la que esta desagregación se abstrae. Frente a estos nodos centrales, destacan algunos vínculos bilaterales altamente concentrados: los servicios inmobiliarios obtienen 67% de sus insumos de la construcción —el encadenamiento más fuerte de toda la matriz—, la construcción depende de la manufactura (56%) y la generación eléctrica y de utilities se nutre de la minería (31%), reflejando el uso de combustibles y recursos energéticos. Por contraste, la minería, la construcción y la administración pública presentan escasos encadenamientos hacia adelante: sus columnas son casi nulas fuera de unos pocos destinos —la minería abastece principalmente a la generación eléctrica y la construcción casi exclusivamente al sector inmobiliario—, por lo que operan predominantemente como demandantes, más que como proveedores, dentro de la red productiva.

**Tabla 2:** Utilización intermedia total en base a Matriz Insumo-Producto 2021

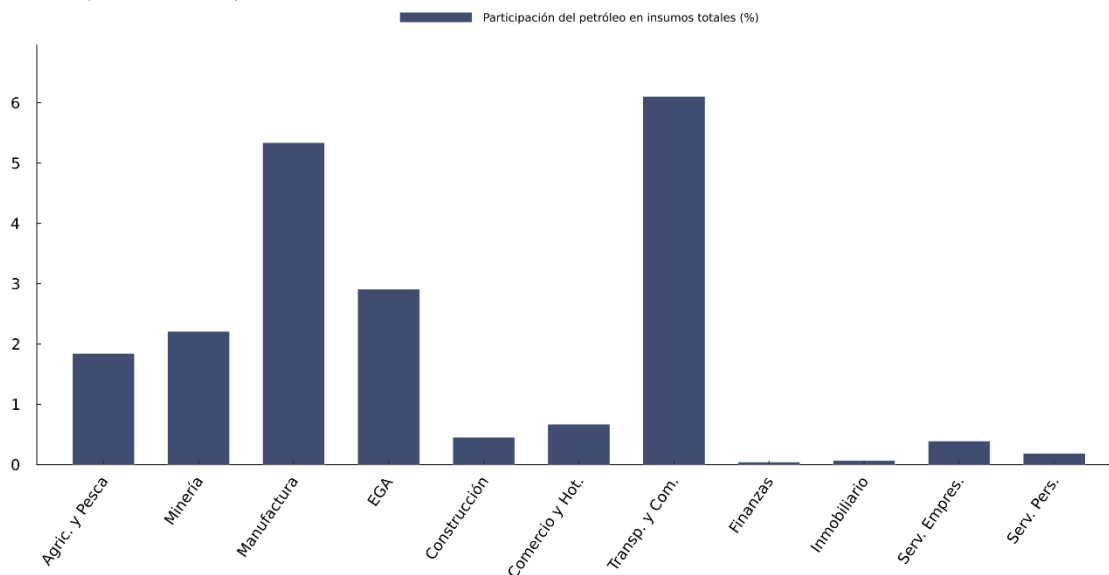
Sector <i>i</i> (fila) \ Insumo <i>j</i> (columna)		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1. Agric. y Pesca	1	13.9	0.2	46.4	2.0	–	0.8	7.4	2.3	0.5	26.2	0.1	0.2
2. Minería	2	–	23.6	23.8	14.3	–	2.1	7.9	1.6	0.3	26.4	–	–
3. Manufactura	3	20.2	11.0	45.5	4.3	–	0.8	7.4	1.3	0.9	8.6	–	0.1
4. Electr. y Util.	4	0.5	31.4	14.0	25.0	–	–	6.2	6.8	0.7	15.4	–	–
5. Construcción	5	0.1	1.0	55.1	1.1	22.7	1.3	4.0	2.6	0.6	11.4	0.1	0.1
6. Comercio y Hot.	6	1.3	–	27.2	2.6	–	5.1	22.3	5.2	10.0	26.0	0.1	0.1
7. Transp. y Com.	7	–	–	26.8	2.0	–	2.7	40.5	3.2	3.5	20.5	0.7	0.1
8. Finanzas	8	–	–	4.1	0.7	–	0.1	8.0	54.7	4.6	27.5	0.2	–
9. Inmobiliario	9	–	–	1.2	3.5	65.7	–	1.2	11.7	7.2	9.6	–	–

<b>10. Serv. Empres.</b>	<b>10</b>	0.1	–	14.5	1.2	–	1.5	13.2	7.0	7.4	55.0	–	–
<b>11. Serv. Pers.</b>	<b>11</b>	0.5	–	43.3	3.2	–	1.0	6.2	1.8	8.7	19.7	15.4	0.1
<b>12. Adm. Pública</b>	<b>12</b>	0.5	0.1	25.3	15.4	–	2.4	14.7	6.2	5.4	29.6	0.5	–

En este ejercicio se considera un alza de 10% en el precio internacional del petróleo, que se transmite a la economía a través de insumos importados utilizados en todos los sectores. Esto eleva los costos de producción, especialmente en actividades intensivas en petróleo —como transporte, manufactura y minería—, aunque sectores con baja exposición a los combustibles también se ven afectados vía encadenamientos productivos.

### Gráfico 3: Participación del petróleo como insumo en cada sector

Participación del Petróleo en Insumos por Sector  
(Participación de costo de petróleo (%))



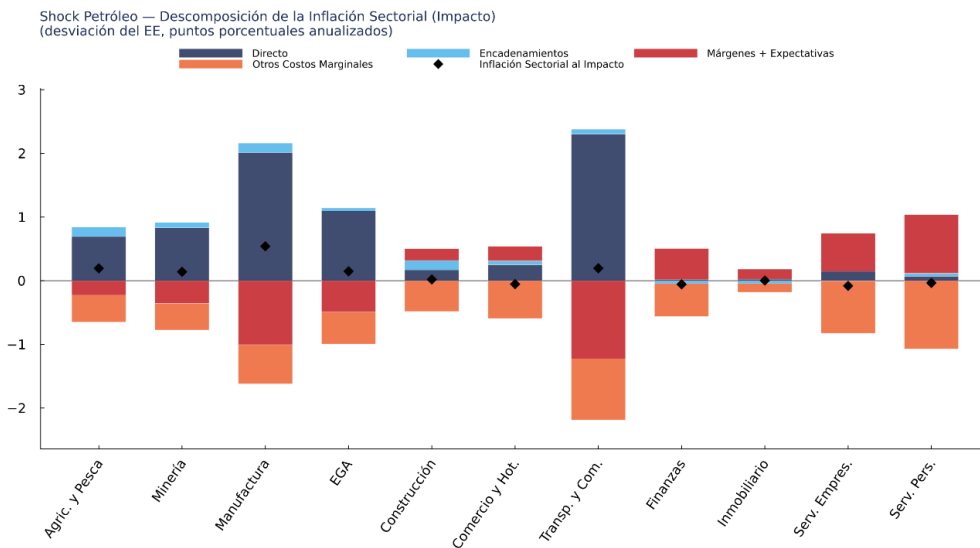
La interacción entre rigideces de precios y la estructura productiva es clave para entender por qué la presión de costos se distribuye de forma desigual entre sectores. En un extremo se ubican los sectores intensivos en petróleo y de precios relativamente flexibles —transporte y comunicaciones, manufactura y, en menor medida, EGA—, que reciben el grueso del encarecimiento directamente por los combustibles, dada la relevancia de estos entre sus insumos. Al ser sus precios más flexibles, trasladan con rapidez ese mayor costo a sus precios de venta; y como proveen insumos transversales al resto de la economía, su traspaso se convierte en el principal vehículo de propagación de la inflación de costos aguas abajo.

La minería y la agricultura ocupan una posición intermedia: combinan una exposición directa a los combustibles relevante, con una porción adicional que les llega encadenada a través de la red de insumos.

En el extremo opuesto se sitúan sectores de escasa exposición directa al petróleo, y de precios más rígidos —inmobiliario, finanzas, servicios personales, administración pública y, en parte, comercio y construcción—. Estos sectores casi no consumen combustibles de forma directa, de modo que prácticamente todo su mayor costo proviene de la red. Frente a ese encarecimiento, y dada la rigidez de sus precios, absorben el shock comprimiendo márgenes en el corto plazo en lugar de elevar precios; el ajuste se manifiesta entonces en cantidades —con caídas de producto— antes que en precios. Por eso la inflación se concentra en los bienes, mientras que en buena parte de los servicios los precios responden poco e incluso a la baja cuando la demanda se contrae.

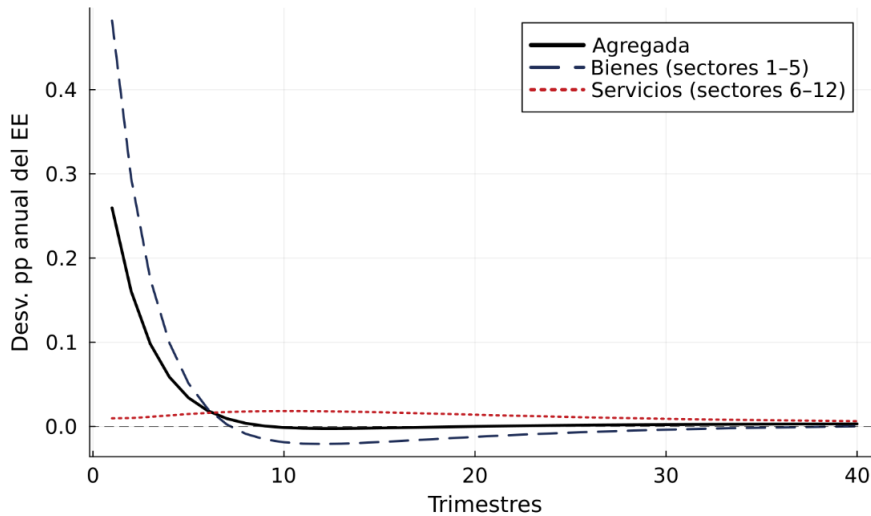
A estos mecanismos sectoriales se suman fuerzas de equilibrio general que atenúan el efecto agregado. Por el lado del gasto, la sustitución en consumo reorienta la demanda desde los bienes y servicios que más se encarecen hacia aquellos cuyo precio relativo cae; por el lado de la producción, la sustitución en insumos permite a las firmas reconfigurar parcialmente su canasta para economizar el factor encarecido. Por el lado de los factores, el ajuste de salarios ante la menor actividad modera las presiones de costos laborales, conteniendo el alza del costo marginal agregado.

**Gráfico 4:** Descomposición de la inflación sectorial



**Gráfico 5:** dinámica de inflación agregada, bienes y sectorial.

Shock Petróleo — Inflación de Precios Internos: Bienes vs Servicios



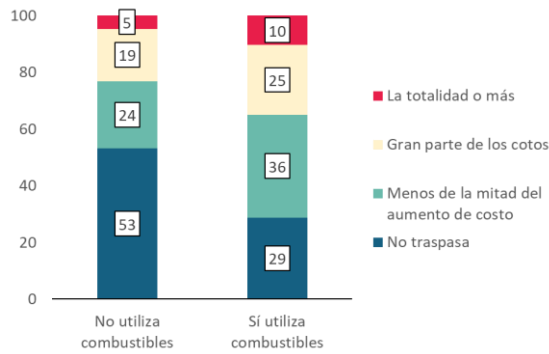
### 3. Antecedentes basados en encuestas

La información disponible a través de encuestas señala que los traspasos de costos a precios han comenzado a realizarse al interior de las firmas. En particular, las empresas que declaran utilizar combustible directamente en sus procesos productivos señalan mayores traspasos que aquellas que no lo hacen. Esta diferencia se replica al analizar las expectativas de las empresas. Al ser consultadas acerca de la evolución esperada de sus distintos factores, es posible observar que aquellas que utilizan combustible declaran mayores aumentos de precios, caídas en sus ventas y compresión de sus márgenes.

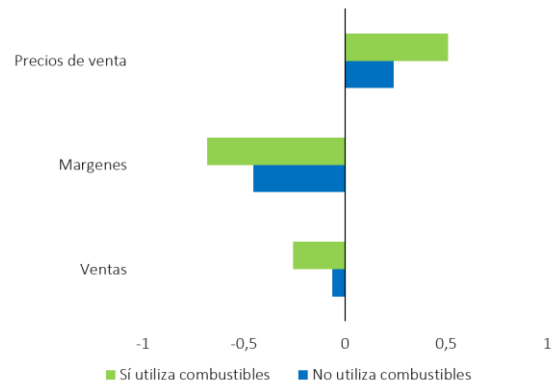
En todo caso, hasta ahora, los traspasos han sido de carácter gradual y parcial ([IPN de mayo](#)). La gradualidad de los traspasos es coherente con que gran parte de la magnitud del shock se espera que sea sido absorbido por la reducción de los márgenes de ganancia. Al indagar acerca de los motivos de no traspaso las empresas aducen a la debilidad en sus ventas, limitaciones contractuales y la expectativa de que el *shock* sea transitorio como las principales razones.

**Gráfico 6: Nivel de traspaso de costos según uso de petróleo o derivados**  
(porcentaje de empresas)

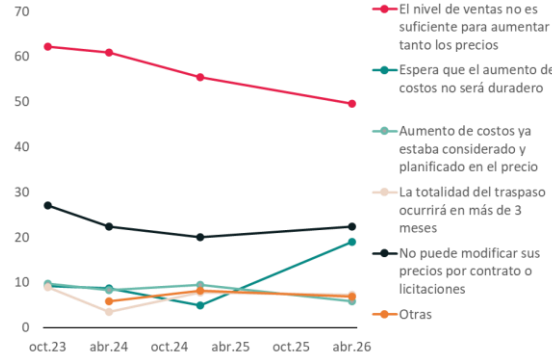
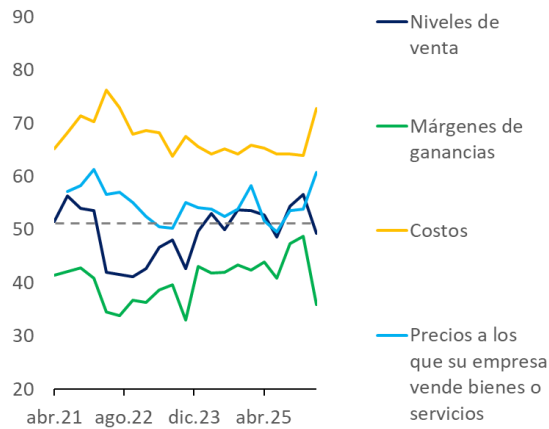
**Gráfico 7: Evolución esperada de precios, márgenes y ventas para los próximos 3 meses.**  
(Balance de respuesta)



**Gráfico 7: Evolución de los factores de la empresa para los próximos 3 meses (porcentaje de empresas)**



**Gráfico 8: Razones para no traspasar la totalidad del aumento de costos a precios (Porcentaje de empresas)**



Fuente: Encuesta de Percepciones de Negocios, abril 2026.

#### 4. Riesgos para la evolución futura de la inflación

##### 4.1 No linealidades según magnitud

La magnitud de alzas en el precio internacional del petróleo podría incidir sobre la magnitud de la propagación de este a los distintos precios de bienes y servicios que conforman el IPC. Para evaluar lo anterior, se extiende la metodología de la sección 2.2, identificando periodos en que dichos movimientos han sido de mayor o menor magnitud a partir de:

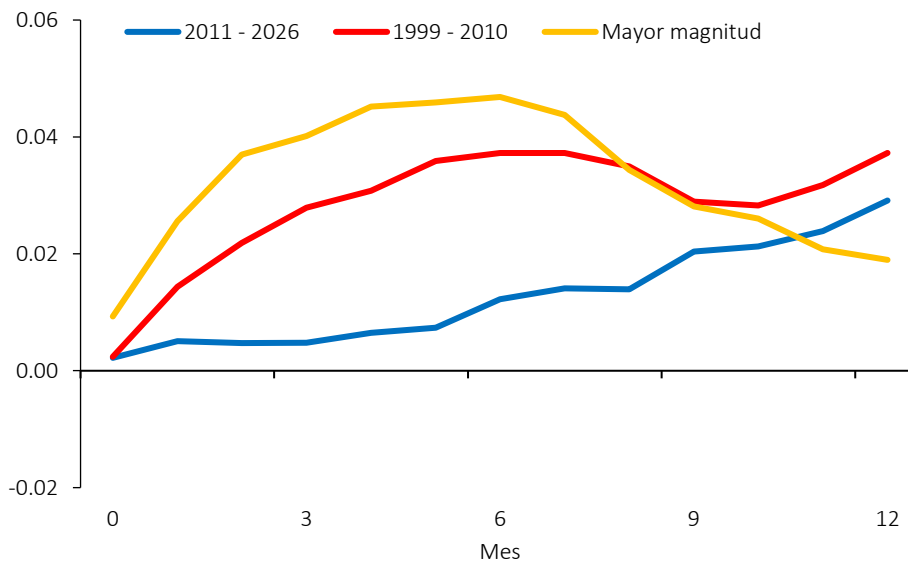
$$p_{t+h} - p_{t-1} = \beta^{(h)low} \Delta b_t^{low} \mathbf{1}_{sinc,t} + \beta^{(h)high} \Delta b_t^{high} \mathbf{1}_{sinc,t} + \mathbf{b}x_t + \varepsilon_{t+h}$$

En este caso, los regímenes de alta y baja magnitud se definen en base a la evolución histórica de los precios locales de la gasolina ( $\Delta g_t$ ), considerando aquellos episodios en que la variación superó el percentil 80 (mayor magnitud) o se ubicó bajo el percentil 20 (baja magnitud) de la distribución histórica en la muestra completa (1999 – 2026), tal que:

$$\Delta b_t^{high} = \Delta b_t \mathbf{1}(|\Delta g_t| \geq p.80) \quad \text{y} \quad \Delta b_t^{low} = \Delta b_t \mathbf{1}(|\Delta g_t| \leq p.20)$$

Es decir, se evalúa el traspaso del precio internacional ( $\Delta g_t$ ) sobre el IPC sin energía, bajo regímenes de alta (sobre percentil 80) y baja magnitud (bajo percentil 20), condicional a que los movimientos de precios internacionales y locales sea coincidente en dirección (signo) en el mes  $t$  ( $\mathbf{1}_{sinc,t}$ ), es decir, ambos suben o bajan durante dicho periodo. De esta forma, los coeficientes  $\beta^{(h)low}$  y  $\beta^{(h)high}$  capturan al traspaso del *shock* en periodos de cambios en el precio del petróleo de baja y alta magnitud, respectivamente.

**Gráfico 9: Traspaso a IPC sin energía de *shocks* de petróleo según magnitud**  
(puntos porcentuales ante *shock* de 1%)



Nota: El gráfico muestra el traspaso a IPC sin energía. Mayor magnitud corresponde a episodios en que los aumentos de precios internacionales de combustibles han sido mayores (sobre percentil 80).

Fuente: Elaboración propia en base a INE, FAO, Bloomberg.

Los resultados muestran que, ante aumentos más significativos del precio del petróleo, el traspaso ha sido en promedio mayor en el corto plazo, por lo que en escenarios donde el *shock* se intensifique, podría derivar en mayores presiones inflacionarias de corto plazo.

#### 4.2 No linealidades según brecha de actividad

A su vez, el traspaso de *shocks* macroeconómicos podría depender del estado del ciclo económico. En particular, períodos caracterizados por mayores grados de holguras de capacidad productiva se asociarían a traspasos de *shocks* positivos de costos más acotados, mientras que en contextos de mayor dinamismo de la actividad estos efectos se deberían amplificar.

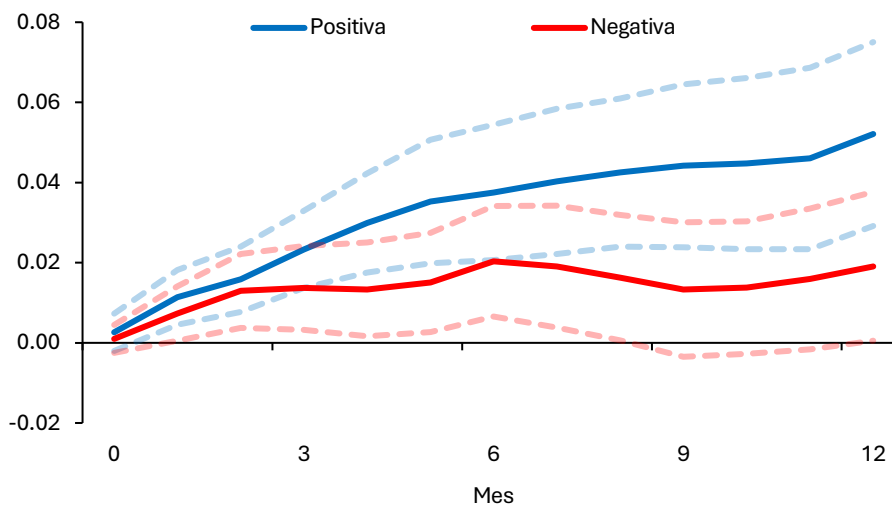
Para analizar su relevancia, se evalúan posibles no linealidades en el traspaso de *shocks* de precio del petróleo a la inflación condicional al estado de la brecha de actividad. Para ello, se extiende el análisis descrito en la sección 2.2 permitiendo que el efecto del *shock* se evalúe condicional a la fase del ciclo económico, mediante *dummies* de régimen:

$$p_{t+h} - p_{t-1} = \beta_1^{(h)} \Delta b_t \mathbf{1}_{pos,t} + \beta_2^{(h)} \Delta b_t \mathbf{1}_{neg,t} + \mathbf{b}x_t + \varepsilon_{t+h}$$

donde  $\mathbf{1}_{pos,t}$  indica períodos con brecha de actividad positiva y  $\mathbf{1}_{neg,t}$  períodos con brecha de actividad negativa. La brecha de actividad se construye a partir del Imacec no minero a costo de factores desestacionalizado y se define como la diferencia entre su nivel efectivo y su tendencia, estimada mediante un filtro Hodrick-Prescott (1980). Así, los coeficientes  $\beta_1^{(h)}$  y  $\beta_2^{(h)}$  capturan al traspaso del *shock* en cada régimen.

Los resultados muestran que el traspaso es mayor en períodos con brecha de actividad positiva, acumulando un efecto cercano a 0,5% a doce meses ante un *shock* de 10%. En contraste, cuando la brecha es negativa, el traspaso es más acotado, alcanzando 0,2%.

**Gráfico 10: Traspaso a IPC sin energía de *shocks* de petróleo según brecha de actividad**  
(puntos porcentuales)



Nota: Intervalos de confianza al 68%.

Fuente: Banco Central de Chile.

## 5. Referencias

Ferrante, F., Graves, S., & Iacoviello, M. (2023). The inflationary effects of sectoral reallocation. *Journal of Monetary Economics*, 140, S64-S81.

Jordà, O. (2005). "Estimation and inference of impulse responses by local projections". *American Economic Review* 95: 161-182.

Juul, M., & Guzmán, F. (2025). "Empalme histórico de subclases del IPC entre 1989 y 2023. Estudios Económicos Estadísticos Banco Central de Chile, N° 145.

Pasten, E., Schoenle, R., & Weber, M. (2020). The propagation of monetary policy shocks in a heterogeneous production economy. *Journal of Monetary Economics*, 116, 1-22.



Romero, D. (2025). Domestic linkages and the transmission of commodity price shocks. *Journal of International Economics*, 153, 104041.



## Minuta citada en el Recuadro II.1:

### Propagación del *shock* de petróleo a precios de empresas

Nicolás Rivera, Diego Donoso, Roberto Gillmore, Rodrigo Heresi, David Kohn, Dagoberto Quevedo

#### 1. Introducción

El significativo aumento del precio internacional del petróleo constituya un shock relevante para la inflación, con impactos directos -a través del precio de los precios locales de los combustibles- e indirectos -al incrementar los costos de producción del resto de bienes y servicios-. Esta minuta se enfoca en los efectos indirectos. En particular, se describe la metodología y los resultados obtenidos para las estimaciones de traspaso de *shocks* del precio internacional del petróleo a precios domésticos de venta de las empresas utilizando microdatos de factura electrónica.<sup>1/</sup>

#### 2. Datos

Construimos un panel mensual a nivel de firma a partir del Directorio de Firmas de Cuentas Nacionales.<sup>2/</sup> La muestra considera empresas con al menos 5 trabajadores en promedio y se enfoca en los sectores de industria manufacturera y comercio. Se utilizan datos desde enero de 2017 hasta diciembre de 2025 para estimar el coeficiente de traspaso **histórico**, y extendemos la muestra hasta abril de 2026 para evaluar el traspaso del *shock reciente*.

Las principales fuentes de información son la Factura Electrónica (SII), que proporciona datos de precios y volúmenes de compras de las firmas, y los registros de cotizantes al Seguro de Cesantía (AFC), que se utiliza para medir el total de empleo de las firmas. Adicionalmente, se obtienen los shocks al precio del petróleo (WTI) a partir de la estimación de un proceso AR(1) en logaritmos, estimado con datos mensuales en el período 2000m1-2026m4.

##### 2.1. Construcción de variable de exposición energía a nivel firma

Para cada firma  $i$ , se construye la participación de compras de insumos energéticos  $k$  en el total de compras de insumos, definido como:

---

<sup>1/</sup> Este estudio se realiza en el ámbito de la agenda de investigación que desarrolla el Banco Central de Chile (BCCh) en materias económicas y financieras de su competencia, en el marco de la cual el BCCh tiene acceso a información innominada de diversas entidades públicas y privadas, en virtud de convenios de colaboración suscritos con esas instituciones. Para garantizar la privacidad de trabajadores y empresas, el BCCh exige que el desarrollo, la extracción y la publicación de los resultados no deben permitir la identificación, directa o indirecta, de personas naturales o jurídicas. Funcionarios del BCCh procesaron los datos desagregados. Todo el análisis fue realizado por los autores y no involucra ni compromete al Servicio de Impuestos Internos (SII). La información contenida en las bases del SII es de carácter tributario proveniente de autodeclaraciones de los contribuyentes presentados ante el SII. La veracidad de dichos datos no es responsabilidad del Servicio.

<sup>2/</sup> Se utiliza este conjunto de firmas para restringir el análisis a personas jurídicas con obligaciones tributarias vigentes, como una aproximación a firmas formales.

$$S_i = \frac{\sum_{\kappa \in K} \text{COMPRAS}_{i,\kappa}}{\text{COMPRAS}_i}$$

Este indicador corresponde a la variable de exposición de cada firma  $y$ , por construcción, toma valores en el intervalo entre 0 y 1.

Las categorías de productos incluidas en el numerador, indexadas por  $\kappa$ , corresponden a distintos tipos de combustibles y servicios asociados. Se incluyen los siguientes códigos de la clasificación CUP a 290 niveles:<sup>3/</sup> 56 “petróleo crudo”; 57 “gas natural en estado gaseoso”; 58 “gas natural en estado líquido”; 120 “petróleo diésel”; 121 “gasolinás”; 122 “kerosene”; 123 “aceite combustible”; 124 “fuel oil”; 125 “gas de petróleo y otros hidrocarburos gaseosos, excepto gas natural”; 126 “otros combustibles”; y 177 “servicios de distribución de gas y otros servicios asociados al suministro de gas”.

La exposición de cada firma se construye como el promedio de los cocientes mensuales de compras de combustible sobre compras totales, calculados durante los primeros 12 meses de observación de la firma. De este modo, la exposición queda fija a nivel firma.

Se excluyen del análisis aquellas firmas correspondientes a estaciones de servicio de combustible, las cuales se identifican mediante el código 102 de la clasificación por actividad económica CAE a 170 niveles.<sup>4/</sup>

### 3. Estadísticas descriptivas

La Tabla 1 reporta estadísticas descriptivas la proporción de compras de combustible a nivel de firma, incluyendo el promedio simple y distintos percentiles de su distribución. Adicionalmente, se construye un promedio ponderado utilizando las ventas a nivel de firma como ponderador.

En términos agregados, el promedio ponderado (2,2%) es menor que el promedio simple (4,6%), lo que indica que las firmas con mayor participación en ventas tienen una menor exposición al combustible. La distribución es asimétrica: la mediana es 1,0% y el percentil 90 alcanza 8,8%.

Por tamaño de firma, la exposición disminuye sistemáticamente con el tamaño. Las microempresas presentan los mayores niveles (7,4% promedio ponderado), seguidas por las pequeñas (4,8%), medianas (3,4%) y grandes (2,1%).

Por sector, el promedio ponderado es similar en industria y comercio (2,2%), pero el promedio simple es mayor en comercio (5,0% vs. 3,8%), lo que indica mayor dispersión y presencia de firmas con alta exposición en este sector, consistente con percentiles superiores levemente más altos.

La Figura 1 presenta evidencia descriptiva de una relación positiva entre el grado de exposición al petróleo y el aumento en precios de las firmas entre febrero y abril de 2026. Aquellas firmas con mayor exposición tienden a registrar mayores incrementos en sus precios. En particular, la

---

<sup>3/</sup> CUP a 290 niveles: Código Único de Productos del Banco Central que categoriza 290 productos de la economía chilena.

<sup>4/</sup> CAE a 170 niveles: Clasificación de Actividad Económica a 170 niveles.

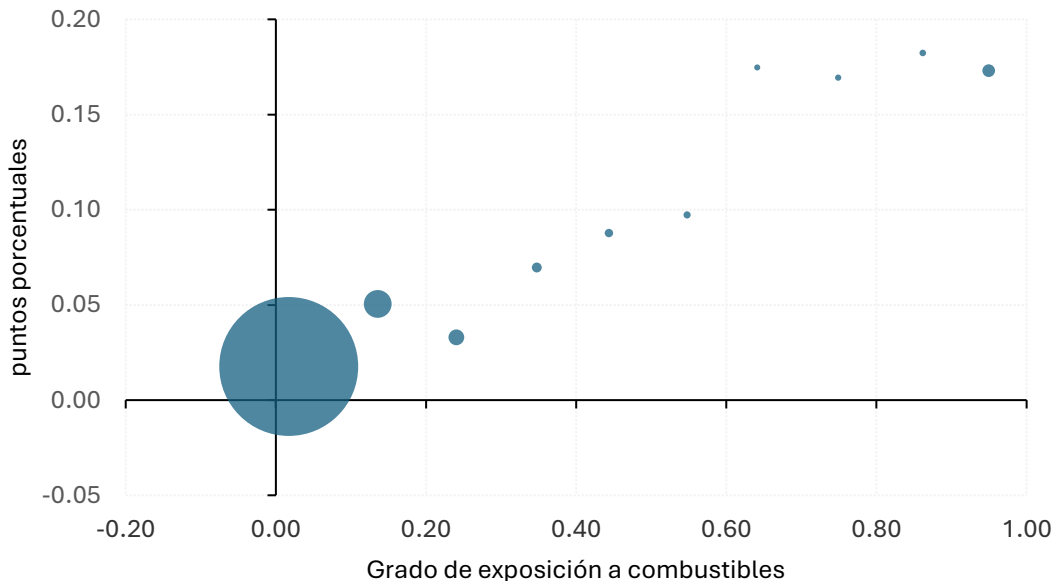
correlación estimada para los puntos de la figura es positiva y significativa, lo que indica que firmas más intensivas en el uso de petróleo implementaron aumentos de precios sustancialmente mayores.

**Tabla 1:** *Share* de compras de combustible por firma

	Prom. ponderado	Prom. simple	p10	p25	p50	p75	p90
Total	2,2	4,6	0,1	0,3	1,0	3,2	8,8
Estrato							
<i>Micro</i>	7,4	9,0	0,2	0,9	3,2	9,3	24,6
<i>Pequeña</i>	4,8	5,2	0,1	0,5	1,5	4,4	11,0
<i>Mediana</i>	3,4	3,9	0,1	0,2	0,6	1,9	5,5
<i>Grande</i>	2,1	2,5	0,0	0,1	0,4	1,1	3,1
Sector							
<i>Industria</i>	2,2	3,8	0,2	0,5	1,5	3,9	8,7
<i>Comercio</i>	2,2	5,0	0,1	0,2	0,7	2,5	9,1

**Notas:** El promedio ponderado se construye a partir de las ventas a nivel de firma, calculadas como la suma de ventas en el período 2017m1–2025m12, medidas en UF. El *share* de compras se promedia utilizando como ponderador la participación de cada firma en las ventas totales. En el total, el denominador del ponderador corresponde a las ventas totales de todas las firmas, mientras que en los desgloses por estrato y sector corresponde a las ventas totales dentro de cada grupo.

**Figura 1:** Correlación entre variación de precios y exposición a nivel firma



**Notas:** La figura muestra la correlación entre la variación de precios de las firmas entre abril y febrero de 2026, y la exposición al combustible. La muestra considera una única observación por firma, correspondiente a abril

de 2026. Cada punto corresponde a un grupo de firmas. El tamaño de los puntos es proporcional al número de firmas en cada grupo.

Además, la figura permite visualizar que la mayor parte de las firmas se concentra en niveles bajos de exposición, reflejado en el gran tamaño de los primeros puntos, mientras que los grupos con mayor exposición, aunque menos numerosos, presentan aumentos más pronunciados en precios. En conjunto, se muestra evidencia sugestiva de la presencia de un traspaso a precios heterogéneo, donde firmas con distintos costos energéticos ajustan sus precios de manera distinta. Esta hipótesis será confirmada en las siguientes secciones con un análisis más detallado que controla por otros factores a nivel de firma, sector, o en el tiempo, que podrían afectar dicha relación.

#### 4. Traspaso histórico de alzas del precio del petróleo a precios domésticos

##### 4.1. Metodología

Para analizar los efectos dinámicos de los shocks del precio del petróleo sobre los precios de las firmas, se emplea la metodología de *proyecciones locales* (*local projections*, Jordà 2005). Este enfoque permite estimar la respuesta de la variable de interés a distintos horizontes temporales sin imponer restricciones a la dinámica de las variables, caracterizando tanto efectos contemporáneos como persistentes en los meses posteriores al *shock*.

En particular, se estima la siguiente ecuación lineal que asume un traspaso lineal del shock:

$$\Delta^h \log P_{it} = \beta_h (S_i \times shock_t) + X'_{it-1} \varphi + \lambda_i + \rho_{ts} + \omega_m + \mu_{it}$$

donde  $\Delta^h \log P_{it} = \log P_{it+h} - \log P_{it-1}$ , para horizontes  $h = 0, 1, \dots, 12$ . El coeficiente  $\beta_h$  captura el traspaso a precios de la interacción entre la exposición de la firma al combustible ( $S_i$ ) y el *shock* al precio del combustible ( $shock_t$ ), a diferentes horizontes.

Controlamos por efectos fijos a nivel firma ( $\lambda_i$ ), que capturan características invariantes en el tiempo; por efectos fijos sector-mes-año ( $\rho_{ts}$ ), que recogen *shocks* sectoriales específicos (a nivel CAE 42); y por efectos fijos por mes ( $\omega_m$ ), que capturan estacionalidad. Además, incluimos características de la firma rezagadas en un período ( $X'_{it-1}$ ), en particular es el log del empleo.<sup>5/</sup> Se utilizan *clusters* a nivel de firma para controlar por correlación dentro de cada firma a lo largo del tiempo.

Alternativamente, estimamos una especificación cuadrática que permite capturar no linealidades:

$$\Delta^h \log P_{it} = \beta_h (S_i \times shock_t) + \gamma_h (S_i \times shock_t^2) + X'_{it-1} \varphi + \lambda_i + \rho_{ts} + \omega_m + \mu_{it}$$

Los coeficientes estimados capturan el efecto diferencial de los *shocks* petroleros sobre los precios de las firmas en función de su exposición. En la especificación lineal, el parámetro  $\beta_h$  mide cuánto mayor es la respuesta en precios de una firma con mayor intensidad en el uso de combustible frente

<sup>5/</sup> Se consideran también especificaciones que incluyen el rezago del precio de los competidores de la firma como control; los resultados se mantienen prácticamente sin cambios.

a un *shock* dado, mientras que en la especificación no lineal el traspaso depende del tamaño del *shock*, lo que es capturado por el parámetro  $\gamma_h$ .

El supuesto de identificación necesario para interpretar causalmente las estimaciones es que, condicional a los efectos fijos y controles incluidos, los *shocks* al precio del petróleo son exógenos a las decisiones de fijación de precios a nivel de firma y no están correlacionados con *shocks* idiosincráticos. Este supuesto es plausible, dado que el precio del petróleo se determina en mercados internacionales y la exposición  $S_i$  es exógena y predeterminada, al estar definida antes de la ocurrencia de los *shocks* analizados.

#### 4.2. Resultados

Los resultados dinámicos de la metodología de *local projections* muestran un impacto positivo y persistente de los shocks de petróleo sobre los precios de las firmas, con una dinámica clara a lo largo de los distintos horizontes.

En la especificación lineal, que se ilustra en el panel (a) de la Figura 2, se observa que el efecto de un shock que aumenta el precio del petróleo en 1% es inmediato y significativo, alcanzando aproximadamente 0.03 puntos porcentuales (p.p.) en el mes de impacto, acumulando un traspaso de 0.07 p.p. a los doce meses de ocurrido el shock inicial. Esto sugiere que los shocks en precios de petróleo generan un ajuste persistente en los precios, con efectos que se acumulan en el tiempo.

En el panel (b) de la Figura 2, la especificación cuadrática confirma este patrón. En la figura, se compara el impacto de un shock que genera un alza de 1% en el precio del petróleo (línea azul) con el impacto de un shock que genera un alza del 50% en el precio del petróleo (línea roja).<sup>6/</sup> La figura sugiere que shocks de mayor magnitud generan efectos desproporcionadamente mayores a los 12 meses de ocurrido el shock inicial. Este resultado sugiere una amplificación del traspaso en horizontes más largos, consistente con la idea de que los ajustes de precios pueden intensificarse a medida que las firmas internalizan de manera gradual los costos energéticos más elevados.

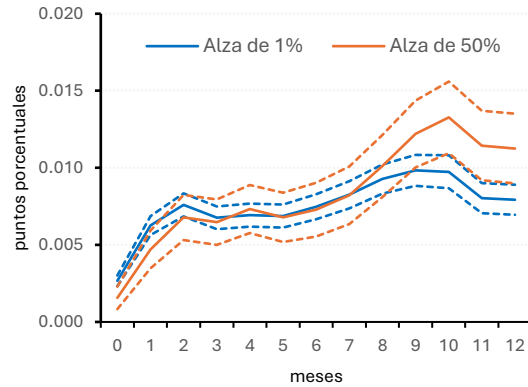
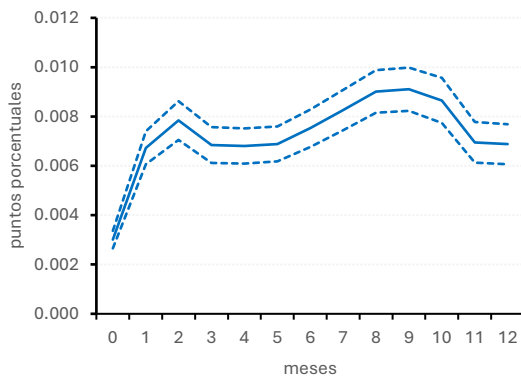
**Figura 2:** Traspaso histórico de alzas del precio del petróleo a precios de empresas

(a) Especificación lineal

(b) Especificación no lineal

---

<sup>6/</sup> El shock que genera alza del 50% se presenta dividido por 50, para poder contrastar las diferentes elasticidades.



**Notas:** Traspaso a precios domésticos (manufactura y comercio) para firma con exposición promedio (ponderado por ventas) de 2.2%; ver notas de la Tabla 1. El panel (a) muestra los resultados para la especificación lineal. El panel (b) ilustra el traspaso a precios ante shocks en el precio del petróleo de distinta magnitud. Excluye estaciones de servicio. Intervalos de confianza al 95%.

En conjunto, estos resultados indican que los shocks del petróleo se transmiten a los precios de las firmas de manera persistente y heterogénea, con evidencia de mayor impacto en shocks de mayor magnitud.

## 5. Traspaso reciente de alzas del precio del petróleo a precios domésticos

### 5.1. Metodología

Para estimar el efecto del aumento reciente en el precio del petróleo, se utiliza una estrategia de diferencias en diferencias. El análisis se basa en un panel mensual a nivel firma para el período 2022-2026<sup>7/</sup>, considerando únicamente los primeros cuatro meses de cada año. La exposición de cada firma se define a nivel anual como el promedio de la exposición en el año previo. Denotamos esta medida como  $S_{iy-1}$ , la cual permanece constante a lo largo de todos los meses de un mismo año.

Se consideran dos especificaciones. Primero, una diferencia en diferencias (DD), estimada por separado para cada año del período; es decir, utilizando únicamente las observaciones de un año a la vez (2026, luego 2025, y así sucesivamente hasta 2022):

$$\Delta \log P_{it} = \beta (S_{iy-1} \times Post_t) + X'_{it-1} \varphi + \lambda_i + \rho_{ts} + \omega_m + \mu_{it}$$

Aquí,  $\Delta \log P_{it} \equiv \log P_{it} - \log P_{i,feb(y)}$ , es la inflación acumulada desde febrero de cada año. La variable  $Post_t$  es una *dummy* que toma valor uno en los meses de marzo y abril de cada año. El resto de los controles y efectos fijos son los mismos que en la especificación de *local projections*.<sup>8/</sup>

En este caso, la interacción  $S_{iy-1} \times Post_t$  indica el efecto diferencial  $\beta$ , que mide el efecto del *shock* sobre una firma más expuesta (es decir, con mayor proporción de insumos energéticos) en comparación con una firma no expuesta. En otras palabras, ante el *shock* del precio del petróleo de

<sup>7/</sup> Se inicia el análisis en 2022 para evitar contaminar los resultados con el periodo de pandemia.

<sup>8/</sup> Los resultados son robustos a incluir la dinámica de precios de competidores como variable de control en las regresiones, siguiendo la metodología de Albagli et al (2025).

2026, una firma con 100% de insumos de combustible aumenta sus precios en  $\beta\%$  respecto a una sin exposición. Además, los errores estándar se agrupan a nivel de firma, lo que permite controlar por diferencias fijas dentro de cada una.

Un problema potencial en este tipo de estimaciones es la presencia de efectos estacionales correlacionados con la exposición al petróleo. Por ejemplo, si las firmas ajustan sistemáticamente sus precios en ciertos meses del año (como marzo), independientemente de *shocks* en el precio del petróleo, la estimación podría confundir estos patrones con efectos atribuibles al *shock*. Para mitigar este problema, se implementa una estrategia de triple diferencias (DDD) que utiliza años placebo, definidos como aquellos en los que no se observan *shocks* relevantes en el precio del petróleo durante el mismo período (marzo–abril). En particular, se estima la siguiente ecuación:

$$\Delta \log P_{it} = \beta \times S_{iy-1} \times Post_t \times D_t^{2026} + X'_{it-1} \varphi + \lambda_i + \rho_{ts} + \omega_m + \mu_{it}$$

En este caso,  $D_t^{2026}$  es una dummy que toma el valor uno en 2026 y cero en los años placebo.<sup>9/</sup> Esto controla tanto los efectos estacionales comunes como cualquier patrón sistemático en la relación entre exposición al petróleo y ajustes de precios que se repita regularmente en esos meses.

En consecuencia, el coeficiente  $\beta$  captura el efecto diferencial atribuible específicamente al shock del precio del petróleo en 2026; es decir, mide cuánto mayor es el cambio en precios en marzo–abril (respecto a enero–febrero) para firmas más expuestas al petróleo en 2026, en comparación con el mismo patrón estacional en los años placebo (por ejemplo, 2025).

## 5.2. Resultados

El panel (a) de la Tabla 2 presenta los resultados de las estimaciones de diferencias en diferencias (DD) para distintos años. En la columna correspondiente a 2026, se observa un coeficiente positivo y significativo de 0.11, lo que indica que, durante marzo y abril, las firmas con mayor exposición al petróleo aumentaron sus precios más que aquellas con menor exposición. En particular, este coeficiente implica que una firma con 100% de sus insumos compuestos por insumos energéticos se asocia a un aumento adicional de aproximadamente 11 puntos porcentuales en los precios. Dado que la firma promedio presenta una exposición de 2.2%, el efecto promedio equivale a aproximadamente 0.24 puntos porcentuales.

**Tabla 2.** Traspaso actual del alza del precio del petróleo de 2026

(a) Diferencia en Diferencia (DD)

	2026	2025	2024	2023	2022
$S_{iy-1} \times Post_t$	0.1101*** (0.0110)	-0.0287*** (0.0076)	0.0004 (0.0071)	-0.0058 (0.0057)	0.0801*** (0.0070)

<sup>9/</sup> La muestra se expande progresivamente al incorporar años previos (por ejemplo, 2026–2025, luego 2026–2025–2024, y así sucesivamente hasta 2026–2018). Los resultados son consistentes para todas las submuestras, por lo que solo reportamos 2025-2026 (más reciente) y 2023-2026 (excluyendo la pandemia).

Observaciones	68,378	71,847	74,605	76,904	76,905
R <sup>2</sup>	0.3527	0.3375	0.3331	0.3326	0.3496

(b) Triple Diferencia en Diferencia (DDD)

	2025-2026	2023-2026
$S_{iy-1} \times Post_t \times D_t^{2026}$	0.1396*** (0.0145)	0.1192*** (0.0125)
Observaciones	140,477	292,618
R <sup>2</sup>	0.2181	0.1366

**Notas:** El panel (a) muestra los resultados de la especificación lineal para cada año reportado en las columnas. El panel (b) reporta los resultados para la especificación no lineal en dos submuestras: incluyendo solo datos para 2025-2026 y 2023-2026. Errores estándar robustos entre paréntesis. \*\*\*  $p < 0.01$ , \*\*  $p < 0.05$ , \*  $p < 0.1$ .

Las columnas correspondientes a los años 2023, 2024 y 2025 muestran estimaciones cercanas a cero, e incluso levemente negativas, lo que sugiere que, en ausencia de shocks relevantes del precio del petróleo, no se observan efectos sistemáticos en marzo y abril de cada año, asociados a la exposición. Estos resultados operan como un ejercicio placebo, respaldando la idea de que el efecto estimado en 2026 no responde a patrones estacionales recurrentes.

Como verificación adicional, en 2022, año en que se produjo un aumento significativo en el precio del petróleo asociado a la invasión de Rusia a Ucrania, también se observa un coeficiente positivo y significativo (0.08), consistente con la hipótesis de que shocks relevantes en el precio del petróleo generan aumentos diferenciales en precios de firmas más expuestas.

Estos resultados sugieren la importancia de controlar por efectos estacionales que podrían estar correlacionados con la exposición al petróleo. En particular, algunos años muestran coeficientes levemente negativos, lo que podría reflejar ajustes sistemáticos de precios en marzo y abril independientes de shocks energéticos. Para abordar este problema, se implementa una estrategia de triple diferencias (DDD), cuyos resultados se reportan en el Panel (b) de la Tabla 2. En esta especificación, se compara el patrón observado en 2026 con el de años sin shocks relevantes (años placebo), incorporando progresivamente más años como grupo de control. Los resultados son consistentes para todas las submuestras, por lo que solo reportamos 2025-2026 (más reciente, que contrasta efectos en 2026 vs. 2025) y 2023-2026 (excluyendo la pandemia, que contrasta 2026 con todos los años entre 2023 y 2025).

Los resultados muestran que el coeficiente estimado para 2026 se mantiene positivo, significativo y relativamente estable a medida que se amplía el grupo de control, con valores en torno a 0.12–0.14. Nuestra especificación preferida corresponde a la que utiliza como años de control el período 2023–2025, dado que en estos años no se observan shocks relevantes en el precio del petróleo y se evita incluir años afectados por la pandemia. En esta especificación, el coeficiente estimado es aproximadamente 0.12, lo que implica que una firma con mayor exposición al petróleo experimenta un aumento adicional en precios durante marzo–abril de 2026 respecto al patrón observado en años placebo.



Escalando este efecto para la firma promedio (con una exposición de 2.2%), esto corresponde a un aumento en precios de aproximadamente 0.26 puntos porcentuales, magnitud consistente con la estimación obtenida en el ejercicio de diferencias en diferencias para 2026.

### **Referencias**

Albagli, E., Grigoli F., Luttini, E., Quevedo, D., Rojas, M. (2025). “Beyond Costs: The Dominant Role of Strategic Complementarities in Pricing”.

Jordà, Ò. (2005). Estimation and inference of impulse responses by local projections. *American economic review*, 95(1), 161-182.