



Enlace por la Justicia  
Energética y  
Socioambiental



# Anuario

Economía de la  
energía 2022

**Enlace por la Justicia Energética y Socioambiental (EJES)** busca poner de relieve en el debate energético y socioambiental de la Argentina los ángulos financieros y de justicia ambiental para exponer las implicancias ocultas de la obstinación hidrocarburífera. Con el horizonte de una transición hacia fuentes de energías renovables y sustentables, y desde una mirada interdisciplinaria, federal y atenta a los múltiples niveles, pretendemos abordar fundamentalmente el megaproyecto Vaca Muerta teniendo en cuenta las políticas y territorios implicados en el largo plazo.

Más información en [ejes.org.ar](http://ejes.org.ar)

Autores: **Marco Kofman y Facundo López Crespo**

Revisión: **Fernando Cabrera Christiansen**

Foto portada: **Martín Álvarez Mullally**

Diseño editorial: **Tomás Fernandez & Mariana Verón**

**Rosario, Argentina. Marzo de 2023**



Enlace por la Justicia Energética  
y Socioambiental

Con el apoyo de:



**¡Copie esta obra! Copyleft se lo permite**

Esta edición se realiza bajo la licencia de uso creativo compartido. Está permitida la copia, distribución, exhibición y utilización de la obra bajo las siguientes condiciones: Atribución: Reconocer a los autores como fuente. No comercial: Sólo se permite la utilización de esta obra con fines no comerciales.



# Índice

<b>Introducción al anuario</b> .....	p.05
<b>El problema energético argentino 2022</b>	
Subsidios, tarifas y una agenda alternativa.....	p.06
El problema de los dólares energéticos.....	p.07
Vaca Muerta y el desarrollo exógeno.....	p.09
<b>1.¿Qué hay detrás de los subsidios energéticos?</b> .....	p.36
<b>El caso argentino.</b>	
<b>Introducción</b> .....	<b>p.11</b>
<b>1.2. ¿Qué son los subsidios energéticos?</b> .....	<b>p.12</b>
<b>1.3. Caracterización del gasto energético en Argentina</b> .....	<b>p.15</b>
<b>1.4. Evolución de los subsidios energéticos</b> .....	<b>p.17</b>
Los programas de estímulos a la oferta del sector.....	p.19
<b>1.5. Los determinantes del nivel de subsidios</b> .....	<b>p.22</b>
Incidencia en los últimos años.....	p.24
El incremento de los subsidios en 2021.....	p.25
<b>1.6. Los subsidios y la energía “más cara”</b> .....	<b>p.30</b>
<b>1.7. El aspecto distributivo de las políticas energéticas</b> .....	<b>p.32</b>
<b>1.8. Comentarios finales</b> .....	<b>p.37</b>
<b>2. Energía y dólares. ¿El problema y la solución?</b> .....	p.40
<b>Introducción</b> .....	<b>p.43</b>
<b>2.1. Déficit externo y energía</b> .....	<b>p.44</b>
Intercambio de bienes energéticos: .....p.47	
Importamos más de lo que exportamos	
La pérdida de divisas más allá del intercambio de bienes.....	p.52
Un sector endeudado con el exterior.....	p.57

<b>2.2. Actores y características del intercambio comercial energético.....</b>	<b>p.59</b>
Transformación del mercado exportador.....	p.59
Características de las importaciones energéticas.....	p.62
<b>2.3. Comentarios finales.....</b>	<b>p.63</b>
<b>3. Coyuntura Hidrocarburífera.....</b>	<b>p.64</b>
Vaca Muerta En desarrollo exógeno.....	p.65
Infografías.....	p.67

# Introducción al anuario

## El problema energético argentino en 2022

Autor: **Marco Kofman** | [marcokof@gmail.com](mailto:marcokof@gmail.com)

Diciembre 2022

**E**n 2022 los problemas del sector energético en Argentina estuvieron lejos de solucionarse. Con una gran parte de Vaca Muerta volcada al petróleo para aprovechar los elevados precios internacionales y por la imposibilidad física de incrementar su inyección de gas por la falta de infraestructura de transporte, dado el decline del convencional, el gas extraído nacionalmente no alcanzó para abastecer el mercado interno. La generación de energía eléctrica requirió un significativo caudal de gas y otros combustibles importados para abastecer el parque generador en un contexto internacional de precios elevados para estos insumos.

El problema se amplificó en una economía nacional ceñida por el acuerdo de refinanciación de pasivos con el Fondo Monetario Internacional que, entre otras condiciones, exige un determinado nivel de acumulación de reservas e inhibe la posibilidad de incrementar los subsidios a la energía para los hogares.

La necesidad creciente de importaciones energéticas presionó sobre la primera de estas condiciones. Si las reservas se deben usar para importar energía no hay dólares disponibles para otro tipo de insumos requeridos por el normal funcionamiento de una economía compleja como la Argentina y más temprano que tarde, este se refleja en una lesión sobre el proceso de crecimiento económico con consecuencias negativas en los indicadores de empleo e ingresos de la población.

Mientras tanto, el cepo impuesto a los subsidios fue atendido parcialmente con un programa de segmentación tarifaria que aún conlleva un conjunto de incógnitas sobre su impacto definitivo. El incremento del costo en generación determinado por los precios internacionales, por un lado y el incremento de los precios percibidos por productores locales de gas en el marco del programa de estímulos vigente, por otro, agregaron incertidumbre. La energía (el gas y la electricidad) se ha vuelto más cara en los últimos dos años y la pretensión de reducir el peso de los subsidios en la economía nacional impacta sobre los bolsillos de los hogares.

v

5

^

Esta ha sido la escena sobre la cual EJES realizó sus investigaciones económicas y siguió de cerca la evolución de la actividad hidrocarburífera nacional en el año 2022. Los estudios se centraron en los subsidios (su evolución, razón, impacto en la actividad y en las cuentas públicas), en el balance cambiario de la actividad (importaciones, financiamiento, fuga) y en los cambios de la coyuntura del mercado local de hidrocarburos.

## Subsidios, tarifas y una agenda alternativa

El incremento del monto de los subsidios a la energía congregó en los últimos dos años una larga serie de debates que incluyó la participación de economistas, periodistas especializados y dirigentes políticos. Una de las razones fue el impacto que estas erogaciones comenzaban a tener sobre el déficit del presupuesto nacional en el marco del acuerdo firmado con el FMI.

El aumento segmentado de tarifas fue el único mecanismo accionado para reducir el monto de los subsidios. Si bien es cierto que al retrasarse las tarifas respecto a la evolución del costo de la energía se produce un incremento de las transferencias estatales, hay otros factores que también inciden y que, incluso, pueden ser aún más significativos. Además de las tarifas, la necesidad de importaciones de energía, el precio de esas importaciones, el precio interno acordado con los productores y las variaciones del tipo de cambio, son los principales elementos que inciden en el volumen de los subsidios energéticos erogados.

Entre 2020 y 2021, los subsidios a la energía se incrementaron en términos reales 45% (medio billón de pesos, si consideramos pesos constantes de mayo 2022). Las razones, en orden de importancia fueron las siguientes:

- La disparada de los precios internacionales, que costó \$241.851 millones.
- El congelamiento tarifario que tuvo un costo de \$191.841 millones.
- El Plan GasAr, para estímulo de la extracción interna de gas, que costó \$166.089 millones.

La necesidad de mayores importaciones, por un incremento interno de la actividad económica no acompañado con mayor producción local de energía, que implicó erogaciones extras por \$63.451 millones.

Producto de la mayor actividad se incrementó la generación eléctrica, y esto implicó un gasto extra de \$23.716 millones.

Finalmente, se produjo un ahorro significativo por el retraso cambiario de 2021: la inflación cerró por encima del 50% y la devaluación del peso durante el año fue de 23%.

Este “abaratamiento” del dólar, que es la moneda funcional de la energía, implicó un ahorro al Estado de \$164.553 millones.

El recorte de los subsidios no necesariamente debe venir de la mano de la política tarifaria. Política que, en verdad, poco tiene de energética y, en todo caso, mucho de distributiva y con tal criterio deberá evaluarse. La reducción de los subsidios puede responder muy bien a políticas de otro tipo.

Para reducir los subsidios es importante considerar que el costo de la energía no es homogéneo. Por el contrario, para 2021, la energía eléctrica generada con gas local tuvo un costo de combustibles cercano a los 25 U\$S por MWh, que trepó a 120 U\$S cuando se generó con otros combustibles importados.

El primer objetivo de una política pública para reducir subsidios debiera ser entonces reemplazar la energía más costosa por otras energías, y/o renunciar a aquella energía marginal, más costosa, mediante políticas de eficiencia energética. En otras palabras, para reducir el monto de los subsidios energéticos, no alcanza la política distributiva, hace falta política energética.

Aquí se abre un amplio abanico de posibilidades en relación a fuentes y usos de energía, rol de los actores locales, del Estado y de las empresas públicas. A trazo grueso, esbozamos incipientemente uno de estos caminos posibles al final del informe “¿Qué hay detrás de los subsidios energéticos? El caso argentino.”

En lo que sigue hacemos una síntesis de las conclusiones de cada una de las investigaciones que se recuperan en este anuario.

## **El problema de los dólares energéticos**

El costo en divisas del déficit energético fue noticia en los últimos años en los que coincidieron una mayor necesidad de importar energía producto de que la producción

local de gas no se incrementó al ritmo que el consumo requería, con un incremento acelerado de los precios de importación. Se presentó así, el peor de los escenarios posibles: hubo que importar más en el momento en el que más caro fue importar. Este déficit costó 6.000 millones de dólares entre 2020 y los primeros ocho meses de 2022.

La compra de gas y combustibles para las centrales de generación térmica, principal razón del desajuste externo, no es el único tipo de intercambio comercial del sector energético. Nuestro país exporta petróleo crudo (en forma creciente a partir del desarrollo de Vaca Muerta) e importa un conjunto de combustibles refinados de tipo Premium.

Argentina es superavitaria en petróleo, con un saldo anual promedio favorable de 2.500 millones de dólares en los últimos dos años, pero deficitaria en gas y combustibles para generación, con un saldo anual promedio negativo de 3.700 millones de dólares. Al mismo tiempo, es deficitaria en combustibles refinados con un saldo negativo casi tan importante como el del gas: se pierden 3.300 millones de dólares anuales por la compra de combustibles Premium.

El problema del sector energético no se agota en el saldo desfavorable de las mercancías energéticas comercializadas. Al tiempo que la actividad perdió 6.000 millones de dólares en la comercialización de energía y combustibles, perdió otros 7.500 millones por distintos mecanismos financieros que desarrollaron las empresas transnacionalizadas (en los papeles o por sus prácticas).

Las compañías apelaron a diferentes mecanismos para dolarizar sus excedentes según el contexto se los permitía. Así, hasta el año 2011, en una economía sin “cepo”, las empresas sacaban alrededor de 1.200 millones de dólares anuales en concepto de remisión de utilidades a sus casas matrices.

Cuando esta vía se cortó, el sector recurrió a diferentes ítems del rubro “servicios” para dolarizar sus excedentes. Se trató de contratos de derechos de propiedad intelectual o de servicios profesionales tomados, principalmente, con empresas vinculadas del exterior. La pérdida de dólares llegó a ser de 900 millones en 2015 por estas actividades.

Al período de fuertes controles (2011-2015) le siguió uno de liberalización cambiaria (2016-2019). Sólo en el año 2018 las empresas se llevaron 3.500 millones de dólares en billetes y en diferentes activos. Pero al mismo tiempo que las empresas sacaban estos dólares del país, traían otros en concepto de préstamos del exterior, endeudándose de forma acelerada: la deuda del sector creció de 5.000 a 14.000 millones de dólares, con



la particularidad de que deudores y acreedores pertenecían, por lo general, al mismo grupo económico.

Frente a la crisis cambiaria el gobierno de Cambiemos reimpuso el control cambiario en los últimos meses de gestión, pero ahora las empresas contaban con un fuerte endeudamiento con sus casas matrices lo que les permitió seguir retirando dólares de la economía a un ritmo anual de 1.400 millones en concepto de intereses.

La deuda, vemos, no operó exclusivamente como un mecanismo de financiamiento de las inversiones, sino también como un reaseguro para la extracción de dólares en una economía en la que rige un sistema de control de cambios que no permite a las empresas dolarizar fácilmente sus ganancias.

Mejorar el saldo comercial energético es clave para relajar la presión sobre las reservas del Banco Central pero, como hemos visto, no es suficiente. El sector construyó diferentes mecanismos que le permitieron transformar en dólares y fugar sus excedentes, aún en contextos de fuertes controles cambiarios. Los planes para incrementar la producción local de energía implican una mejora en el precio para los productores y, por lo tanto, un incremento de esas ganancias que las empresas terminan dolarizando. Al mismo tiempo, frente al impedimento explícito en el acuerdo con el FMI respecto a aumentar los subsidios energéticos, esa ganancia extra la deben pagar los hogares mediante incrementos tarifarios.

∨  
9  
^

## Vaca Muerta y el desarrollo exógeno

El análisis de la coyuntura hidrocarburífera durante 2022 nos permitió determinar que el factor fundamental que explicó la dinámica de la actividad de Vaca Muerta provino del exterior. El incremento de los precios internacionales del crudo implicó un estímulo para que las empresas del sector aprovechen la ventana petrolera y vuelquen sus esfuerzos financieros y técnicos a la extracción de este hidrocarburo por sobre la extracción de gas.

En el contexto ya descripto caracterizado por el faltante interno de gas, esta realidad de un sector ladeado hacia el petróleo, nos habla del carácter exógeno del desarrollo de Vaca Muerta. Entre enero y septiembre de 2022, el 70% de los casi 200 nuevos pozos conectados en la formación fueron para extraer petróleo.

Esto implicó que los niveles totales extraídos de petróleo alcancen una tasa de crecimiento interanual del 13%, muy por encima de la del gas que fue del 2%. En ambos casos se verifica un declino de los convencionales (-4% en petróleo y -6% en gas) y un avance importante de los no convencionales (47% en petróleo y 10% en gas).

Esta evolución dispar entre tipos de hidrocarburos implicó un incremento de la incidencia de los no convencionales en el total extraído, que para el gas alcanzó el 56% (era 52% en 2021) y para el petróleo el 44% (era 34% un año atrás).

Otro cambio relevante, reseñado en los diferentes informes de coyuntura elaborados durante el año, es la pérdida relativa de centralidad de YPF en el sector.

En 2022 la empresa estatal cedió participación en el mercado de gas a un conjunto de empresas privadas que cobraron protagonismo por su inserción en la ventana de gas de Vaca Muerta: Tecpetrol, Total y PAE. En petróleo ocurrió lo mismo, pero en este caso las compañías privadas que ganaron terreno fueron Shell y Vista Oil.

Hecha esta presentación de las principales conclusiones del primer anuario de EJES, les invitamos a leerlo y debatirlo.

# **1. ¿Qué hay detrás de los subsidios energéticos?**

## **El caso argentino**

**Facundo López Crespo y Marco Kofman**

Revisión: **Fernando Cabrera Christiansen**

# 1. ¿Qué hay detrás de los subsidios energéticos?

## El caso argentino

**Marco Kofman** | marcokof@gmail.com

**Facundo López Crespo** | facundolopezcrespo@hotmail.com

Revisión: **Fernando Cabrera Christiansen**

Agosto 2022

## Introducción

Los subsidios energéticos, el gasto del Estado, las tarifas de los servicios públicos, el déficit fiscal, son preocupaciones con una importante presencia en diferentes circuitos desde hace algunos años. Estos debates circulan en la prensa, en los ambientes académicos y en las organizaciones políticas y sociales. Las discusiones han girado en torno a si el gasto es mucho o es poco, a su impacto en el déficit fiscal y las consecuencias de este, a la progresividad o regresividad de su impacto distributivo y al efecto de este gasto sobre la elegibilidad entre diferentes tecnologías y fuentes energéticas.

A partir de estos enfoques, pueden encontrarse tres tipos de cuestionamientos a las políticas económicas que, durante los gobiernos kirchneristas de 2003-2015 y en el actual mandato del Frente de Todos, han incrementado los subsidios energéticos de un modo notable. Desde una perspectiva fiscalista, se las cuestiona por su impacto negativo en las cuentas públicas. Desde una perspectiva distributiva, por beneficiar a sectores de ingresos medios y altos. Desde una perspectiva eficientista, por promover un sobre consumo de energía que profundiza la dependencia fósil de nuestra matriz energética.

En este trabajo nos proponemos repasar las políticas de subsidios energéticos desarrolladas en las últimas dos décadas, estudiando cuáles son los factores que determinan la evolución del monto de subsidios y qué efectos tiene sobre la economía en general y la cuestión distributiva en particular.

Para abordar el problema, debemos definirlo, y a eso se dedican las primeras dos secciones del trabajo. Luego realizamos un recorrido histórico para identificar los factores que han determinado, en cada gobierno, la evolución de los montos de subsidios otorgados. Para el año 2021 buscamos cuantificar el impacto diferencial de cada factor

mediante la realización de un ejercicio de simulación. En la quinta sección abordamos el concepto de “subsidio a la energía marginal”, identificando uno de los posibles espacios de conveniencia fiscal y externa para reemplazo de fuentes de energía.

En el capítulo seis, analizamos el problema de la energía en tanto vector distributivo de la economía. Finalmente, cerramos este trabajo dejando una serie de consideraciones respecto a la pertinencia de las principales críticas que han recibido las políticas de subsidios energéticos.

## 1.2. ¿Qué son los subsidios energéticos?

Los subsidios económicos se nos presentan como una erogación del Estado que tiene como finalidad estimular una actividad económica (subsidijs a la oferta) o permitir el acceso al consumo de un determinado bien o servicio a una porción determinada de la población (subsidijs a la demanda).

Técnicamente, según el manual de cuentas públicas del FMI (2014), subsidio refiere exclusivamente a transferencias para gastos corrientes que realizan los gobiernos. Esta es la definición que se utiliza en nuestro país y a partir de ella es que se elaboran las series estadísticas conocidas sobre el tema.

Siguiendo esta definición, los subsidios energéticos abarcan, entonces, al conjunto de transferencias realizadas por el Gobierno a las empresas públicas y privadas del sector, para cubrir una porción de los gastos corrientes de estas compañías.

En términos generales, si la finalidad es la de estimular una actividad, los subsidios expanden los ingresos de las compañías para que esa actividad, en principio no rentable, lo pueda ser. Los subsidios, no obstante, son apenas una de las tantas herramientas de política económica disponibles para cumplir dicho objetivo. Los estímulos más relevantes pueden provenir del lado del gasto tributario (así se le llama en la jerga fiscal a la renuncia de ingresos tributarios por parte de los estados con motivo de exenciones impositivas brindadas en favor de diferentes actividades económicas), del control del comercio exterior, del acceso preferencial al mercado de cambio y de un amplio abanico de regulaciones sectoriales.

Cuando el fin es permitir el acceso masivo al consumo de un bien o servicio, los subsidios cubren una parte de los costos de las empresas para que el precio final pagado por los consumidores resulte más bajo. Si bien se registran como transferencias hacia las empresas, los beneficiarios son los usuarios del bien o servicio en cuestión que deben pagar un precio menor.

En el caso de los subsidios energéticos erogados en Argentina predomina el objetivo de intervenir sobre el precio final reduciéndolo para abaratar el acceso, aunque no deja de existir una compleja trama en la que se articula este objetivo con la finalidad de estimular la actividad hidrocarburífera.

Suelen utilizarse dos formas para medir el peso relativo de los subsidios energéticos y su evolución. Se puede observar el monto total de los subsidios en relación a otros indicadores económicos (PBI o total del presupuesto nacional) y también se puede analizar la porción del costo de la energía (electricidad o gas) que es cubierta por el Estado a través de estas transferencias. Ambas observaciones son complementarias: la primera se concentra en el impacto fiscal del subsidio, la segunda en el reparto del costo de la energía entre los usuarios y el Estado.

Antes de continuar, debemos brindar mayor precisión al término “subsidio” para comprender el alcance y las limitaciones de los estudios que miden su evolución. Está claro que todo subsidio implica una erogación por parte del Estado y, al mismo tiempo, que no todo gasto estatal es un subsidio. Por ejemplo, no le llamamos subsidio al gasto destinado a la provisión de los bienes o servicios prestados por el propio Estado en sus diferentes niveles, como son la educación, la seguridad, la obra vial o la salud.

La forma “subsidio” del gasto aparece cuando la entidad a cargo de la prestación del bien o servicio es una persona jurídica diferente al Estado y recibe una transferencia para cubrir una parte o la totalidad de sus gastos corrientes. Es, como vemos, conceptualmente independiente de la gratuidad o no del bien o servicio en cuestión, y lejos está de ser una característica intrínseca de un tipo de mercancía.

## 1.3. Caracterización del gasto energético en Argentina

El principal componente del gasto estatal asociado a la energía es el conjunto de subsidios que operan para reducir su precio para los usuarios. La dependencia del gas como fuente primaria tanto para su consumo en los hogares como para su transformación en electricidad, concentra la mayor parte de las erogaciones en torno a este hidrocarburo.

En la última década la partida principal del gasto en energía fue la destinada a CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico). Esta empresa es la encargada de operar el mercado eléctrica mayorista del país y una de sus funciones, para la que recibe las onerosas transferencias del Presupuesto Nacional, es la de abastecer de combustibles a las centrales térmicas que generan energía eléctrica a partir de gas natural, gasoil y fueloil. Entre 2012 y 2021, CAMMESA absorbió el 52% del gasto vinculado a la energía del presupuesto nacional. Las transferencias a CAMMESA tienen el propósito de cubrir el porcentaje de los costos mayoristas que no son atendidos por el precio abonado por los usuarios del servicio eléctrico.

El segundo ítem del rubro, “asistencia financiera a empresas públicas”, se quedó con 29% de las transferencias energéticas. Allí se destaca la importancia de IEASA (Integración Energética Argentina, ex ENARSA), pero también incluye otras compañías como Yacimientos Carboníferos de Río Turbio, Nucleoeléctrica o el Ente Binacional Yaciretá. IEASA es la compañía encargada de las importaciones de gas natural y gas natural licuado, y las transferencias destinadas a esta empresa tienen como objetivo cubrir la brecha entre el precio de importación y el precio de venta al mercado interno de estos combustibles. IEASA explica el 85% de las transferencias de esta categoría.

Hasta aquí, estas dos partidas tienen como objetivo principal cubrir una brecha entre costos energéticos y precios abonados por los usuarios tanto de gas por red como de energía eléctrica. El esquema de gastos orientados a la demanda se completa con las partidas “Apoyo al sector gasífero producto de la política tarifaria” (principalmente incluye transferencias a distribuidoras de gas para compensar beneficios y bonificaciones otorgadas a usuarios) y el “fondo fiduciario gasífero” (financia el programa Hogar, de garrafas de gas licuado). En conjunto, estas dos partidas representan cerca del 3% del gasto energético nacional.

Del lado de los gastos vinculados a la oferta, hallamos como principal partida aquella asociada a los estímulos otorgados a diferentes compañías hidrocarburíferas para el desarrollo de sus yacimientos. El 11% del gasto en energía tuvo este destino en la última década. Aquí se incluyen las erogaciones de todos los programas de estímulo existentes en los últimos años, tales como Plan Gas, Plan Gas No Convencional (Resolución MINEM N° 46/2017) y Plan GasAr.

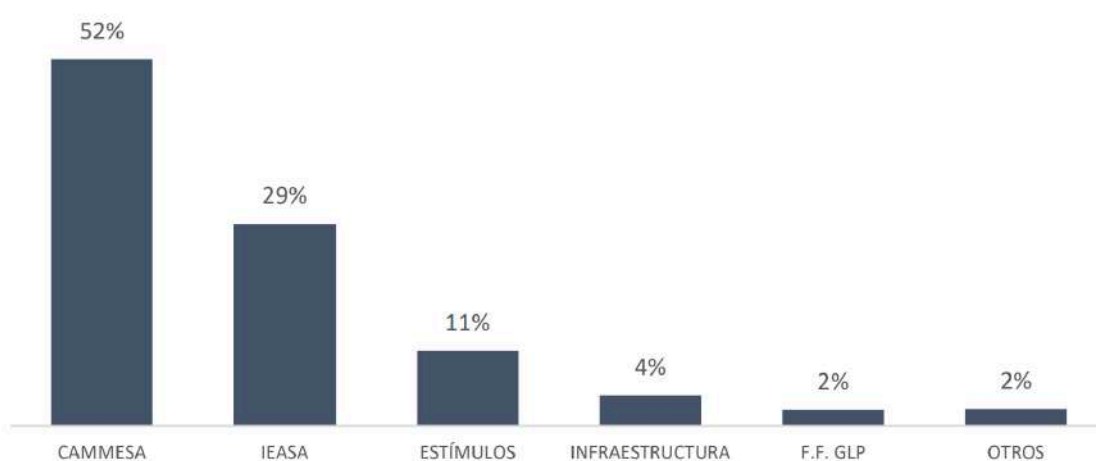
Otro gasto importante vinculado a la oferta es aquel destinado al desarrollo de la infraestructura energética. El 4% del gasto en energía tuvo esta finalidad entre 2012 y 2021. Para completar el esquema, hay un conjunto de gastos menores, como aquellos destinados a atender el costo de los Entes Reguladores (de Gas, Energía Eléctrica, Nuclear, Represas) y aquellos destinados a iniciativas de eficiencia energética y desarrollo de energías renovables, cuyo componente principal es el programa PERMER (Proyecto de Energías Renovables en Mercados Rurales).

A grandes rasgos, en la última década, cerca del 85% del gasto en energía estuvo vinculado a cubrir costos no abonados por usuarios (incluyendo costos de importación) y el 15% restante a estimular la oferta energética, casi exclusivamente, de hidrocarburos.

∨  
16  
^

### Gráfico N° 1 | Partidas del gasto energético en la última década

En % de participación



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Oficina de Presupuesto de la Nación



## 1.4. Evolución de los subsidios energéticos

Los subsidios energéticos tal como se definen en el manual de cuentas utilizado en la administración pública, representan el 90% del gasto del área de energía. A lo largo del tiempo ha ido variando su monto y su composición.

La suma de subsidios ha sido creciente entre 2005 y 2014 y se ha incrementado tanto su peso en relación al PBI, como su participación en el presupuesto nacional. Luego de un brusco descenso para los años 2017 a 2019 por la combinación de congelamientos tarifarios y cambios en los precios internacionales de los combustibles, volvieron a incrementarse en 2020 y 2021.

### Gráfico N° 2 | Evolución de los subsidios energéticos

En % de PBI



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Oficina de Presupuesto de la Nación, Oficina de Presupuesto del Congreso e INDEC.

No todos los componentes del gasto en energía y en particular, de los subsidios, han evolucionado del mismo modo. Retomando los diferentes rubros del presupuesto energético podemos analizar lo ocurrido con las tres principales partidas.

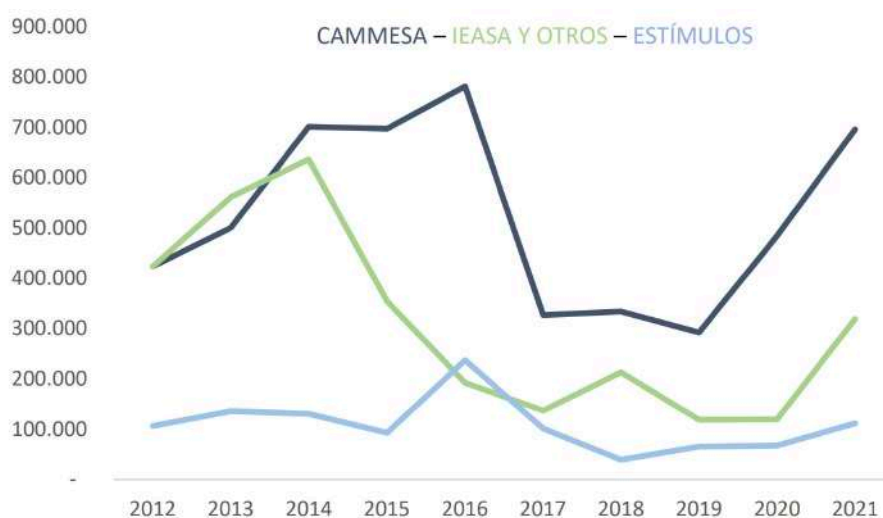
Las transferencias a CAMMESA se incrementaron hasta 2016, para luego caer bruscamente en el contexto de un fuerte ajuste de tarifas que redujo la brecha del costo de la energía eléctrica a cubrir por el Estado. En 2020 y 2021, por el retraso tarifario y por aumentos en los precios de los combustibles utilizados para generación eléctrica, volvieron a incrementarse las transferencias a CAMMESA casi hasta su máximo nivel histórico.

La asistencia financiera a empresas públicas, entre las que destaca las transferencias a IEASA, tuvo un fuerte incremento hasta el año 2014. En ese momento coincidieron la mayor necesidad de importaciones de gas de la década y los mayores precios de este hidrocarburo. Luego, ambos factores se revirtieron: el aumento de la producción local implicó menores requerimientos de gas importado a medida que su precio se reducía. Así fue hasta el año 2021, cuando se volvió a revertir la tendencia.

Los estímulos a la extracción de hidrocarburos, tuvieron un pico en 2016 a raíz del incremento de la producción de gas a premiar con el precio estímulo determinado en las primeras ediciones del plan gas (plan gas I y plan gas II), y luego comenzaron a descender. Volvieron a incrementarse cuando se debió atender las erogaciones del programa de estímulo a extracción de gas no convencional (resolución 46/07) y finalmente, subieron a un nuevo escalón con el plan GasAr, en vigencia entre 2021 y 2024

∨  
18  
^

### Gráfico N° 3 | Evolución de las principales partidas energéticas del presupuesto nacional En millones de pesos constantes de 2021



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Oficina Nacional de Presupuesto, INDEC y organismos provinciales de Estadísticas y Censos.

## Los programas de estímulos a la oferta del sector

En 2008, con el lanzamiento de los programas Gas Plus y Petróleo Plus, comenzó un periodo de importantes transferencias a las compañías para incrementar la oferta de hidrocarburos. Los estímulos al sector gasífero fueron más importantes, pero hubo también varios programas dedicados al petróleo, en particular hasta 2013.

El conjunto de estímulos hidrocarburíferos vigentes entre 2008 y 2021 implicó una transferencia directa de parte del Estado Nacional a las empresas de un valor en moneda local equivalente a 16.000 millones de dólares.

En la última década los estímulos más importantes se concentraron en el gas. Aquí describimos brevemente los principales aspectos de cada programa.

### • Plan Gas I y II (2013-2017)

En 2013 el poder ejecutivo creó el Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural, conocido luego como “Plan Gas”. Teniendo en cuenta el plazo propio de maduración de las inversiones gasíferas, se fijó una vigencia del programa de cinco años, desde 2013 a 2017 (EJES, 2022).

El objetivo del programa fue promover la actividad gasífera local para reemplazar importaciones, en el marco de un importante incremento interno de la demanda con una oferta en caída y un incremento del precio del gas importado (que había alcanzado los 15,60 U\$S/MMBTU para el GNL).

La producción “excedente” de las empresas, era premiada con 7,50 U\$S/MMBTU, un valor que triplicaba al percibido, en promedio, por el resto de la producción.

Este programa fue complementado con el Programa de Estímulo a la Inyección de Gas Natural para Empresas con Inyección Reducida (Plan Gas II), con vigencia entre 2014 y 2018.

En este periodo, cerca del 40% de los ingresos percibidos por los productores por la venta de gas, tuvo como origen el subsidio estatal. El precio final percibido por los productores llegó a totalizar los 4,90 U\$S/MMBTU en promedio para el año 2017.

## Gráfico N° 4 | Reparto del precio percibido por empresas entre usuarios y subsidios

En dólares por millón de BTU



**Fuente:** Elaboración propia. Datos Secretaría de Energía

### • Resolución 46: el plan de Aranguren (2017-2020)

Aranguren dictó la Resolución 46 en marzo de 2017 mediante la cual creó el “Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales”. Allí definió que las productoras que presentasen un proyecto de inversión para desarrollar un yacimiento no convencional, previa evaluación y aprobación del mismo, obtengan por el gas natural inyectado desde el yacimiento incluido al programa un precio mínimo de: 7,50 U\$S/MMBTU en 2018; 7,00 U\$S/MMBTU en 2019; 6,50 U\$S en 2020 y 6,00 U\$S/MMBTU en 2021.

Este programa dejaba afuera a las empresas que ya habían desarrollado sus yacimientos no convencionales.

Tecpetrol fue la compañía que aprovechó este estímulo para desarrollar su principal explotación gasífera en Fortín de Piedra y se quedó con el 55% de los subsidios otorgados por este programa. Por su enorme producción, sólo este desarrollo alcanzó para incrementar la oferta local de gas.

### • Plan Gas Ar (2021-2024)

El Gobierno Nacional en noviembre de 2020 declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario la promoción de la producción del gas argentino (Decreto 892/2020). Para lo cual aprobó el Plan GasAr a implementarse entre 2021-2024.

El lineamiento principal del programa consiste en contractualizar el abastecimiento del gas requerido por las generadoras de electricidad y las distribuidoras de gas, estableciéndose vía concurso arbitrado por la Secretaría de Energía de la Nación los volúmenes de suministro como así también los valores de los contratos.

A la fecha dicha secretaría lleva realizado tres concursos: Ronda I (noviembre 2020), Ronda II (febrero 2021) y Ronda III (octubre 2021). En todos ellos la secretaría limitó el volumen máximo a adjudicar y fijó un precio máximo de referencia para las ofertas presentadas por los productores de gas en torno a 3,50 U\$S/MMBTU.

Aunque, debido a la estacionalidad que caracteriza a la demanda de gas, la cual aumenta en invierno por los mayores consumos que realizan los usuarios residenciales, la secretaría procedió a aplicar un factor de estacionalidad sobre el precio máximo, reconociéndose entre mayo y septiembre un mayor precio que en el resto del año.

CAMMESA, a cargo del abastecimiento del gas requerido por las generadoras de electricidad, abona a los productores gasíferos el precio de adjudicación resultante de los concursos. En cambio, las distribuidoras de gas abonan el precio autorizado a trasladar a la tarifa del usuario, debiendo el Estado cubrir la diferencia hasta alcanzar el precio de adjudicación.

La implementación del Plan GasAr implicó un incentivo económico para el productor de gas. En el gráfico se observa como mejoró el ingreso obtenido por YPF en 2021. A su vez este programa presiona sobre las cuentas fiscales de manera directa por la necesidad de cubrir la porción del precio de adjudicación que no es afrontado por los usuarios de las distribuidoras de gas y de manera indirecta por las mayores transferencias que deben realizarse a CAMMESA ante el incremento del costo de generación de electricidad.

## Gráfico N° 5 | Integración del ingreso obtenido por YPF por la comercialización de gas natural En dólares por millón de BTU



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Estados Financieros de YPF

## 1.5. Los determinantes del nivel de subsidios

Nos hemos habituado a una explicación simplista sobre el tema según la cual las tarifas son la única variable que explica la evolución de los subsidios. Por lo general, es cierto que al retrasarse las tarifas se produce un incremento de las transferencias estatales, sin embargo, hay otros factores que también inciden en el monto de los subsidios otorgados, que revierten o multiplican el efecto propio de las tarifas.

Acertadamente, la Oficina de Presupuesto del Congreso (2020) en uno de sus informes destacó que, en la evolución de la magnitud de los subsidios, son cinco los factores determinantes que inciden: Tarifas, Tipo de Cambio, Precio Estímulo, Necesidad de importaciones, Precio internacional.

Veamos cómo opera cada uno de ellos para pasar, luego, a medir de qué modo y en qué grado incidieron en el incremento de subsidios del último año.

### • **Tarifas** (cuando aumentan tarifas disminuyen los subsidios):

Las tarifas no alcanzan a cubrir la totalidad del costo de producción de la energía.

Se genera entonces una brecha entre el costo y lo abonado por usuarios que debe ser cubierto con las transferencias del Estado a las compañías del sector.

Si la tarifa se incrementa esta brecha tiende a reducirse y lo hacen también los subsidios. Si la tarifa se retrasa, esta brecha se amplía y los subsidios aumentan.

• **Tipo de Cambio** (cuando aumenta el precio del dólar aumentan los subsidios):

El energético es un sector dolarizado. El precio final de la energía (independientemente de si lo paga el usuario o el Estado y en qué proporción cada uno) está fijado en dólares para el caso del gas, los combustibles y la energía eléctrica.

Esto implica que si el precio del dólar evoluciona por detrás de la inflación (lo que se llama retraso cambiario o apreciación real del peso), la energía comienza a ser relativamente más barata y se reduce el monto de las transferencias (que siempre son en pesos) para cubrir la brecha entre el costo y las tarifas finales. Lo contrario ocurre cuando el dólar se mueve a mayor velocidad que los precios.

∨  
23  
^

• **Precio Estímulo** (cuanto mayor es el precio estímulo; mayores son los subsidios):

Se trata del precio que reciben las compañías por la parte de su extracción reconocida o incluida en el programa de estímulo vigente en cada momento (Plan Gas, Resolución 46 o Plan GasAr).

Cuanto mayor es este precio estímulo, mayor es la brecha respecto del precio abonado por los usuarios y, por lo tanto, se incrementan los subsidios.

• **Necesidad de importaciones** (a mayores importaciones; más subsidios):

La insuficiencia de la oferta local en relación a la demanda aumenta los requerimientos de importación de gas y diferentes combustibles. IEASA paga el gas importado y lo vuelca al mercado doméstico a su precio interno. Como el primero es más alto que el segundo, la empresa estatal se enfrenta a una pérdida que debe ser saldada con transferencias corrientes del presupuesto nacional. Cuanto mayor es la necesidad de importaciones (por caídas en la oferta local o por incrementos en la demanda), mayor es el monto de los subsidios.

Algo similar ocurre con las importaciones que realiza CAMMESA para cubrir, por lo general, faltante de gasoil y fueloil para las centrales térmicas.

- **Precio Internacional** (si aumenta el precio de la energía, aumentan los subsidios):

Finalmente, el precio internacional también afecta el monto de los subsidios ya que modifica la brecha entre costo interno de provisión y costo externo. Por lo tanto, al ser mayores los precios, se incrementan los requerimientos de transferencias.

## ■ Incidencia en los últimos años

El mencionado informe de la OPC resume el impacto de estos factores en el período 2010-2020.

### Cuadro 1 | Factores que inciden en la evolución de los subsidios

Por período

Factor	2010-2014	2015-2016	2017-2019	2020
Tarifas	↑S	↑S	↓S	↑S
Tipo de Cambio	↓S	↑S	↑S	↑S
Importaciones	↑S	↓S	↓S	↑S
Precio Estímulo	↑S	↑S	↑S	↑S
Precio Internacional	↑S	↓S	↓S	↓S
Total	↑S	= S	↓S	↑S

**Fuente:** Oficina de Presupuesto del Congreso.

En el cuadro podemos observar que el incremento de subsidios en 2010-2014 se debió a una combinación de elementos, ya que el congelamiento tarifario del período coincidió con el declino de la producción local (que recién se iba a revertir un tiempo después de la estatización de YPF) y por lo tanto con un mayor requerimiento de importaciones.

Al mismo tiempo el precio internacional se ubicaba en niveles crecientes y elevados históricamente. También impactaban sobre las cuentas fiscales los primeros programas de estímulo del período (Gas Plus y Plan Gas). El único factor que atenuaba entonces el incremento de los subsidios era el retraso cambiario que abarataba internamente, en pesos, el precio del gas y los combustibles comercializados.



En el período siguiente no se incrementaron los subsidios porque la producción local de gas finalmente dejó de caer y hubo que importar menos gas y a un precio menor. También durante 2014 se había realizado un ajuste sobre las tarifas, que atenuó su retraso relativo.

En 2017-2019, con los incrementos tarifarios del ministro Aranguren en pleno desarrollo y el impacto en los niveles de extracción de los programas de estímulo que redujo la necesidad de importaciones y equilibró la balanza energética, los subsidios se redujeron.

Finalmente, en 2020, en el contexto de la pandemia y la crisis económica de final del gobierno de Cambiemos, los subsidios se incrementaron. Los aumentos tarifarios se volvieron insostenibles social y políticamente y las tarifas se retrasaron nuevamente.

Por su parte, la extracción local había entrado en una nueva crisis y, a pesar del menor nivel de actividad económica, hubo que recurrir a las importaciones de gas. Como saldo, los subsidios energéticos volvieron a incrementarse.

## El incremento de los subsidios en 2021

En 2021 los subsidios energéticos dieron un nuevo salto. Si medimos en pesos actuales (pesos constantes de mayo 2022), el total de subsidios energéticos se incrementó de 1,1 billones en 2020 a 1,6 billones en 2021. Un incremento real de medio billón de pesos, un 45% entre un año y otro.

Para estudiar las causas de esta variación hemos realizado un ejercicio que nos permitió identificar la incidencia de cada una de las variables que estuvimos enumerando.

### El impacto de las tarifas:

El congelamiento tarifario en 2021 costó \$192.000 millones. Este dato surge de simular la evolución de los subsidios en dos escenarios: el que efectivamente ocurrió y el que hubiera ocurrido si las tarifas acompañaban el proceso inflacionario de la economía nacional (es decir, si no se “retrasaban”), suponiendo que el resto de los factores permanecía inalterado.

## La evolución del precio internacional:

El incremento del precio internacional de los combustibles costó \$242.000 millones. En 2021 (y aún más en 2022, a raíz del conflicto bélico desatado en el este de Europa), el índice de precios de los combustibles importados por Argentina se incrementó 84% en dólares.

En el gráfico podemos observar la evolución de este índice de precios, construido a partir de los precios de las importaciones efectivamente realizadas por IEASA y CAMMESA. Las ponderaciones para la elaboración del índice surgen de la participación de cada combustible en el total importado (medido en Toneladas Equivalentes de Petróleo).

Allí vemos que los precios a los que Argentina importó fueron muy elevados entre 2010 y 2014, luego permanecieron en un nivel mucho más reducido en 2016-2020 y finalmente se produjo un nuevo salto en 2021 y 2022, alcanzando este último año el mismo nivel máximo del primer período.

∨  
26  
^

### Gráfico N° 6 | Índice de precios de las importaciones energéticas

Año 2010=100



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Secretaría de Energía, BCRA e INDEC.

## Mayores Importaciones

La necesidad de importar más energía que en 2020 costó \$63.000 millones extras al fisco en 2021. La recuperación de la actividad económica (acompañada de un retraso de los niveles de extracción local de gas) implicó un incremento de las importaciones energéticas.

### Gráfico N° 7 | Importaciones de IEASA y CAMMESA

En millones de TEP



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Secretaría de Energía.

Por otra parte, la mayor actividad económica, implicó un aumento de la demanda de energía eléctrica y CAMMESA debió incrementar su provisión de combustibles a centrales. Este elemento añadió un costo de \$24.000 millones extras.

## Más estímulos sectoriales: impacto del plan GasAr

El plan GasAr costó \$166.000 millones extras en 2021. El programa impactó no sólo en un incremento de las transferencias del Estado a las compañías que inyectan el gas al precio estímulo para saldar la brecha entre el precio acordado (3,50 U\$S/MMBTU) y lo abonado por la demanda, sino también en un aumento de las transferencias destinadas a CAMMESA, porque se estableció que el precio estímulo sea pagado en su totalidad en el caso de la generación eléctrica.

En comparación con otros planes de estímulo el precio estímulo es menor, pero la cantidad de gas que lo percibe es mayor.

## El retraso cambiario: un alivio fiscal

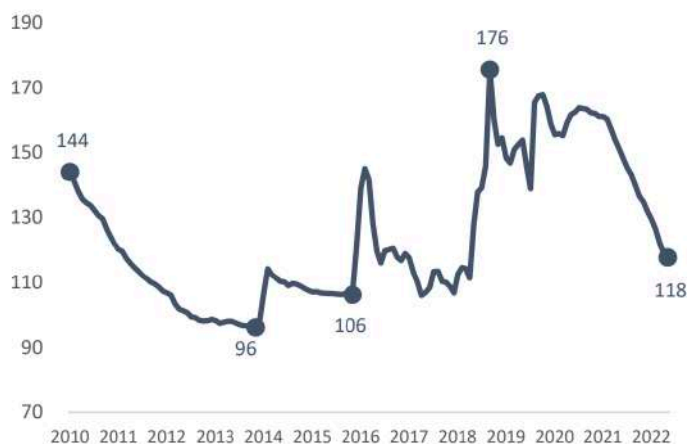
El ancla cambiaria implicó un ahorro de \$165.000 millones. Esto es consecuencia de que el precio del gas y combustibles (tanto nacionales como importados) se expresan en dólares. De allí que, si el dólar se abarata relativamente, también lo hacen los combustibles.

El tipo de cambio en 2021 se retrasó en comparación con 2020. Recordemos que se venía entonces de la fuerte devaluación de fin del gobierno de Cambiemos y el dólar se había encarecido considerablemente. Durante 2020 el gobierno sostuvo el valor real del dólar, devaluando al ritmo de la inflación. En 2021 esta política se modificó, la devaluación cayó al 1% mensual mientras la inflación triplicaba y más este valor. 2021 cerró con 51% de inflación y una devaluación del peso de 23%.

∨  
28  
^

### Gráfico N° 8 | Evolución real del tipo de cambio

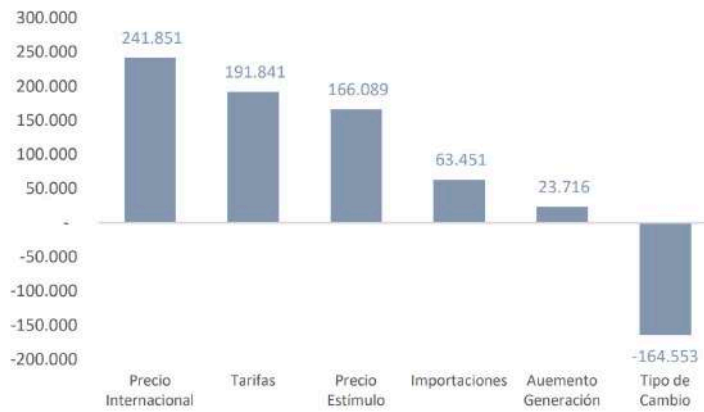
Dólar Mayorista en pesos constantes de mayo de 2022



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de BCRA, INDEC y Organismos provinciales de estadísticas.

En síntesis, todos los determinantes del monto final de subsidios tuvieron un impacto significativo entre 2020 y 2021. En el siguiente gráfico sintetizamos lo observado. Allí destacamos que el efecto del retraso tarifario del último año no fue el elemento principal en el incremento de los subsidios, sino que el problema vino del lado de la oferta. El incremento de los precios de importación (asociado también a mayor necesidad de importaciones) y el incremento interno de precios pagados a productores en el marco de la política de estímulos sectoriales para reemplazar importaciones, fueron los factores determinantes.

**Gráfico N° 9 | Incidencia de cada factor en la variación de los subsidios entre 2020 y 2021**  
 En millones de pesos de mayo de 2022



**Fuente:** Elaboración propia.

## 1.6. Los subsidios y la energía “más cara”

El subsidio a la energía es la brecha que existe entre el precio que percibe el productor y el precio que paga el consumidor. Pero esta definición no permite observar la diversidad de fuentes, tecnologías, productores o usuarios. El mercado energético es mucho más complejo y es necesario salirse de este esquema agregado para aportar mayor precisión al tema de la cobertura de costos por medio de las tarifas.

A modo de ejemplo, tengamos en cuenta que una central térmica (en promedio) operando en 2021 con gas local (a 3,60U\$S/MMBTU), tuvo un costo de combustible cercano a los 27U\$S/MWh, pero operando con gas importado (a 8,20U\$S/MMBTU) el costo de combustible se elevó a 63U\$S/MWh. Operando con otros combustibles como gasoil o fueloil importados, el costo de combustible para generación se ubicó entre 110 y 120U\$S/MWh.

La brecha entre las tarifas y el costo de la energía, entonces, no es un valor homogéneo. los subsidios se multiplican a medida que debemos utilizar combustibles más caros.

Las soluciones fiscales al problema de los subsidios que se plantean aumentar tarifas para achicar la “brecha agregada” que promedia todos los costos energéticos no parecen las más eficaces. Por medio de un ejercicio simple de simulación pudimos determinar que, en el contexto del año 2022, un incremento real del 10% (es decir, superando la inflación en ese porcentaje) de las tarifas finales de gas y energía eléctrica permitiría reducir en un 3%, aproximadamente, los subsidios energéticos.

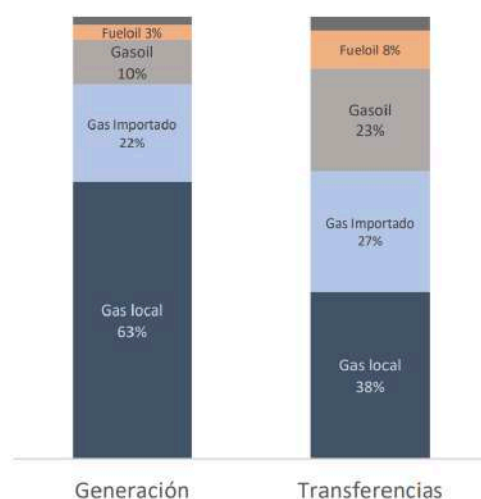
Ya sea con un objetivo fiscalista de reducir el monto de los subsidios o con el fin de repensar las políticas sectoriales en el marco de la transición energética, es central remarcar que los subsidios energéticos se concentran en los consumos marginales de energía: allí ingresa la energía eléctrica generada con la quema de combustibles costosos y del gas natural licuado importado. A estos subsidios los podemos llamar “subsidios a la energía marginal”.

Mientras que la idea de achicar la brecha entre costos medios y tarifas aumentando de modo generalizado las segundas asume que el problema de los subsidios es un

problema de “demanda”, aquí estamos proponiendo que hay un fuerte componente de “oferta” en la determinación del nivel de subsidios.

En 2021, el 63% de la generación eléctrica de las centrales térmicas fue realizada mediante la utilización de gas nacional, en tanto que el 22% fue utilizando gas importado, un 13% con gasoil y fueloil y 2% con carbón mineral. El 63% de la generación térmica con gas nacional absorbió el 38% de las transferencias a CAMMESA para cubrir el costo de combustibles. El 22% de gas importado, absorbió 27% de estas transferencias. El gasoil y el fueloil, que sólo explican un 13% de generación, concentraron el 32% de las transferencias por pago de combustibles a CAMMESA.

**Gráfico N° 10** | Participación de cada combustible en generación y en costo de transferencias a CAMMESA. | En %, año 2021



**Fuente:** Elaboración propia.

En el caso del gas distribuido por redes, ocurre algo similar. Cuando se debe atender la demanda con GNL importado, el subsidio por metro cúbico de gas distribuido a cada hogar aumenta exponencialmente.

En este escenario, entonces, resulta ser especialmente significativa la sensibilidad del monto de subsidios a aquellas políticas que busquen disminuir el consumo de los combustibles más caros.

## 1.7. El aspecto distributivo de las políticas energéticas

La problemática de subsidios y tarifas energéticas ha despertado también contrapuntos en torno al impacto distributivo que las diferentes opciones de política energética puedan tener sobre la población.

Para enmarcar estos debates debemos precisar que hay al menos tres formas diferentes (que pueden ser complementarias) de abordar el problema de la distribución de los ingresos. En primer lugar, podemos hablar de lo que llamamos “distribución personal”. En este caso lo que se mide es la diferencia de ingreso existente entre personas o entre grupos de personas. Un ejemplo típico de esta forma de observar el aspecto distributivo consiste en analizar cuánto ingreso percibe el 10% de la población más rica en relación al 10% de la población más pobre.

También podemos hablar de la “distribución funcional” del ingreso. Esta observa la forma que se reparte el valor generado por una sociedad entre sus diferentes actores: trabajadores, empresarios, rentistas. La economía política mira con atención este aspecto de la distribución porque el tipo de ingreso (salario, ganancia, renta, impuestos) suele estar asociado a un tipo diferente de gasto (consumo, inversión, fuga, gasto estatal).

Finalmente, hay otra forma de encarar el problema y que se concentra en la “capacidad de acceso”. En este caso no nos concentramos en el reparto igual o desigual o en las diferencias entre un grupo de personas. Lo que importa aquí es la existencia o no de la capacidad para adquirir un conjunto de bienes o servicios por parte de la población. Ya no importa si una persona gana más que la otra, sino si esas personas pueden satisfacer sus necesidades de consumo ya sea por disponibilidad de ingresos (de aquí la construcción de canastas de pobreza o indigencia) o por la existencia o inexistencia de los bienes o servicios requeridos.

Estas visiones sobre el problema de la distribución, tienen su correlato en las formas en las que se ha abordado el problema de la justicia distributiva energética. Asociada al primer enfoque han surgido debates en torno a cómo se distribuye el beneficio de los subsidios en la población (¿son pro-ricos los subsidios energéticos?). Del segundo enfoque se desprenden los debates en torno al rol macroeconómico de los subsidios (¿son salario indirecto?). Del tercero, surgen los conceptos de pobreza energética o la preocupación por la falta de acceso a determinados servicios.



En esta sección repasamos algunos aspectos de estos debates y reinterpretamos las políticas energéticas aplicadas en función de sus objetivos distributivos.

Durante los gobiernos kirchneristas, la política tarifaria se utilizó como uno de los vectores distributivos en favor de los salarios. El propósito del congelamiento de los precios finales energéticos fue el de mejorar el poder adquisitivo de los hogares. Esto fue consistente con las políticas de precios relativos que vehiculizaron un fuerte incremento del consumo interno: salarios más altos, dólar y tarifas más bajas.

### Gráfico N° 11 | Evolución de los precios básicos de la economía

En % del PBI

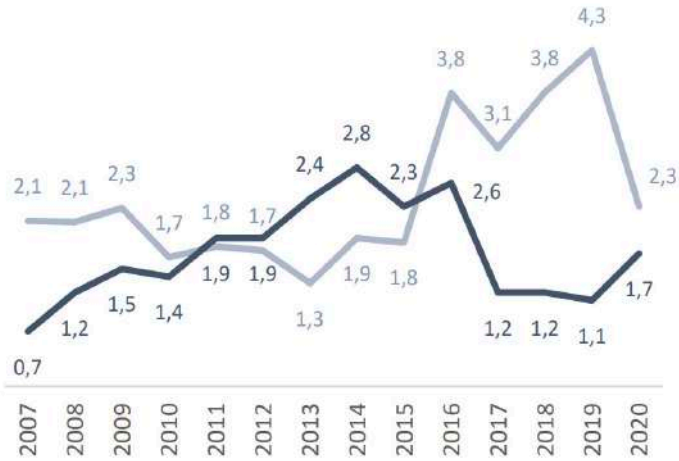


Fuente: Elaboración propia.

El gobierno de Cambiemos, entre 2016 y 2019, invirtió completamente los precios relativos. Dólar en alza, salarios en caída y tarifas con un crecimiento inédito. El precio de la energía fue utilizado como uno de los principales vectores distributivos del período. La fuerte reducción de los subsidios energéticos permitió al fisco contar con los fondos necesarios para atender su política de endeudamiento interno y externo. Se produjo así una enorme transferencia cuyo origen fue el bolsillo de los hogares y cuyo destino fueron los acreedores y el sector financiero.

**Gráfico N° 12 | Subsidios energéticos e intereses por deuda pública**

En % del PBI



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Oficina Nacional del Presupuesto e INDEC.

∨  
34

^

En materia distributiva, en este período se desarrolló la “tarifa social” y la política de subsidios mutó de una estrategia universal a una focalizada. Ya no se buscaba generar “salario indirecto” a través de los subsidios porque el rol de los salarios en el modelo económico era muy diferente al del período previo. En cambio, se asumía que había amplios sectores de la población sin capacidad de pagar la energía a su costo final. El aumento de las tarifas, sin embargo, fue tan elevado, que aún quienes contaban con la tarifa social, sufrieron un aumento real de sus costos energéticos. Los hogares bajo la línea de “pobreza energética” se multiplicaron.

La política tarifaria del gobierno del Frente de Todos, en el marco de la crisis heredada del período anterior, el impacto de la pandemia y de la guerra en Ucrania, se concentró nuevamente en el congelamiento tarifario. Las condiciones del acuerdo firmado con el FMI, no obstante, exigen revisar este congelamiento para disminuir el peso de los subsidios energéticos en el presupuesto y allí se han desatado controversias y rispideces dentro de las diferentes áreas de la gestión económica.

Uno de los argumentos en favor de reducir los subsidios (o focalizarlos) que tuvo amplia difusión dentro de un sector importante del frente gobernante consistió en señalar que los mismos tienen un impacto pro-rico. Esto quiere decir que los sectores de mayores ingresos (pensando en la dimensión personal de la distribución) perciben un mayor monto de subsidios que los sectores de menores ingresos, ya que consumen mayor cantidad de energía per-cápita que ellos.

## Cuadro 2 | Distribución de subsidios por decil de ingreso

En pesos. Año 2021

	Subsidio Eléctrico	Subsidio Gas	Ingreso Medio	Subsidios/Ingreso
Decil 1	31.817	12.649	206.180	22%
Decil 2	33.472	11.393	378.517	12%
Decil 3	35.012	11.058	508.022	9%
Decil 4	38.151	11.389	637.844	8%
Decil 5	34.840	10.553	767.407	6%
Decil 6	39.585	11.794	924.251	6%
Decil 7	38.830	12.735	1.115.849	5%
Decil 8	41.642	13.598	1.372.384	4%
Decil 9	44.515	17.953	1.785.147	4%
Decil 10	49.452	23.312	3.258.861	2%

**Fuente:** Secretaría de energía

∨  
35  
^

En el cuadro observamos que los hogares de mayores ingresos obtienen un mayor subsidio por la energía consumida que los de menor ingreso. Esto es particularmente notable en el último decil. También se observa que, a pesar de recibir un monto absoluto menor, el impacto de los subsidios sobre los hogares más pobres es mayor respecto a sus ingresos que en el caso de los hogares más ricos. Esto quiere decir que, si bien son pro-ricos (porque los ricos reciben un mayor monto), son progresivos (porque proporcionalmente “incrementan” más los ingresos de los hogares más pobres).

En este período el movimiento de los precios relativos ha sido menos consistente con una política de transferencia de ingresos definida. El dólar se abarató relativamente y las tarifas disminuyeron, pero su impacto sobre los salarios fue anulado por la vorágine inflacionaria del período.

**Cuadro 3 | Política tarifaria e impacto distributivo en las últimas dos décadas**

Por período político

	Distribución personal	Distribución funcional	Acceso
2003-2015	Progresivo, pro-rico (con campañas voluntarias para evitarlo)	<b>Aquí estuvo el eje de los subsidios:</b> aumentar salario indirecto como política macroeconómica de precios relativos	Búsqueda de universalización
2016-2019	Regresivo, compensado parcialmente con mayor focalización	Tranferencia de ingresos entre trabajadores y acreedores financieros	Aumento de la pobreza energética de 1,3 a 4,3 millones de hogares
2020-2022	Progresivo, pro-rico (con propuesta de segmentación)	<b>Inconsistencia de política de ingresos:</b> más subsidios en contexto de caída salarial	<b>Apuesta por la universalización:</b> reducción de pobreza energética

**Fuente:** Elaboración propia.

## 1.8. Comentarios finales

Los subsidios energéticos, tanto su pertinencia como su monto, han sido objeto de discusión en ámbitos nacionales e internacionales. Los cuestionamientos son muy disímiles y la conminación a reducirlos suele provenir de organismos multilaterales y usinas de pensamiento liberal internacionales (FMI, Banco Mundial) y nacionales, o por parte de ONGs ambientalistas. En el primer caso, las críticas se centran en el aspecto fiscal de los subsidios. En el segundo, en su importancia sobre la elegibilidad de fuentes energéticas al extender la vida económicamente útil de los fósiles.

Las críticas fiscalistas recorren un amplio espectro entre las visiones que consideran que los estados no deben intervenir en ningún mercado y, por lo tanto, tampoco en el energético, y otras más minuciosas que señalan la existencia de un despilfarro de recursos públicos orientado a sectores que no los necesitan (crítica distributiva).

Del lado ambientalista se cuestiona la sostenibilidad artificial de precios bajos que generan los subsidios a los fósiles y que no permite competir a las fuentes y tecnologías alternativas. Por otra parte, se apunta que, al no reflejar los costos, los precios bajos generan un “sobreconsumo” de energía. El abaratamiento de la energía hace parecer “abundante” un recurso que es “escaso”.

Para comprender el rol que cumplen los subsidios energéticos, su alcance y limitaciones, su impacto sobre la economía, debemos construir una mirada que en simultáneo aporte mayor amplitud y mayor precisión al problema.

Los subsidios son sólo una forma de gasto fiscal. Ni son el único tipo de gasto, ni el gasto es la única forma de estimular una actividad o de transferir ingresos. Las transferencias de ingresos en favor de un grupo de la población o de un sector económico se producen, principalmente, a través de cambios en los precios relativos de la economía. La modificación del precio del dólar, de las formas de gravar el comercio exterior y otras políticas económicas que definen un “modelo”, son las que determinan los principales aspectos del reparto de ingresos y la dinámica de crecimiento y distribución que asumirá una economía.

El gasto fiscal aparece como una segunda instancia distributiva en una sociedad. Cuando recauda, el Estado extrae excedentes de una economía (ganancia, cuya mayor

parte es apropiada por empresarios) y los vuelca en ella nuevamente bajo diferentes formas (salarios, obra pública, subsidios).

La crítica liberal contra el gasto fiscal oculta, en verdad, un posicionamiento clasista. Proviene de sectores que no quieren renunciar a los excedentes que requiere extraer el Estado para gastar. La crítica más fina sobre el impacto distributivo de este tipo de gasto es importante, pero quizás no tanto por el nivel absoluto de ese gasto, sino por las particularidades de los consumos que puedan realizar los sectores beneficiados. Transferencias en favor de sectores que consumen importaciones o viajes en el exterior o que ahorran en moneda extranjera, entrañan no sólo un problema distributivo, sino que aumentan la vulnerabilidad externa de la economía.

Por otra parte, es necesario apuntar que los subsidios económicos, y entre ellos los energéticos, pueden orientarse a la demanda o a la oferta, aunque en algunos casos la línea que separa ambos destinos es difícil de establecer. En principio, los subsidios a la demanda permitirían a la población acceder a un bien o servicio a un precio menor a su costo, en tanto que los subsidios a la oferta (políticas de estímulo) permiten a los productores percibir un precio significativamente mayor al costo. La opacidad del sector en esta materia dificulta un análisis más fino en este aspecto.

Llegado a este punto, debemos entender la política de subsidios energéticos orientados a la demanda (la política tarifaria) como una política de ingresos mucho más que como parte de una política energética.

Aquí puede entrar en juego el señalamiento de que existe un sobreconsumo por el bajo precio de la energía. Pero en verdad, no es fácil identificar el sobreconsumo o su contracara, el subconsumo, empíricamente. En primer lugar, porque no se consume energía eléctrica o gas, sino que se utilizan los servicios que brindan, por medio de diferentes equipos (heladeras, cocinas, estufas, calefones), para satisfacer un conjunto de necesidades asociadas a la iluminación, la calefacción, la cocción y el agua caliente sanitaria. La demanda de energía por parte de los hogares, en este sentido, es una demanda derivada: proviene de la disponibilidad de los equipos y de su rendimiento.

En segundo lugar, los precios son altos o bajos en relación a otros precios y no como una definición absoluta. El costo de la energía se determina en un esquema de precios relativos de la economía, entre ellos, el salario o el dólar, los alimentos, la vivienda. No hay un nivel natural de estos precios, sino que son parte de los equilibrios y desequilibrios que tienen lugar en el ámbito de la disputa por los ingresos.

Los subsidios orientados a la oferta, por su parte, sí son un componente importante de la política energética. Se trata de los estímulos otorgados a las empresas para que incrementen sus niveles de extracción. El efecto sobre las cuentas públicas de estos subsidios es variable. Cuando los precios internacionales permanecen elevados, el subsidio a productores internos permite obtener energía más barata que la importada, y reducir los subsidios tarifarios.

Ahora bien, así como definimos que las políticas tarifarias son solo tangencialmente parte de las políticas energéticas, también debemos decir que el precio de la energía es sólo uno de los componentes de la justicia energética.

Es insuficiente pensar en justicia distributiva energética, si no se piensa en el acceso y en la disponibilidad de los equipos que transforman la energía secundaria en energía útil. Por otra parte, dentro de este concepto debemos incorporar una dimensión extra del análisis distributivo que tiene que ver con el impacto desigual de la producción de energía sobre territorios, comunidades y conglomerados productivos.

El costo de la energía no es homogéneo tal como señalamos en el trabajo. Una parte importante de los subsidios se concentra en atender la demanda que utiliza la energía más cara (aquella proveniente del gas importado o del gasoil y el fueloil quemado en las centrales térmicas). El subsidio por unidad de energía, en estos casos, es tan elevado, que nos obliga a pensar en políticas alternativas para reemplazar su consumo.

Las políticas de eficiencia energética y de reemplazo de fuentes, en este esquema, tiene mucho para avanzar. En términos fiscales, el impacto sobre los subsidios de una reducción de consumos de este tipo de energías puede ser más importante que el impacto de un incremento de tarifas.

# **2. Energía y dólares**

## **¿El problema y la solución?**

Autor: **Marco Kofman**



## 2-Energía y dólares. ¿El problema y la solución?

Autor: **Marco Kofman** | [marcokof@gmail.com](mailto:marcokof@gmail.com)

Octubre 2022

**E**n los últimos años la economía argentina generó importantes excedentes externos por su intercambio comercial con el resto del mundo. No obstante, desde el 2020 el BCRA perdió casi 8.000 millones de dólares.

El deterioro de las cuentas externas tiene dos razones fundamentales. Por un lado, el sector privado utilizó una gran cantidad de dólares para pagar deudas contraídas en el período previo y, por otro, el sector energético acumuló un rojo de 13.500 millones de dólares entre enero de 2020 y agosto de 2022.

Desde el análisis y las políticas públicas habitualmente se enfoca este déficit como resultado del intercambio de mercancías. Pero el comercio exterior es solo una de las razones. Otras son los servicios intercambiados, el financiamiento de la actividad y las formas de inversión y los diversos mecanismos para extranjerizar sus ganancias, dolarizarlas y evitar o disminuir el pago interno de impuestos que gravan la actividad y su rentabilidad.

Intercambio de bienes energéticos: importamos más de lo que exportamos. En un contexto de precios históricamente altos, las importaciones de unidades físicas de bienes energéticos se incrementaron en los últimos dos años y alcanzaron su máximo valor histórico. Por otro lado, el superávit de exportación crudo se invierte al considerar la importación de productos de la refinación del petróleo: el déficit por estos productos fue tan importante como el gasífero.

Otras formas de pérdidas de divisas: el saldo por los servicios intercambiados con el exterior. Más allá del intercambio de bienes, erogaciones por servicios prestados, derechos de propiedad intelectual, cánones, dividendos o utilidades remitidas a casas matrices, intereses por créditos, etc. también implican salida de divisas. En general, el saldo de este conjunto de transacciones suele ser negativo. Así lo fue en los últimos 17 años, con la excepción del período 2014-2017, cuando en un contexto de precios bajos de la energía y freno de la economía nacional ingresaron importantes inversiones en forma de préstamos entre privados que ahora debemos pagar.

Entre 2005 y 2011, se perdieron casi 6.000 millones de dólares por giro de utilidades, fue el principal factor de salida de divisas entonces, que se frenó en 2012 con la estatización de YPF y la regulación del mercado cambiario.

Con el mercado cambiario liberalizado, la fuga por formación de activos externos operó con fuerza inusitada en los años 2018 y 2019, con una pérdida superior a los 5.000 millones de dólares acumulados.

Entre 2014 y 2017, mientras tanto, se produjo un constante ingreso de divisas por préstamos que las empresas tomaron en el exterior, en parte para financiar sus inversiones en Vaca Muerta. Los préstamos financieros, que habían promediado ingresos de 1.000 millones de dólares anuales en la década anterior, llegaron a 4.000 millones en 2016. Pero unos años después, se produjo un reflujo cuando una parte de estos préstamos se empezaron a devolver. Fue creciente también, en consecuencia, la salida de divisas por intereses pagados a partir de 2019. Desde entonces, el sector consumió divisas por 4.300 millones de dólares en pago de intereses.

Un sector endeudado con el exterior. Entre 2014 y 2017 se produjo un fuerte endeudamiento en la actividad. Midiendo con el sector privado en su totalidad, en 2013, la deuda del sector representaba el 7%, y a partir de 2016 pasó a representar el 17% de la deuda privada. La deuda de la actividad "minas y canteras" es 18.783 millones de dólares ("extracción de gas y petróleo" representa dos tercios de este monto). El 46% de esa deuda es con empresas del mismo grupo, en tanto que el 36% es deuda que principalmente asume la forma de obligaciones negociables, sin detalle acerca de las características de sus tenedores.

Unas 15 empresas han logrado realizar exportaciones significativas (mínimo de 50 millones de dólares por compañía) en lo que va de 2022. Las exportaciones de Vaca Muerta desplazaron del primer lugar a la histórica comercialización del crudo del golfo San Jorge, y las empresas involucradas ganaron protagonismo.

La mayoría de las compañías relevantes por su vínculo con el sector externo en la actividad son compañías transnacionales o bien, son de origen local, pero con características similares a aquellas en cuanto a la dolarización de sus excedentes y a la planificación fiscal a través de vinculadas con residencia en paraísos fiscales.

## Introducción

Uno de los puntos sensibles vinculados a la política energética es su relación con el sector externo de la economía. En cualquier economía con disponibilidad de recursos para lograrlo, pero especialmente en la Argentina, el tema del autoabastecimiento energético resulta en un mandato político, estratégico y también económico. Así se ha entendido desde hace más de un siglo y en la actualidad continúa la vigencia de esta especie de requerimiento para la soberanía nacional.

Hace una década el sector energético es deficitario en este sentido. Las consecuencias de la privatización de YPF de la década de 1990 y la ausencia de estrategias públicas de desarrollo de las diferentes fuentes energéticas y de eficiencia en el uso en todos los sectores de consumo (no solo residencial, sino también transporte, industria y otros), derivó en la inversión del saldo externo de la actividad. Desde 2011 importamos más energía que la que exportamos, con la consecuente pérdida de divisas que la economía del país necesita para su sostenibilidad.

En ese contexto de crisis energética el Estado concentró su estrategia en la recuperación del control accionario de YPF y el desarrollo masivo de Vaca Muerta. Los resultados exhibidos de este curso de acción muestran, a la fecha, un conjunto de ambivalencias. Por un lado, la YPF estatal lideró la actividad sectorial y Vaca Muerta permitió cubrir el declino de la producción convencional de gas y petróleo. Por otro, lo hizo asociada a un conjunto de compañías trasnacionales que fueron adquiriendo cada vez mayor protagonismo en el sector y cuyas prácticas financieras resultan nocivas en términos fiscales y generan recurrentes flujos negativos de divisas.

Esta ambivalencia se puso de manifiesto en la centralidad que tuvo el sector como factor de vulnerabilidad externa en el contexto de la guerra en Ucrania y el alza de precios de alimentos y energía.

En este trabajo proponemos un análisis de estos problemas y de las transformaciones en curso respecto a la vinculación del sector con las cuentas externas del país. Nos interesa particularmente describir el mercado de exportación e importación de energía y sus principales actores y las prácticas de estos, que impactan sobre la vulnerabilidad de nuestra economía.

Dividimos el informe en dos grandes secciones. En la primera evaluamos los aspectos generales del sector energético respecto a su vinculación con las cuentas externas la economía. La energía no solo demanda dólares por falta de abastecimiento interno de gas, también es importante el déficit de divisas provocado por otras prácticas empresariales, comunes con otras actividades económicas, pero que son especialmente intensivas en el sector energético fuertemente transnacionalizado. Por eso, además de observar la evolución de los intercambios de bienes energéticos con el resto del mundo (exportación e importación de gas, petróleo y sus derivados), nos detenemos en otros rubros del balance cambiario: servicios, intereses, deuda, utilidades.

En la segunda sección retomamos el análisis del mercado de exportación e importación de bienes energéticos, pero lo hacemos focalizado sobre las dinámicas corporativas de estos intercambios. No solo nos interesa describir qué y cuánto exportamos e importamos, sino también, cuáles son los principales actores corporativos involucrados en la comercialización de estos productos y cuáles son sus características específicas más relevantes.

## ■ 2.1. Déficit externo y energía

**L**a coyuntura económica de la Argentina se encuentra intensamente afectada por la falta de reservas en su Banco Central. Este déficit atenta contra la estabilidad de su moneda y, por lo tanto, impacta sobre el sistema de precios internos y las posibilidades de encauzar el proceso económico en un sendero de sostenibilidad para las diferentes actividades.

El inédito endeudamiento contraído durante el gobierno de Cambiemos, precedido por una irrestricta apertura del mercado de capitales y del mercado cambiario, extremó la vulnerabilidad de su sector externo. Sin divisas, sin posibilidad de contraer nueva deuda, y con un sector público y un sector privado altamente endeudados en moneda extranjera y debiendo afrontar abultados vencimientos en el corto y el mediano plazo.

El incremento de los precios internacionales de los alimentos en conjunto con la caída de la actividad económica producto de la crisis desatada en el final del gobierno de Mauricio Macri primero, y por la pandemia después, devinieron en una extraordinaria capacidad de la economía para generar excedentes externos por su intercambio comercial con el resto del mundo.

Sin embargo, los favorables resultados comerciales no se reflejaron en un alivio al problema de las reservas. De hecho, a pesar de haber contado durante los primeros tres años del gobierno iniciado en diciembre de 2019 con una diferencia de casi 37.000 millones de dólares entre las mercancías exportadas y las importadas y con un refuerzo de divisas de más de 4.000 millones transferidos por el FMI en 2021, el BCRA perdió casi 8.000 millones de dólares.

A este saldo negativo se llega sumando, entre otras cosas, la pérdida de casi 14.000 millones de dólares por el balance de servicios (esto incluye al turismo, pero también abarca un conjunto de prácticas empresariales de fuga de divisas hacia sus casas matrices: pagos por servicios empresariales, pagos por propiedad intelectual, entre otras), cerca de 12.000 millones en concepto de intereses y devolución de préstamos externos del sector privado, otros 7.000 millones fugados por este sector por medio de la compra de billetes y de dólares financieros y más de 12.000 millones de intereses pagados por la deuda externa pública.

### **Cuadro 1.** | Principales componentes de la variación de reservas del BCRA

En millones de dólares. Acumulado diciembre 2019 a agosto de 2022.

<b>ENTRADA DE DÓLARES</b>	<b>41.084</b>
superávit comercial de bienes	36.758
aporte FMI (2021)	4.326
<b>SALIDA DE DÓLARES</b>	<b>48.907</b>
déficit comercial de servicios	13.508
deuda privada e intereses	11.542
fuga sector privado	7.312
intereses de deuda pública	12.396
otros componentes	4.148
<b>SALDO</b>	<b>-7.823</b>
<b>SALDO (sin aporte FMI)</b>	<b>-12.149</b>

**Fuente:** Elaboración propia. Datos de BCRA

Si analizamos este problema en términos sectoriales, hallamos que el sector energético es el principal causante de este deterioro de las cuentas externas del país. No solo fue deficitario en materia de mercancías intercambiadas, sino también lo fue en relación a los servicios intercambiados y a los flujos de capital. La energía acumula un rojo de 13.500 millones de dólares entre enero de 2020 y agosto de 2022.

---

### **Cuadro 2. | Saldo cambiario del sector energético**

En millones de dólares. Acumulado enero de 2020 a agosto de 2022.

---

Saldo Bienes	-5.998
Saldo Servicios	-1.050
Saldo Capitales	-6.441
<b>Total</b>	<b>-13.489</b>

v  
46  
^

---

**Fuente:** Elaboración propia. Datos de BCRA

---

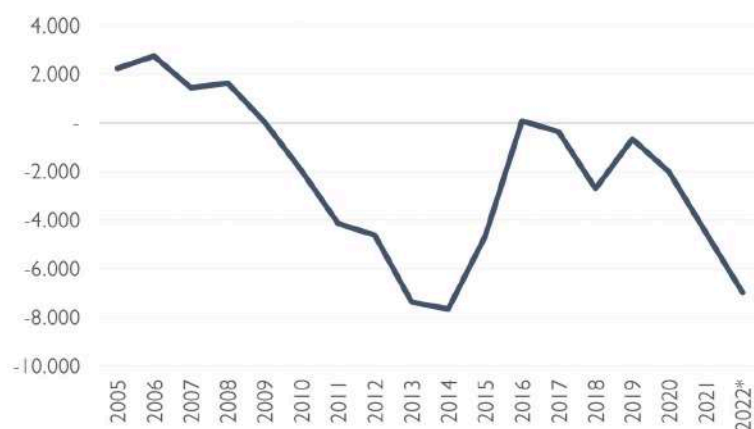
El resultado cambiario del sector, esto es, el saldo entre las divisas que ingresa y las que utiliza, comenzó a ser deficitario en el año 2010 y continuó deteriorándose aceleradamente hasta 2015. Hasta allí, la razón principal era el saldo de bienes. Las importaciones energéticas aumentaban al ritmo de la caída de la producción local de gas y petróleo. La situación se complicaba aún más por un desfavorable escenario de precios internacionales que volvía más onerosas estas importaciones.

A partir de allí, en los años siguientes, coincidieron varias situaciones: las inversiones de YPF (en Vaca Muerta y en áreas convencionales) comenzaron a rendir frutos y el declino productivo de gas y petróleo se frenó; además, los precios internacionales de la energía cayeron con fuerza y, en tercer lugar, el sector comenzó a registrar un fenomenal endeudamiento en dólares que, en 2016 y 2017 principalmente, engrosó el ingreso de divisas por la actividad. Si bien solo en 2016 el sector fue prácticamente neutral en materia de divisas (el saldo del balance de pagos fue positivo por 85 millones de dólares), ya no se registraron saldos negativos del volumen de los ocurridos entre 2012 y 2015.

Esto fue así hasta los años 2021 y 2022. Otra vez aquí coincidieron un deterioro de la producción local en un contexto de incipiente recuperación económica y un fuerte incremento de los precios de importación de la energía.

**Gráfico 1 | Resultado cambiario del sector energético**

En millones de dólares. 2005 a 2022.



Fuente: Elaboración propia. Datos de BCRA

\* Año 2022 hasta agosto

v

47

^

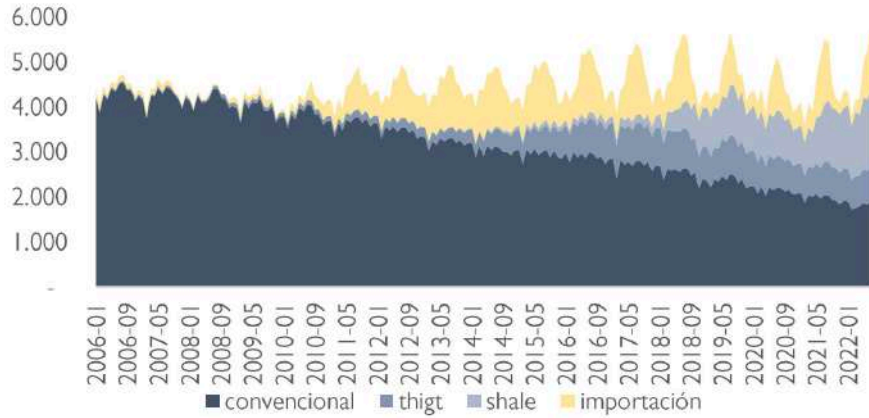
## Intercambio de bienes energéticos: Importamos más de lo que exportamos

Al hablar de mercados internacionales, en materia de energía, por lo general, hablamos de fósiles. Salvo algunos intercambios de energía generada en centrales hidroeléctricas con países vecinos, las importaciones y exportaciones energéticas abarcan gas, petróleo y derivados.

De acuerdo a las necesidades de nuestra matriz, las importaciones cubren faltantes de gas, principalmente para atender los requerimientos de las centrales térmicas. Para ello se importa gas o gas natural licuado (GNL), y también algunos combustibles que puedan ser quemados en tales centrales (gasoil o fueloil).

Hace una quincena de años los niveles de extracción de gas convencional son declinantes a una tasa significativa, pero desde 2014 en adelante, el gas no convencional comenzó a compensar parcialmente este declino. Las importaciones de gas en invierno son importantes todavía.

**Gráfico 2 | Extracción e importación mensual de gas**  
En millones de m3. 2006 a julio de 2022.



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Secretaría de Energía.

Por su parte, las exportaciones, por aspectos técnicos y de infraestructura local, están compuestas principalmente por petróleo crudo.

No obstante, hay también un comercio relativamente importante de naftas y otros derivados de petróleo, tanto de exportación como de importación y que responde a las características de la planta refinadora local y de los actores involucrados en esa actividad.



## Importaciones: problema de precios y de cantidades

Las importaciones de bienes energéticos, en unidades físicas, se han incrementado en los últimos dos años y el índice que las mide, alcanzó su máximo valor histórico del año 2014.

### Gráfico 3 | Índice de cantidades de importaciones energéticas

Base 2004=100. Promedio enero a junio de cada año.

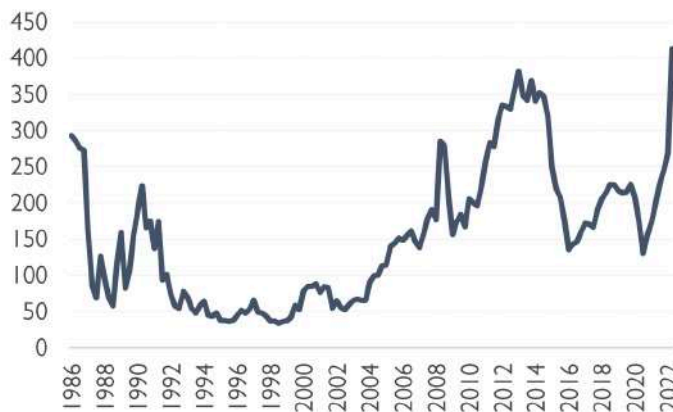


Fuente: Elaboración propia. Datos de INDEC.

Al igual que entonces, lo hicieron en un contexto de altos precios internacionales. En este caso, sí, superando el record previo de 2013.

### Gráfico 4 | Índice de precios de importaciones energéticas

Base 2004=100.



Fuente: Elaboración propia. Datos de INDEC.

La combinación de más importaciones a mayor precio, impactó con fuerza sobre el balance comercial del país y por eso cobró centralidad el problema del autoabastecimiento gasífero y la preocupación por las obras de infraestructura necesarias para alcanzarlo.

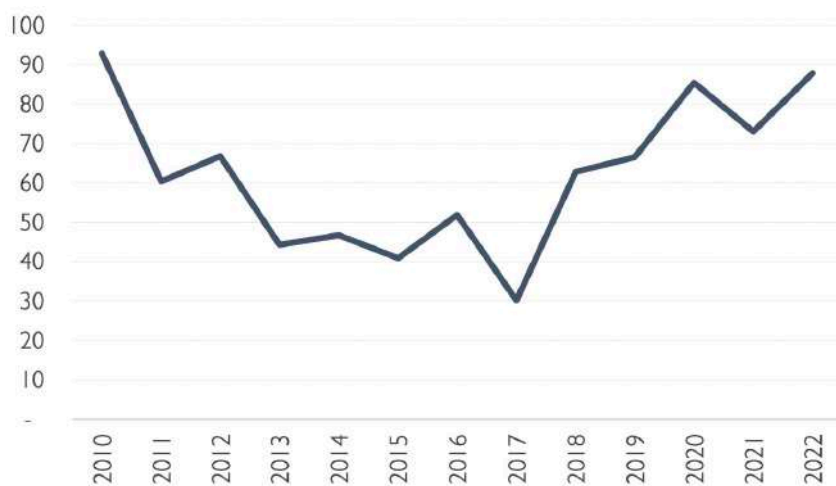
## Exportaciones: Vaca Muerta en desarrollo

Las exportaciones energéticas se duplicaron en 2021 respecto al quinquenio previo. El componente que explica este incremento de las exportaciones es el petróleo. Las exportaciones de crudo, declinantes hasta 2017, comenzaron a ascender a partir del giro hacia el petróleo que experimentó el desarrollo de Vaca Muerta. Las cantidades exportadas en los primeros siete meses del año ubican la producción mensual de 2022 en el valor más alto de los últimos 12 años.

∨  
50  
^

### Gráfico 5 | Exportaciones de crudo

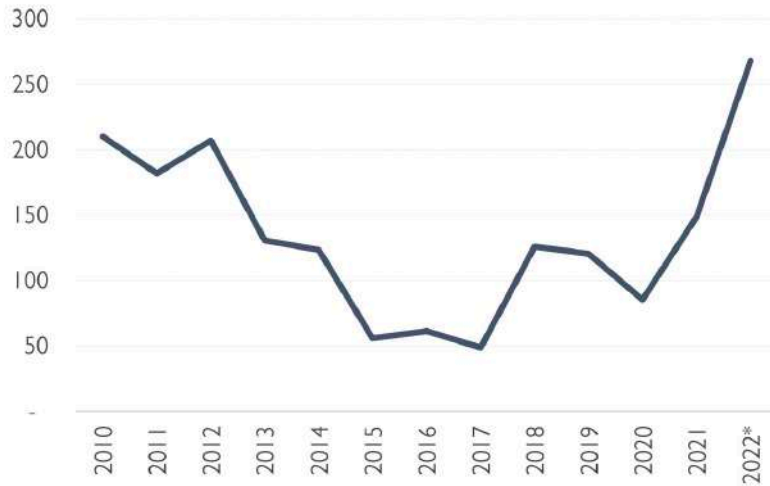
Miles de barriles diarios.



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de INDEC.

A esto, se le suma el hecho de que hubo una mejora significativa en los precios. Por lo cual, los ingresos mensuales por venta de crudo al exterior aumentaron de modo inédito, más que duplicando los ingresos de la década previa.

**Gráfico 6 | Ingresos por exportaciones de crudo**  
En millones de dólares mensuales.



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Secretaría de Energía.

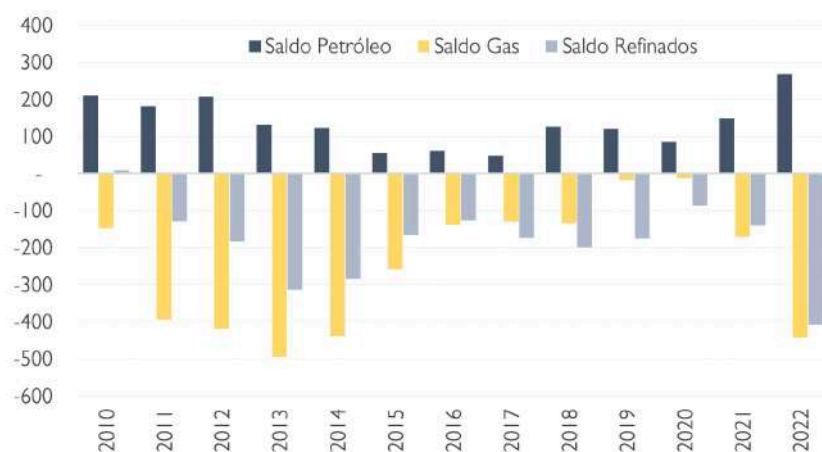
\* Año 2022 hasta julio.

∨  
51  
^

El mercado exterior de la energía se presenta como un mercado dual en materia de hidrocarburos, ostenta un carácter superavitario en petróleo, pero deficitario en gas. No obstante, tal observación se atenúa cuando consideramos el saldo externo por comercialización de productos de la refinación del petróleo. Como tales, contamos los diferentes tipos de lubricantes y combustibles intercambiados con el exterior, dejando por fuera las importaciones de fueloil y gasoil cuyo destino exclusivo es la generación de energía eléctrica. Para el esquema de trabajo que seguimos, consideramos la importación de estos productos como parte del saldo gasífero: son importaciones que cubren un faltante interno de gas.

El superávit de crudo, vemos entonces, se invierte al considerar el déficit de productos de la refinación del petróleo. En 2022 ingresaron 268 millones de dólares mensuales por el saldo exterior del crudo, pero se perdieron 408 millones por el saldo negativo de refinados. El gas, mientras tanto, explicó una pérdida mensual de 444 millones de dólares.

**Gráfico 7 | Saldo por intercambio según tipo de bien comercializado**  
En millones de dólares mensuales.



Fuente: Elaboración propia. Datos de Secretaría de Energía.

\* Año 2022 hasta julio.

v

52

^

## La pérdida de divisas más allá del intercambio de bienes

Como vimos, el aumento de las exportaciones de crudo en 2022 no alcanzó a compensar el fuerte incremento de las importaciones de gas y de derivados del petróleo. El saldo comercial de la actividad incrementó su déficit.

En este punto podemos incorporar un nuevo elemento al análisis. El comercio exterior es solo una de las razones por las que el sector energético está representando un importante costo de divisas al país. Otro factor que en diferentes momentos juega un papel más o menos preponderante tiene que ver con las prácticas de financiamiento de la actividad, las formas de inversión y los diversos mecanismos a los que recurren las compañías del sector para extranjerizar sus ganancias, dolarizarlas y evitar o disminuir el pago interno de impuestos que gravan la actividad y su rentabilidad.

En parte, el resultado de estas acciones, puede verse en algunos renglones del balance cambiario de la actividad. Descontando la comercialización de bienes, los dólares ingresan o egresas por una amplia variedad de transacciones con el exterior:

pagos o cobros por diversos servicios prestados, por derechos de propiedad intelectual, por cánones, por dividendos o utilidades remitidas a casas matrices, por intereses pagados y cobrados por los créditos conseguidos u otorgados en el exterior, entre otros.

Todos estos elementos presentan un comportamiento disociado de la comercialización de bienes y están regulados, en cambio, por factores tales como las regulaciones internas de los países, las prácticas y estrategias empresariales, las condiciones de los mercados financieros, etc.

### Gráfico 8 | Saldo cambiario por intercambio de bienes y por otras transacciones En millones de dólares mensuales.



Fuente: Elaboración propia. Datos de BCRA.

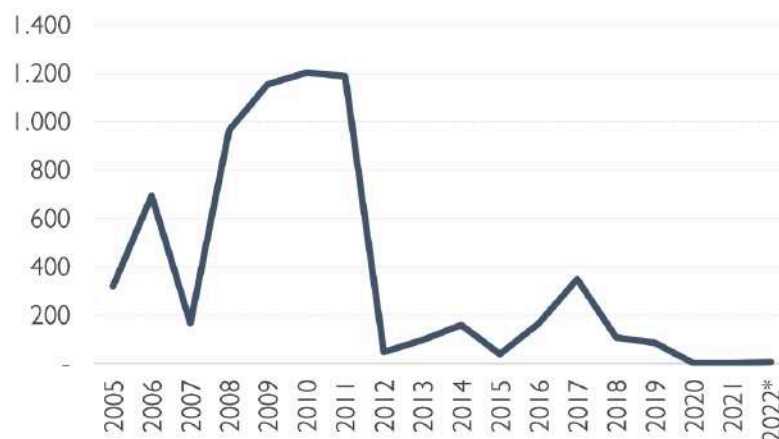
\* Año 2022 hasta agosto.

En general, el saldo de este conjunto de transacciones suele ser negativo. Así lo fue en los últimos 17 años, con la excepción del período 2014-2017, por razones que ya iremos desglosando.

Hasta 2011, el principal factor de salida de divisas estuvo asociado al giro de utilidades por parte de las empresas a sus casas matrices. Esta actividad estaba entonces liderada por Repsol, la compañía que se había quedado con YPF en la década de 1990. Entre 2005 y 2011, se perdieron casi 6.000 millones de dólares por esta vía. Otros 4.000 millones se perdieron por formación de activos externos (compra de divisas), en un contexto de apertura cambiaria, en el mismo período y unos 2.000 millones se perdieron por el pago de intereses de deuda externa de las compañías del sector.

**Gráfico 9** | Egresos de divisas por giro de utilidades y dividendos

En millones de dólares anuales.



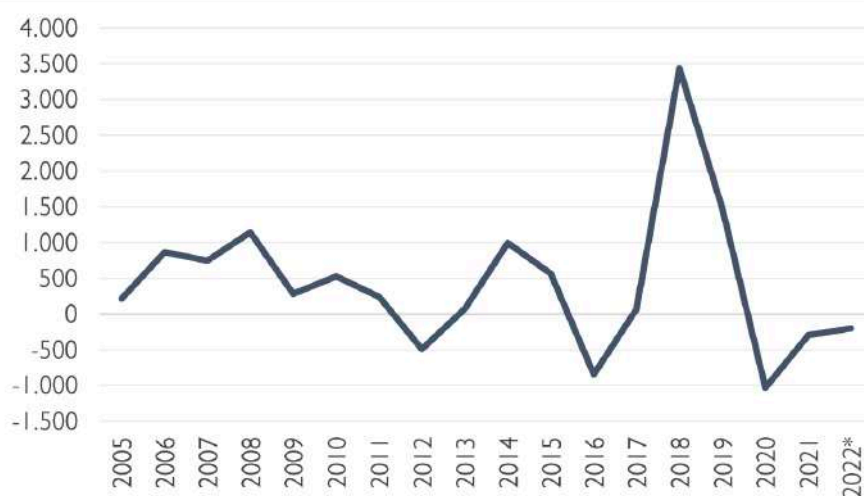
Fuente: Elaboración propia. Datos de BCRA.

\* Año 2022 hasta agosto.

Con la estatización de YPF y la regulación del mercado cambiario, a partir de 2012 el escenario cambió. Hubo una fuerte reducción de los giros de utilidades a menos de 100 millones por año y se frenó la formación de activos externos, mecanismo de fuga que recién volvería a operar con fuerza inusitada, en los años 2018 y 2019, con una fuga superior a los 5.000 millones de dólares acumulados.

v  
54  
^**Gráfico 10** | Fuga neta por "formación de activos externos"

En millones de dólares anuales.



Fuente: Elaboración propia. Datos de BCRA.

\* Año 2022 hasta agosto.

A partir de 2014 se produce un constante ingreso de divisas por préstamos que las empresas tomaron en el exterior, en parte para financiar sus inversiones en Vaca Muerta. Eso se mantuvo hasta 2017. Los préstamos financieros, que habían promediado un ingreso de 1.000 millones de dólares anuales en la década anterior, llegaron a 4.000 millones de dólares para 2016.

Pero como lo que ingresa, luego debe salir, apenas unos años después, se produjo un reflujo cuando una parte de estos préstamos se empezaron a devolver.

### Gráfico 11 | Ingreso y egreso(\*\*) por préstamos internacionales

En millones de dólares anuales.



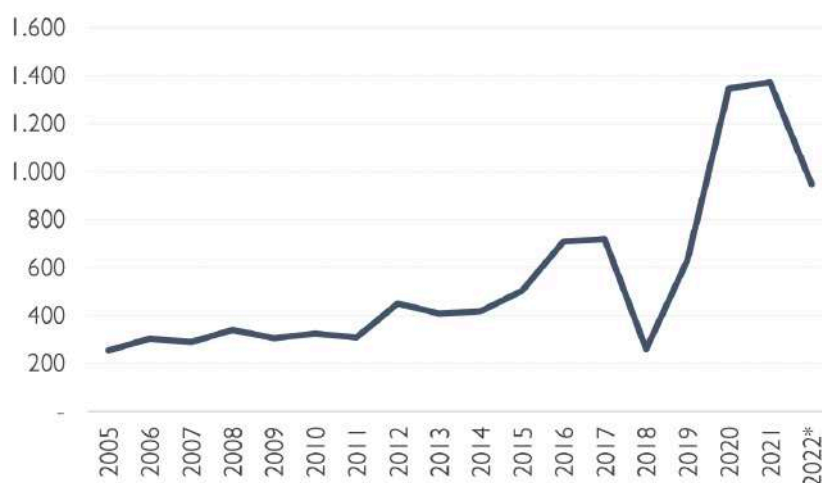
Fuente: Elaboración propia. Datos de BCRA.

\* Año 2022 hasta agosto. (\*\*) Solo capital, no incluye intereses.

Asociada a estos préstamos crecientes, fue creciente también la salida de divisas por intereses pagados a partir de 2019: 4.300 millones de dólares se pagaron desde entonces por este ítem.

**Gráfico 12 | Pago de intereses por deuda externa**

En millones de dólares anuales.

**Fuente:** Elaboración propia. Datos de BCRA.

\* Año 2022 hasta agosto.

v

56

^

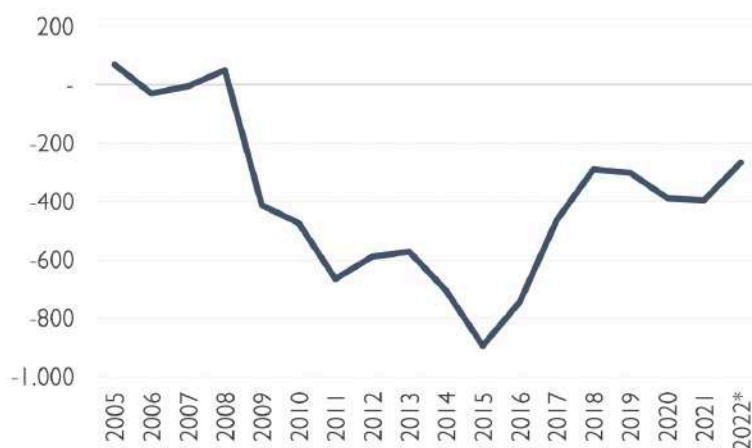
Sobre el problema de la deuda externa del sector vamos a explayarnos en el apartado siguiente, ahora para concluir este panorama vamos a analizar lo que sucedió con otro de los mecanismos de pérdida de divisas, común a todos los sectores económicos: el saldo por los servicios intercambiados con el exterior.

Cuando aumentan las restricciones cambiarias, las empresas recurren a diferentes mecanismos para remitir dólares al exterior. Uno de ellos es el pago por servicios a compañías vinculadas. A partir de 2011, cuando comenzó el control cambiario, comenzó a cobrar fuerza el saldo deficitario de esta cuenta. Con el mercado liberalizado perdió importancia a partir de 2016. Desde allí se mantuvo en un saldo negativo en torno a los 300 millones de dólares anuales.



**Gráfico 13** | Saldo cambiario por “servicios”

En millones de dólares anuales.



Fuente: Elaboración propia. Datos de BCRA.

\* Año 2022 hasta agosto.

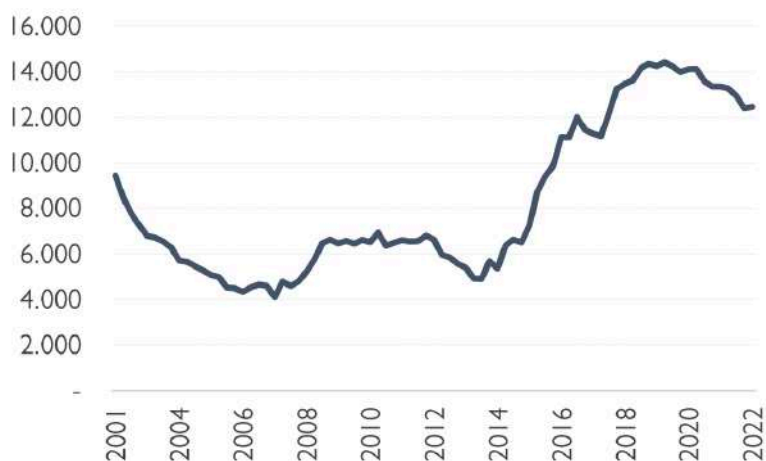
## Un sector endeudado con el exterior

En el último informe sobre deuda privada publicado por el BCRA puede encontrarse una serie larga de endeudamiento desagregado por sector económico. Actualmente el sector energético acumula una deuda con residentes en el exterior superior a los 12.000 millones de dólares, valor al que descendió luego de un pico de endeudamiento en 2018 y 2019 que superó los 14.000 millones.

Aquí se puede observar lo mencionado en el apartado previo. Entre 2014 y 2017 se produjo un fuerte endeudamiento en la actividad. Si tomamos toda la deuda privada de la economía, hallamos que, en 2013, la deuda del sector representaba el 7% del total de los sectores, y que desde 2016 pasó a representar en promedio el 17% de la deuda privada. Un valor más que significativo teniendo en cuenta el tamaño relativo del sector dentro del PBI de la economía local, inferior al 5%.

**Gráfico 14** | Deuda externa del sector “extracción de petróleo y gas”

Saldo en millones de dólares.

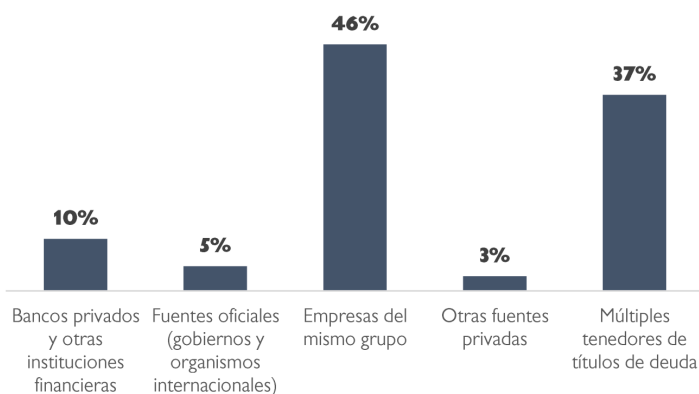
**Fuente:** Elaboración propia. Datos de BCRA.

A la hora de visualizar el perfil de la deuda, el informe del BCRA no permite desagregar la actividad de extracción de petróleo y gas del resto del conjunto de “explotación de minas y canteras”, por lo que los datos que presentamos ahora pertenecen a esta categoría más general.

La deuda de la actividad es 18.783 millones de dólares (“extracción de gas y petróleo” representa dos tercios de este monto). El 46% de esa deuda es con empresas del mismo grupo, en tanto que el 36% es deuda que principalmente asume la forma de obligaciones negociables, sin detalle acerca de las características de sus tenedores.

**Gráfico 15** | Deuda del sector “minas y canteras” por tipo de acreedor

En % sobre el total del saldo.

**Fuente:** Elaboración propia. Datos de BCRA.

Por el nivel de endeudamiento de la actividad, es esperable que la presión sobre las cuentas externas continúe siendo relevantes en los próximos años en materia de intereses pagados y de vencimientos de capital.

## 2.2. Actores y características del intercambio comercial energético

Hasta aquí hemos hecho referencia en forma agregada al sector económico bajo estudio. En este apartado optamos por analizar el rol de actores individuales en algunos de los procesos descriptos. En particular, nos interesa detectar los actores principales del comercio exterior de petróleo y gas y dejaremos para otra ocasión un análisis más profundo sobre la incidencia individual de cada actor corporativo en el resto de los factores que implican intercambios de divisas con el exterior (endeudamiento, prácticas financieras de fuga, planificación fiscal nociva).

## Transformación del mercado exportador

Las transformaciones del sector hidrocarburífero se reflejaron en las características de su mercado exportador. En 2010, la compañía Pan American Energy (PAE) explicaba el 40% del total exportado. Las exportaciones de YPF, segunda del ranking, representaban el 20% del total. Por entonces, solo 10 compañías superaban la barrera de 50 millones de dólares exportados en el año.

Una docena de años después, la participación de PAE cayó al 31%, y la de YPF cayó al 13% en tanto empresa individual, pero se mantuvo con la misma participación si consideramos los frutos de su alianza con Chevron en la Compañía de Hidrocarburos No convencionales (CHNC). Por otra parte, en solo los siete primeros meses de 2022, ya son 15 las compañías que exportan por un valor superior a los 50 millones de dólares.

En este proceso, se duplicó hasta llegar al 10% la participación de Pampa Energía, que siempre fue la tercera del ranking de exportadoras, y han perdido peso compañías que redefinieron su inserción en el mercado local, tales como Shell, Petrobras y Total.

En contraposición, compañías como Vista, Tecpetrol, Petronas han llegado a ocupar un lugar significativo.

Respecto a CHNC, se destaca su participación en las exportaciones, Esta empresa es la que estructura la alianza entre YPF y Chevron para la explotación del yacimiento Loma Campana.

En el cuadro que presentamos a continuación se encuentran contempladas no solo las exportaciones de hidrocarburos, sino también las de productos refinados y derivados del gas y el petróleo.

### Cuadro 3 | Exportación de bienes energéticos por grupo económico

En millones de dólares y en % de participación.

		Exportaciones ene-jul 2022	Participación	Participación acumulada	Principal producto exportado
1	PAE	1.031	31%	31%	Crudo Escalante
2	YPF	433	13%	44%	Butano, Nafta Virgen, Gas Natural, Coque
3	PAMPA	330	10%	54%	Gas Natural, Nafta Virgen
4	VISTA	293	9%	63%	Crudo Cuenca Neuquina
5	CHNC	228	7%	69%	Crudo Cuenca Neuquina
6	PETRONAS	125	4%	73%	Crudo Cuenca Neuquina
7	TOTAL	108	3%	76%	Butano, Propano, Gas Natural
8	TECPETROL S.A.	107	3%	80%	Crudo Cuenca Neuquina
9	CAPEX S.A.	104	3%	83%	Crudo Escalante
10	PETROBRAS	78	2%	85%	Butano, Propano, Gasolina Natural
11	DOW	78	2%	87%	Butano, Propano, Gasolina Natural
12	PLUSPETROL	68	2%	89%	Crudo Cuenca Neuquina
13	CGC	66	2%	91%	Crudo Cuenca Austral
14	TRAFIGURA	66	2%	93%	Nafta virgen
15	EXXONMOBIL	65	2%	95%	Crudo Cuenca Neuquina

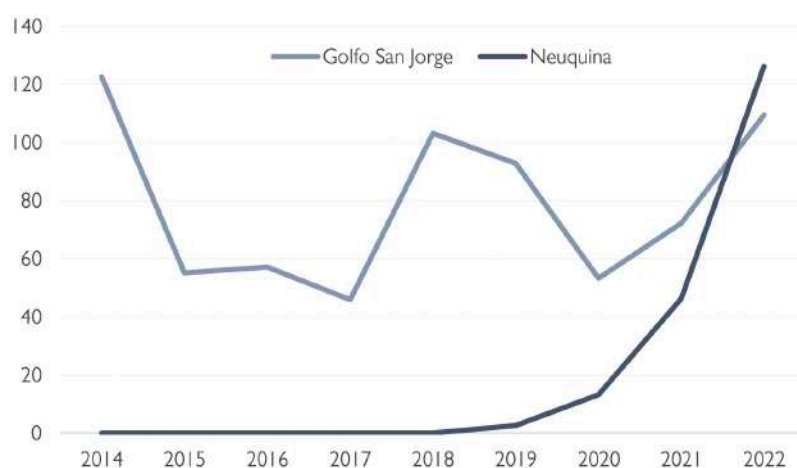
Fuente: Elaboración propia. Datos de Secretaría de Energía

Como vemos, en general el mercado exportador está liderado por la comercialización de crudo. La exportación de este hidrocarburo representa el 56% de las ventas del sector energético al exterior. Al interior de estas ventas, destacan el petróleo tipo Escalante, extraído de la cuenca Golfo San Jorge, en Chubut y el crudo Medanita, de la cuenca Neuquina. Es justamente este producto el que viene marcando una tasa de crecimiento muy notoria en los últimos años y el que pasó a ser el principal producto de exportación de la actividad.

En lo que va de 2022, el petróleo exportado desde la Cuenca Neuquina representó un ingreso de divisas de más de 120 millones de dólares mensuales.

### Gráfico 16 | Ingresos por exportaciones de crudo según tipo

En millones de dólares mensuales.



**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Secretaría de Energía

La centralidad de la Cuenca Neuquina en el comercio exterior de crudo produjo un cambio relevante en la estructura del mercado exportador de la energía. Las empresas cuya actividad está concentrada en el petróleo de Vaca Muerta ganaron terreno entre las principales generadoras de divisas y se transformaron, por lo tanto, en relevantes centros de poder económico.

## Características de las importaciones energéticas

El grueso de las importaciones energéticas responde a las necesidades del parque generador, cuyo abastecimiento no se satisface con la producción interna de gas natural. ENARSA (para el caso del gas y el gas natural licuado) y CAMMESA (para el gasoil y el fueloil) son las compañías encargadas de realizar estas importaciones.

En los primeros siete meses del año estas empresas realizaron erogaciones por 4.342 millones de dólares para adquirir estos combustibles. Este valor representó el 63% del total importado en el período.

Por otra parte, no es menor el gasto en combustibles premium que realizan las compañías que abastecen el comercio minorista de estos productos. Cerca de 2.000 millones de dólares tuvieron como destino gasoil ultra o nafta ultra.

Finalmente, las bases lubricantes, constituyen un rubro menor, aunque significativo, que implicó importaciones por 150 millones de dólares entre enero y julio de 2022.

### Cuadro 4 | Importación de bienes energéticos por grupo económico

En millones de dólares y en % de participación.

	Importaciones ene-jul 2022	Participación	Participación acumulada	Principal producto
ENARSA	3.263	48%	48%	Gas Natural y GNL
CAMMESA	1.079	16%	63%	Gasoil y Fueloil
YPF S.A.	986	14%	78%	Combustibles premium
SHELL	748	11%	89%	Combustibles premium
PAE	523	8%	96%	Combustibles premium
TRAFIGURA	204	3%	99%	Combustibles premium

**Fuente:** Elaboración propia. Datos de Secretaría de Energía

## 4. Comentarios finales

La vulnerabilidad externa del país es uno de sus problemas nodales y el sector energético aparece como una de las actividades económicas más relevantes tanto a la hora del diagnóstico del problema, como al momento de pensar las soluciones.

La pesquisa realizada se centró en el impacto del sistema energético local sobre las cuentas externas del país. Nos encontramos con un problema más profundo que el generado por los onerosos intercambios de bienes. Se suman así, los diferentes mecanismos que provocan la pérdida de una parte de los excedentes económicos generados localmente. Lejos de constituir una excepción o una rareza, son una parte estructural del funcionamiento del capitalismo periférico en general, y de un sector transnacionalizado, como el que estamos estudiando, en particular.

De allí que sea imposible pensar que el problema externo de la economía se solucione solo con una reducción de las importaciones de gas y un incremento de las exportaciones de crudo o, si la infraestructura lo permitiese, también de gas natural.

En principio, hay dos grandes advertencias a tener en cuenta. Por un lado, es clave, en este marco, el análisis acerca de qué actores son los que controlan los ingresos de divisas generados por estas exportaciones y cómo se comportan, cuáles son sus estrategias y prácticas de inversión, financiación y externalización de excedentes. No deben obviarse las consecuencias del poder relativo que puedan administrar aquellas empresas que cumplan un papel significativo en la provisión de divisas.

# **3. Coyuntura Hidrocarburífera**

Autores: **Marco Kofman y Facundo López Crespo**



# Vaca Muerta en desarrollo exógeno

## Infografías

**Marco Kofman** | [marcokof@gmail.com](mailto:marcokof@gmail.com)

**Facundo López Crespo** | [facundolopezcrespo@hotmail.com](mailto:facundolopezcrespo@hotmail.com)

Los niveles de extracción de gas y petróleo en Vaca Muerta crecieron en 2022. En el primer caso, con tasas de crecimiento positivas para el período invernal por la dinámica del Plan Gas.Ar y con una reducción en los últimos meses. En el segundo, con una tasa de aumento sostenida en el año, producto del interés de las empresas del sector por aprovechar la renta generada en el nivel elevado de precios internacionales.

La tendencia señalada en informes previos se sostuvo: Vaca Muerta se volcó al petróleo, con un registro record de 203 pozos petrolíferos conectados en 2022 (el 71% del total de las conexiones del año). En este escenario, las exportaciones energéticas se incrementaron considerablemente por segundo año consecutivo. De un poco más de 2.000 millones de dólares en 2020, superaron los 3.500 millones en 2021, y pasaron los 6.000 millones en 2022. Vaca Muerta lideró este proceso y se transformó en el principal polo exportador de energía, desplazando de ese lugar al Golfo San Jorge, que había permanecido allí por más de dos décadas.

A nivel corporativo esto produjo una modificación del mercado exportador, con el ascenso de las empresas insertas en la formación al top de exportadoras. Se trata de Vista, CHNC, Tecpetrol, Petronas, Total y, principalmente, Shell, que pasó de ser la compañía número 14 en el ranking de exportadoras en 2021 a ubicarse en el quinto lugar en 2022.

Este incremento de exportaciones, no obstante, no alcanzó a evitar que el frente externo, en materia energética, empeore significativamente en el año. No sólo porque las importaciones también se incrementaron significativamente en los últimos años, pasando de 2.000 millones de dólares en 2020 a casi 5.000 millones en 2021 y a más de 11.000 millones en 2022, sino también, porque las empresas del sector han acelerado la salida de divisas por intereses financieros y pagos de capital asociados a su importante endeudamiento con el exterior: en 2022, la diferencia entre importaciones y exportaciones energéticas arrojó un déficit externo de casi 4.500 millones de dólares, pero al mismo tiempo, salieron otros 4.000 millones por motivos financieros.

Vaca Muerta volcada al petróleo en un contexto de falta de abastecimiento gasífero refleja un problema de sincronización entre los negocios de las compañías del sector y las necesidades energéticas del país. El mayor grado de commoditización del crudo respecto del gas y el sostenimiento de su precio internacional en un nivel elevado son los factores que explican esta realidad. El desarrollo de Vaca Muerta, en este contexto, es exógeno tanto por el origen de las fuerzas económicas que lo impulsan, como por el destino de los excedentes financieros que allí se originan.

# Infografías

## EXTRACCIÓN DE GAS

en millones de m3 diarios

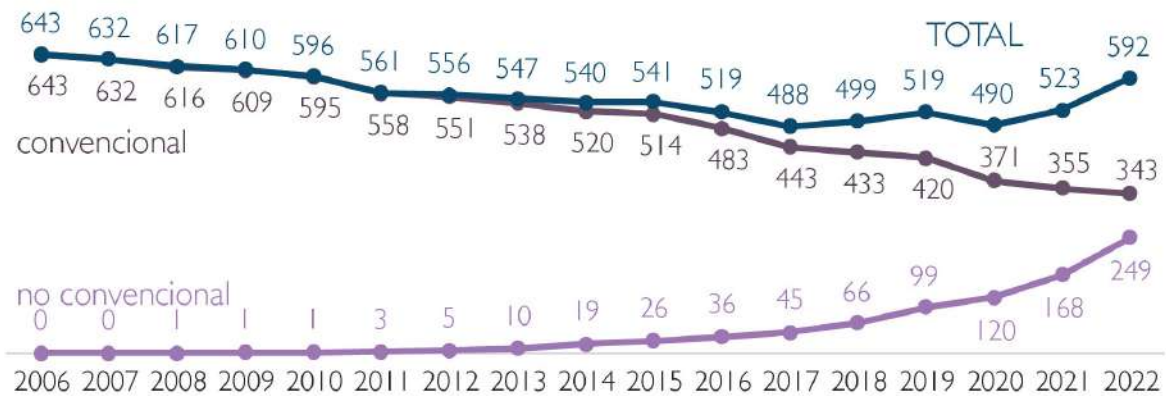


∨  
67  
∧

La tasa de declino del gas convencional permanece inalterada desde hace varios años, en tanto que la extracción de gas no convencional creció en el último año. Logró compensar la caída del convencional y superarlo como principal tipo de gas extraído.

## EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

en miles de barriles diarios



La extracción convencional de petróleo cae a una tasa menor que la del gas. El rápido incremento del no convencional repercute con mayor fuerza en el total extraído.

## IMPORTACIONES Y EXPORTACIONES ENERGÉTICAS

en millones de dólares



Las importaciones energéticas, principalmente en el invierno de 2022, se incrementaron considerablemente, tanto en precios como en cantidades. También crecieron notablemente las exportaciones de petróleo desde Vaca Muerta, que se convirtió en el principal polo exportador del sector energético.

∨  
68  
∧

## INGRESOS POR EXPORTACIONES PETROLERAS

ingreso mensual promedio en millones de dólares, ene-jul de cada año



Los ingresos generados por la exportación de crudo extraído en la Cuenca Neuquina superaron los generados por el Golfo San Jorge. Esto reconfigura el mercado exportador: las empresas que extraen petróleo en Vaca Muerta ganan protagonismo.

## EXPORTACIONES ENERGÉTICAS POR GRUPO ECONÓMICO

año 2022, en millones de dólares y % de participación

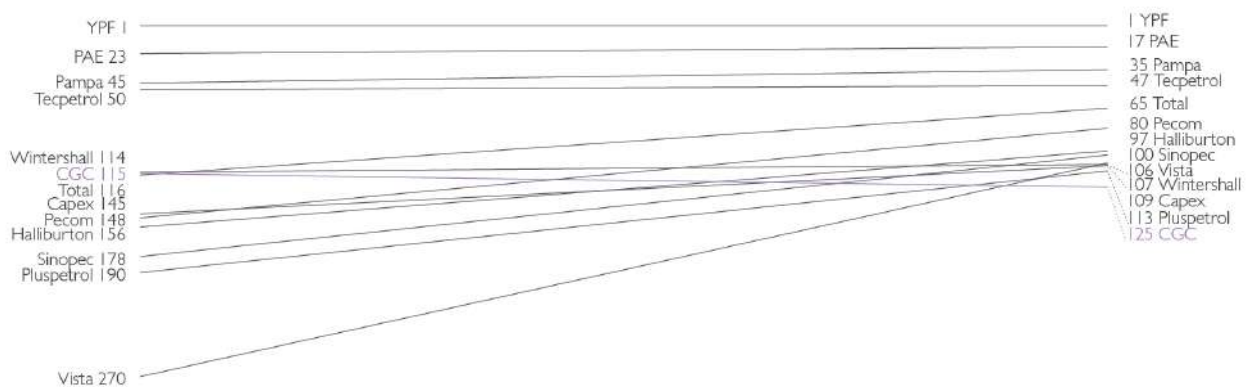
	GRUPO	MILLONES DE US\$	%	PRINCIPAL PRODUCTO EXPORTADO
1	PAE	1.654	27%	Crudo Escalante
2	YPF	819	13%	Butano, Nafta Virgen, Gas Natural, Coque
3	PAMPA	633	10%	Gas Natural, Nafta Virgen
4	VISTA OIL	553	9%	Crudo Cuenca Neuquina
+9	SHELL	477	8%	Crudo Cuenca Neuquina
+1	CHNC	425	7%	Crudo Cuenca Neuquina
+7	TECPETROL	243	4%	Crudo Cuenca Neuquina
+2	PETRONAS	231	4%	Crudo Cuenca Neuquina
+2	TOTAL	199	3%	Butano, Propano, Gas Natural
-1	CAPEX	153	2%	Crudo Escalante

El incremento de exportaciones desde Vaca Muerta modificó el esquema del comercio exterior sectorial. Las empresas que participan de estas exportaciones ganaron protagonismo.

∨  
69  
∧

## EMPRESAS VINCULADAS A LA EXTRACCIÓN EN EL RANKING

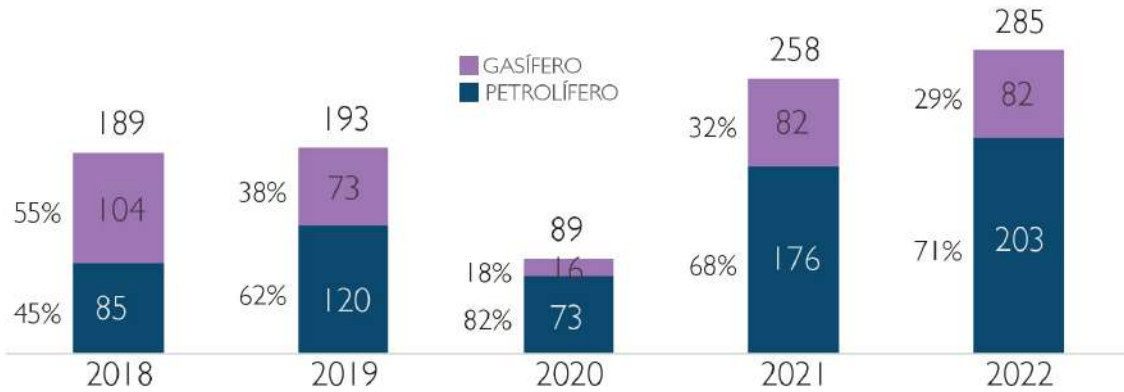
posición en el ranking de empresas con mayor facturación del país, 2020 y 2021



La tendencia a la petrolización de Vaca Muerta continúa en 2022: de los casi 200 pozos conectados en el año, el 70% fueron de petróleo. YPF, Shell y Vista son las protagonistas de este proceso.

## CONEXIÓN DE POZOS SHALE - POR HIDROCARBURO

en cantidad de pozos y %.



En 2022 se produjo un nuevo record de conexión de pozos petrolíferos en Vaca Muerta al llegar a más de doscientas conexiones. 7 de cada 10 conexiones de la formación, fueron para extraer petróleo.

70  
^

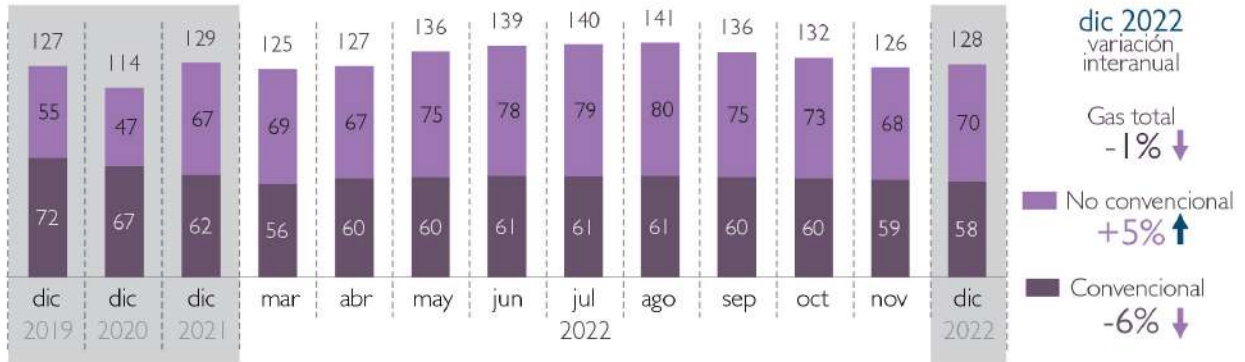
## TABLA RESUMEN

a diciembre de 2022

hidrocarburo	extracción	var. interanual	participación
<b>GAS</b>	MMm3/d	%	%
No convencional	70	+5	55
Total	128	-1	
<b>PETRÓLEO</b>	Mbbl/d	%	%
No convencional	282	+33	45
Total	621	+11	

## EXTRACCIÓN DE GAS

en millones de m3 por día

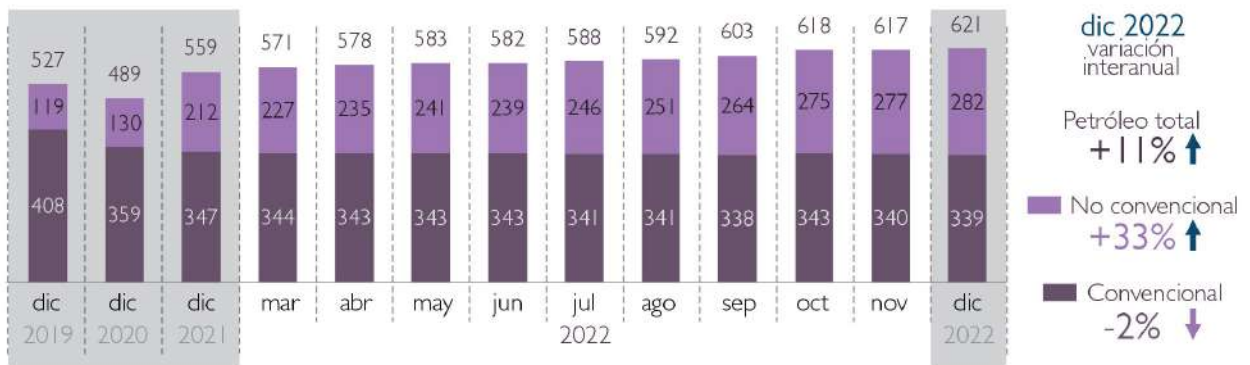


Luego del período invernal, se redujeron los niveles de extracción de gas. La caída la explica el no convencional ya que la extracción convencional no varió significativamente en la segunda mitad del año. Diciembre cerró levemente por detrás de 2021.

∨  
71  
∧

## EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO

en miles de barriles por día



La extracción de petróleo siguió creciendo. Las compañías aprovechan la renta brindada por la posibilidad de exportar la producción a precios elevados.

## EXTRACCIÓN DE GAS NO CONVENCIONAL

por provincia en millones de m3 diarios - diciembre 2022

provincia	extracción	% partic.	v. mensual	v. interanual
NEUQUEN	65,2*	92,9%	↑ +4,4%	↑ +6,6%
SANTA CRUZ	3,0	4,3%	↓ -2,6%	↓ -12,0%
RÍO NEGRO	1,9	2,8%	↓ -2,1%	↓ -17,4%
<b>TOTAL</b>	<b>70,2</b>	<b>100%</b>	<b>↑ +3,9%</b>	<b>↑ +4,8%</b>

\*incluye shale gas (49,6) y tight gas (15,6). El resto de la extracción nacional es tight gas.

Neuquén sigue aumentando su participación en la extracción no convencional de gas y ya concentra casi el 93% de esta actividad.

∨  
72  
∧

## EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO NO CONVENCIONAL

por provincia en miles de barriles diarios - diciembre 2022

provincia	extracción	% partic.	v. mensual	v. interanual
NEUQUEN	279,5*	99,2%	↑ +2,2%	↑ +33,7%
RIO NEGRO	2,1	0,8%	↓ -3,4%	↓ -15,8%
<b>total</b>	<b>263,4</b>	<b>100%</b>	<b>↑ +2,1%</b>	<b>↑ +33,1%</b>

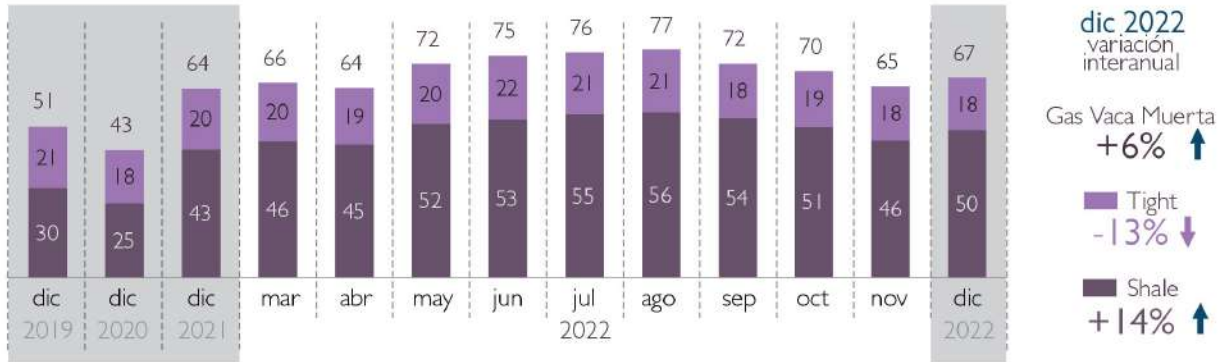
\*incluye shale (276,5) y tight (3,0). La extracción en Río Negro es tight.

Para el caso del petróleo, la concentración en Neuquén es todavía más significativa



## EXTRACCIÓN DE GAS EN VACA MUERTA

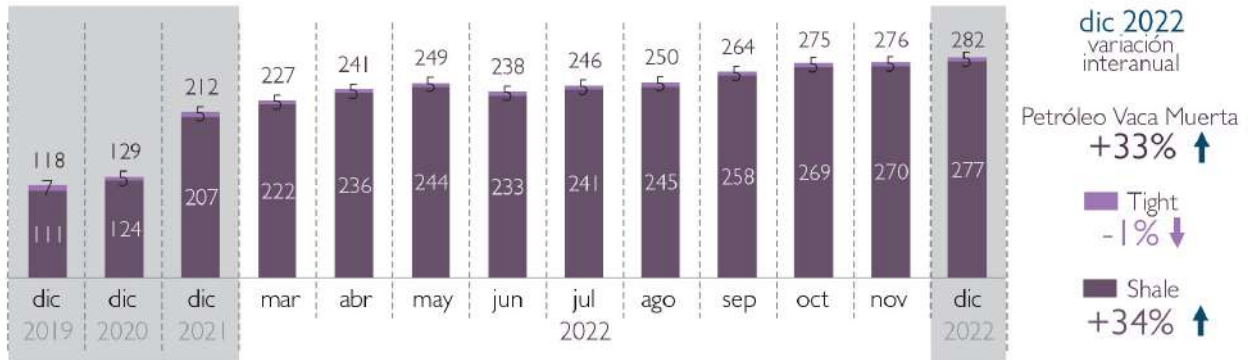
por tipo de roca en millones de m3 diarios



El factor estacional establecido en el Plan GasAr impactó en septiembre con una caída de los niveles de gas despachados desde Vaca Muerta.

## EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO EN VACA MUERTA

por tipo de roca en miles de barriles diarios



Vaca Muerta sigue extrayendo cantidades crecientes de petróleo.

## EXTRACCIÓN DE GAS | PRINCIPALES EMPRESAS

GAS TOTAL			NO CONVENCIONAL		
empresa	participación %		empresa	participación %	
	dic-22	dic-21		dic-22	dic-21
YPF	↓ 29,7	31,7	YPF	↓ 33,0	35,6
PAE	↑ 14,1	13,4	TECPETROL	↓ 19,9	20,1
TECPETROL	↑ 12,0	11,5	PAMPA	↓ 11,4	11,5
TOTAL	↑ 10,3	9,5	TOTAL	↑ 7,2	5,0
WINTERSHALL	= 7,6	7,6	PAE	↑ 6,5	4,8
PAMPA	↑ 7,0	6,8	CGC	↓ 4,1	5,1

YPF perdió participación en el mercado de gas en el último año. Avanzan Tepcetrol, Total y PAE gracias a su inserción en Vaca Muerta.

∨  
74  
^

## EXTRACCIÓN DE PETRÓLEO | PRINCIPALES EMPRESAS

PETRÓLEO TOTAL			NO CONVENCIONAL		
empresa	participación %		empresa	participación %	
	sep-22	sep-21		sep-22	sep-21
YPF	↓ 39,9	41,8	YPF	↓ 37,9	41,0
PAE	↓ 17,2	19,5	VISTA OIL	↑ 14,6	10,8
VISTA OIL	↑ 8,4	5,8	SHELL	↑ 13,3	11,4
SHELL	↑ 6,0	3,9	PETRONAS	↓ 7,2	9,7
PETRONAS	↓ 3,4	3,5	CHEVRON	↑ 6,9	6,3
CHEVRON	↑ 3,2	2,3	PAE	↑ 4,2	3,4

Shell y Vista son las empresas que más participación ganaron en los niveles extraídos de crudo.

## Notas

- Los DATOS para la elaboración de los gráficos y tablas fueron extraídos del sitio web de la Secretaría de Gobierno de Energía.

- EXTRACCIÓN NO CONVENCIONAL refiere a la técnica empleada en aquellos reservorios de hidrocarburos caracterizados por la presencia de areniscas o arcillas muy compactadas de baja permeabilidad y porosidad que impiden que el fluido emigre naturalmente y por lo cual la extracción resulta posible únicamente mediante el empleo de la fractura hidráulica. Esta técnica es conocida como “fracking”.

- Extracción en VACA MUERTA abarca la totalidad de la extracción no convencional de la Cuenca Neuquina.

- Para determinar el nivel de EXTRACCIÓN POR EMPRESA se tuvo en cuenta su participación en cada una de las áreas.

# Bibliografía

## Documentos

- EJES (2016). Informe económico sobre las transferencias al sector hidrocarburífero argentino. Facundo López Crespo, Gustavo García Zanotti, Marco Kofman.
- EJES (2022). Tensiones y contradicciones en la normativa hidrocarburífera. Facundo López Crespo.
- Fondo Monetario Internacional (2014). Manual de Estadísticas de Finanzas Públicas.
- Secretaría de Energía (2019). Argentina: Evolución de subsidios, oferta y demanda de energía 2015-2019. Gas, electricidad y petróleo. Noviembre de 2019.
- Secretaría de Energía (2022). Informe para audiencia pública del 10 de mayo de 2022.
- Subsecretaría de Planeamiento Energético (2022). Informe técnico.
- Oficina del Presupuesto del Congreso (2020). Proyecto de Ley de Presupuesto 2021. Subsidios a la Energía y al Transporte.
- YPF (2012-2021) – Estados Financieros.

## Fuentes

- CAMMESA – Informes anuales y mensuales Secretaría de Energía – Datasets INDEC BCRA
- Oficina Nacional del Presupuesto
- Cuadros Tarifarios de Empresas Distribuidoras de Energía Eléctrica y de Gas.
- BCRA, Informe de la Evolución del Mercado de Cambios y Balance Cambiario.
- BCRA, Relevamiento de Activos y Pasivos Externos.
- ENARGAS, Partes diarios de gas exportado e importado.
- INDEC, Índices de precios y cantidades del Comercio Exterior.
- Secretaría de Energía – Datasets Comercialización.
- Secretaría de Energía – Datasets Capítulo IV.