

La política hidrocarburífera del gobierno de Macri y las causas del equilibrio del balance energético externo

Mariano A. Barrera | pp. 109-142

Resumen

El artículo pretende analizar la política económica y energética implementada en Argentina con el cambio de gobierno en 2015, tomando en consideración la dinámica de los actores y su impacto económico sobre el sector externo, pues se registraron cambios en materia económica y energética con la implementación de políticas de libre mercado. En el sector energético se instrumentaron medidas tendientes a incentivar las inversiones privadas y replegar la intervención estatal con la finalidad de incrementar la producción de hidrocarburos y mejorar la balanza de pagos, en el marco de un nuevo proceso de restricción externa. Se busca analizar si se cumplieron los objetivos trazados, es decir, si las políticas desarrolladas aumentaron el nivel de inversión en el sector hidrocarburífero que permitieran apuntalar la actividad y corregir el balance externo.

Palabras claves

Política energética / Macrismo / Argentina / Vaca Muerta-Neuquén

Abstract

With the change of government in 2015 in Argentina, there were changes in economic and energy matters with the implementation of free market policies. In the energy sector, measures were implemented to encourage private investment and withdraw state intervention in order to increase hydrocarbon production and improve the balance of payments, within the framework of a new external restriction process. Thus, the objective of the article is to analyze the economic and energy policy implemented considering the dynamics of the actors and their economic impact on the external sector. The aim is to analyze whether the objectives set were met, that is, whether the policies developed increased the level of investment in the hydrocarbon sector that would allow the activity to be supported and the external balance to be corrected.

Key words

Energy Policy / Macrismo / Argentina / Vaca Muerta-Neuquen

* El artículo se inscribe en el marco del Proyecto PICT 2020-Seriea-00595 «Una economía política de la financiarización en la Argentina contemporánea», financiado por la Agencia I+D+i.

** Doctor en Ciencias Sociales por la Flacso sede Argentina. Investigador Adjunto del Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (Conicet) con sede en el Área de Economía y Tecnología de la Flacso. Docente de la Flacso y Universidad de Lanús Argentina.
Correo electrónico: mbarrera@flacso.org.ar

Introducción

El triunfo de la alianza Cambiemos,¹ en el balotaje de noviembre de 2015, marcó un nuevo cambio en la política económica y energética argentina, bajo el supuesto de que las regulaciones económicas (administración del tipo de cambio, restricciones a la adquisición de moneda extranjera, precios regulados de los bienes energéticos, entre otros) implementadas por el gobierno anterior, sumado a la escasez de divisas originadas por la «falta de confianza» de los inversores eran las causantes del estancamiento económico que transitaba la economía desde 2011. Desde el flamante gobierno se debatió si convenía avanzar con medidas económicas de *shock* –de ajuste económico tradicional, con fuerte reducción del gasto público– o con políticas «gradualistas» que contemplaban el financiamiento del déficit fiscal a partir de endeudamiento externo, mientras se implementaban las reformas económicas.

Pese a que se decidió avanzar en un esquema «gradualista»,² sin implementar drásticos recortes del gasto público, desde el inicio de la gestión se estableció una marcada redistribución regresiva del ingreso en la sociedad, producto de: la devaluación inicial de la moneda, articulada con la eliminación o reducción de los derechos de exportación de productos primarios (fijando precios internos más altos de esos bienes); el incremento del precio de los servicios públicos a partir de la creciente quita de los subsidios y el aumento de las tarifas de transporte y distribución (electricidad, gas natural, agua y transporte); y de una estrategia de marcada represión salarial (Cantamutto y López, 2019; González y Fernández, 2021; Wainer, 2021).

La devaluación inicial de la moneda en torno del 55 por ciento fue acompañada de una batería de medidas económicas, entre las que se pueden destacar: a) apertura comercial con el objetivo de reestructurar el entramado industrial, favoreciendo las actividades con ventajas comparativas naturales³ (que impactó con un fuerte aumento de las importaciones de manufacturas); b) eliminación de las restricciones a la compra de moneda extranjera; c) fuerte incremento de la tasa de interés; d) desregulación del mercado financiero; e) eliminación de encajes y plazos de permanencia (apertura del movimiento de

¹ En diciembre de 2015 asumió el Poder Ejecutivo una alianza entre el histórico partido Radical y el nuevo partido Pro (Propuesta Republicana) fundado por Mauricio Macri, con políticas de libre mercado. Le ganó a la expresión peronista Frente de Todos, que gobernaba la Argentina desde 2003.

² Cabe señalar que el «triunfo» de la visión gradualista dentro de la coalición se debió al escaso margen con el que ganaron las elecciones presidenciales y a que el inicio de su gobierno no se dio en un contexto de grave crisis económica y social que habilitara socialmente políticas más agresivas.

³ El entonces presidente expresaba que la «Argentina debe ser el supermercado del mundo» (Perfil, 2017).

capitales); f) paulatina eliminación de la obligación de liquidar las divisas de las exportaciones; y g) un amplio programa de endeudamiento externo. Todo ello reeditó el patrón de acumulación de valorización financiera y un nuevo proceso de fuga de capitales (Barrera y Bona, 2018; E. Basualdo, 2020).

En materia energética, se trató de un nuevo paquete de políticas que, desde la perspectiva del gobierno, tuvo como objetivo generar incentivos económicos para dinamizar la actividad. Entre las principales medidas se pueden mencionar: a) declaración de la emergencia energética; b) convergencia de la cotización local del petróleo con la internacional; c) dolarización y paulatina convergencia del precio interno del gas natural con el costo de paridad de importación teórico del gas natural licuado; d) eliminación paulatina de subsidios con fuerte suba de las facturas de los servicios públicos nacionales; e) aumento de las tarifas de transporte y distribución de las empresas concesionarias privadas de gas natural (nacionales) y electricidad del Área Metropolitana de Buenos Aires (en adelante AMBA); f) un nuevo plan de incentivos a la producción de gas natural no convencional de la formación Vaca Muerta;⁴ y g) la realización de un programa de generación eléctrica a partir de energías renovables con precios dolarizados. Este conjunto de medidas se puso en práctica bajo el supuesto de que dinamizarían al sector aumentando la producción, reduciendo el consumo superfluo (generado por tarifas bajas) y permitirían recuperar amplios superávits comerciales que contribuirían a eliminar el estancamiento económico.

Sin embargo, esta estrategia entró en crisis con la devaluación de la moneda en marzo de 2018, la profundización de la crisis económica y la firma del acuerdo con el FMI que tuvo como contracara el mayor ajuste económico. En este contexto, el objetivo de este artículo es analizar la política energética implementada durante el gobierno de Mauricio Macri, considerando la dinámica de los actores que allí operaron y su impacto económico sobre el sector externo, en el marco del estudio de la política económica. Lo que se busca analizar es si se cumplieron los objetivos trazados bajo los cuáles se ejecutaron las medidas económicas y energéticas, es decir, si las políticas desarrolladas impactaron en aumentos del nivel de inversión en el sector hidrocarburífero que permitieran apuntalar la actividad y corregir el balance externo.

⁴ «La Formación Vaca Muerta, comúnmente conocida como Vaca Muerta, es una formación geológica del Jurásico Superior al Cretácico Inferior, ubicada en la Cuenca Neuquina en el norte de la Patagonia, Argentina. Es bien conocida como la roca anfitriona de los principales depósitos de petróleo de esquisto y gas de esquisto» (Wikipedia). Nota del editor.

Antecedentes recientes

Desde la década de 1940 existe un estrecho vínculo entre la restricción externa⁵ y el sector energético en la economía argentina, asociado al proceso de industrialización y la necesidad de generar más energía para convalidar este crecimiento. Quizá, la década del noventa podría presentarse como una excepción en la medida en que, por dos procesos distintos, el sector energético aportó más divisas a la balanza de pagos de las que consumió. Se trata, por un lado, del proceso de privatización de empresas públicas que, hasta 1999, contribuyó con ingresos al Estado por USD 11.271 millones. Por el otro, la desregulación de la actividad hidrocarburífera habilitó un mecanismo de sobreexplotación de los yacimientos a partir de las concesiones al capital privado y permitió alcanzar un superávit comercial de USD 21.052 millones dólares entre 1989 y 2001, principalmente de bienes con bajo valor agregado. Así, estas dos variables del balance de pagos aportaron USD 32.323 millones en los años señalados⁶ (Azpiazu y Schorr, 2001; Barrera, 2014; Barrera *et al.*, 2012; Kozulj y Bravo, 1993; Mansilla, 2007; Pistonesi, 2000; Sabbatella, 2014; Serrani, 2012).

La eliminación del modelo de regulación pública con predominio de la empresa estatal (1907-1989) (Barrera, 2014) que dolarizó los precios de los bienes energéticos, junto con la privatización del complejo energético y su posterior extranjerización desde mediados de la década del noventa trajeron aparejada una nueva configuración productiva ya que la Argentina se insertó dentro de las cadenas globales de valor de forma subordinada.⁷ Este proceso potenció comportamientos basados en ventajas asociadas a rentas

⁵ Por restricción externa se entiende el estancamiento o aumento del PIB por debajo de su potencial como consecuencia de la escasez de divisas para financiar los bienes y servicios importados y el pago de los compromisos externos de endeudamiento.

⁶ Esta información es incompleta para analizar el aporte del sector energético al balance de pagos porque debería agregarse los flujos de préstamos financieros e intereses, giro de utilidades y salida de capitales por repatriación, cuya información no existe desagregada para el sector para este período.

⁷ Desde comienzos de la década del setenta, la economía mundial enfrenta una creciente internacionalización de los procesos productivos, asociada a la fragmentación y deslocalización de la producción. Cada eslabón de la cadena de un bien o servicio se lleva a cabo donde los recursos y las habilidades necesarias para su realización están disponibles a precio y calidad competitiva, por lo que se configuran distintos patrones de estructuración geográfica y de inversión, de acuerdo a qué firmas líderes (por sus capacidades tecnológicas, innovadoras, comercializadoras, financieras o de desarrollo de marca) son las mayores responsables de estructurar los eslabones y cómo se distribuye la renta en el interior de la cadena (Santarcángelo *et al.*, 2017). Esto determina a su vez la modalidad en que el país se inserta en el comercio internacional y las posibilidades de avanzar en la cadena de valor. Pese a que la cadena hidrocarburífera en lo relativo a la energía no es marcadamente larga en términos organizativos, como puede serlo la cadena en las manufacturas, los extremos (*upstream* y *downstream*) son bastante profundos y se caracterizan por tener fuertes vínculos interempresariales.

naturales (en el segmento de extracción de petróleo y gas natural) o rentas institucionales, a partir de consolidar las barreras al ingreso de competidores (refinación y comercialización de derivados, transporte y distribución de gas natural, etc.) (Barrera, 2013, 2020; Kozulj, 2002; Recalde, 2012).

La crisis social y económica derivada de la implosión de la valorización financiera en 2001, con tasas de pobreza en torno del 65 por ciento y de desocupación en torno del 25 por ciento (Fernández y González, 2019), obligó al gobierno provisional de Eduardo Duhalde a pesificar las tarifas de los servicios públicos y a implementar derechos de exportación a los hidrocarburos para evitar que aumentaran los precios internos de esos bienes por efecto de la devaluación de la moneda. Esto generó reclamos de los grupos económicos locales y empresas extranjeras que buscaban mantener sus ingresos y rentabilidades en moneda extranjera. La respuesta del capital privado en el sector hidrocarburífero fue la profundización del proceso de subexploración iniciado a mediados de la década del noventa, lo que derivó en una mayor maduración de los pozos petroleros y gasíferos y una profundización de la caída de la productividad (Kozulj, 2002, 2005). En un país con una matriz energética que depende en un 90 por ciento de estos dos combustibles, la caída de la producción hidrocarburífera (petróleo desde 1999 y gas natural desde 2005) generó serios desequilibrios macroeconómicos. En este marco, la reactivación económica con tasas hasta 2011 del 6 por ciento anual acumulativo del Producto Bruto Interno y del 6,2 por ciento de la industria y, consecuentemente, con expansión del consumo de energía a un ritmo de entre el 3 por ciento (gas natural) y 4 por ciento (electricidad) anual, tuvieron impactos directos sobre el nivel de importaciones energéticas y, por ende, sobre el balance de pagos del país (cuadro 1).⁸

En efecto, como se presenta en el cuadro 1, esta estrategia derivó en un aumento de las cantidades importadas de combustibles líquidos y gaseosos en un contexto, además, de deterioro de los términos de intercambio energéticos entre 2003 y 2011. Este doble efecto de precios y cantidades generó que las importaciones crecieran de USD 548 millones a USD 9.829 millones anuales (en un escenario de fuerte contracción de las exportaciones).

⁸ Dado que no es objeto de este estudio, aquí no se desarrollará la política energética de los gobiernos kirchneristas (2003-2015). Para profundizar en este proceso se recomienda: Apud *et al.* (2009, 2011); Hancevic *et al.* (2016), Goldstein *et al.* (2016); Recalde (2011); Kozulj (2005); Serrani (2013); Serrani y Barrera (2018); Barrera (2012, 2021); Sabbatella y Serrani (2011).

Cuadro 1

Principales indicadores y tasa anual acumulativa de producción, consumo y sector externo del país y del complejo energético, 2003-2019 (2015=100, Ktep, % y millones de USD)

		2003	2011	2015	2019	2003-2011 (%)	2011-2015 (%)	2015-2019 (%)
P r o d u c i ó n	PIB (2003=100)	61,7	98,5	100,0	96,0	6,0	0,4	-1,0
	PIB industrial (2003=100)	65,5	106,1	100,0	86,5	6,2	-1,5	-3,6
	Primaria de energía (Ktep)	118,3	104,9	100,0	106,8	-1,5	-1,2	1,7
	Gas natural	118,6	106,1	100,0	115,0	-1,4	-1,5	3,6
	Petróleo	147,1	103,9	100,0	95,5	-4,3	-1,0	-1,1
C o n s u m o	Gas natural	70,6	92,6	100,0	86,9	3,4	1,9	-3,5
	Electricidad	62,3	88,2	100,0	97,6	4,4	3,2	-0,6
	Consumo final de energía	72,1	93,4	100,0	97,1	3,3	1,7	-0,7
S e c t o r e x t e r n o	Importaciones de comb. líquidos y gaseosos	22,6	84,8	100,0	66,5	18,0	4,2	-9,7
	Importaciones energéticas (millones de U\$S)	548	9.829	6.849	4.512	43,5	-8,6	-9,9
	Términos de intercambio energéticos (2003=100)	173,9	145,8	100,0	120,8	-16,1	-31,4	20,8
	Participación de las impo. sobre el consumo final de energía (en %)	10,0	29,1	32,0	21,9	14,2	2,4	-9,0
	Reservas internacionales (Millones U\$S) (dic. de cada año)	13.802	45.915	24.824	44.246	16,2	-14,3	15,5

Fuente: Elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía, Cammesa, Indec y Banco Central.

La emergencia del déficit del sector energético y el consecuente impacto en la macroeconomía derivaron en un cambio de política energética en 2012 a partir de la expropiación del 51 por ciento de las acciones que Repsol tenía en YPF y de la nueva normativa que buscaba alcanzar el autoabastecimiento. Así, se implementaron: el Plan Gas,⁹ para incentivar la producción no conven-

⁹ A través de este plan, los productores empezaron a cobrar 7,5 U\$S/MBTU por el gas que estuviera por encima de la producción «base», ajustada según una tasa de «declino» prevista para cada empresa (Resolución n° 1/2013). El Estado cubría la diferencia entre el precio percibido por las ventas a las transportistas y los 7,5 dólares (Arceo, 2018).

cional de este combustible, y el «barril criollo»,¹⁰ para mantener los incentivos para la producción de petróleo en la formación Vaca Muerta en un contexto de caída de la cotización internacional (Arceo, 2018; Barrera, 2021). Esta nueva batería de medidas permitió revertir el declino de la producción de petróleo (desde 2013) y gas natural (desde 2014) a partir de una fuerte inversión de YPF en la formación Vaca Muerta, lo que le permitió ahorrar importaciones a la Argentina (cuadro 1 y gráfico 3, más adelante).

Si bien se notó un cambio de tendencia desde 2012, como señala la literatura especializada (Barrera, 2021; Goldstein *et al.*, 2016; Serrani y Barrera, 2018; Wainer, 2021; Wainer y Arceo, 2017), no alcanzó para revertir el deterioro de la balanza comercial energética. Mientras que en 2006 el complejo energético generaba un saldo superavitario de alrededor de USD 6.080 millones, en 2014 el déficit era de USD -6.400 millones, es decir, una diferencia anual entre los años señalados de USD 12.480 millones. El fuerte drenaje de divisas de la economía para afrontar las importaciones energéticas explica, en gran medida, el proceso de restricción externa que originó el estancamiento económico del PIB que tuvo una variación positiva de apenas el 0,4 por ciento anual entre 2011 y 2015 (Serrani y Barrera, 2018).

El cambio de modelo energético durante el gobierno de Macri: del control de precios a la liberación de la actividad

En el campo energético, la asunción del gobierno de la Alianza Cambiemos generó un cambio de concepción ya que se pasó de la idea de autoabastecimiento a la de seguridad energética, que era explicada por el entonces ministro de Energía y Minería, Juan José Aranguren, como «tener oferta [de energía] variada, accesible y a precios razonables (...) que no es autoabastecimiento o soberanía hidrocarburífera» ya que es indistinto si proviene de producción local o importada (Guerriero, 2017). De allí que fue uno de los sectores emblemáticos del gobierno en materia de liberalización de la actividad y tuvo a Aranguren como un fiel exponente de estas ideas.¹¹ Desde la visión del gobierno, la dolarización y desregulación de los precios

¹⁰ Se denominó «barril criollo» a la política que permitió que en 2014 el precio interno del barril de petróleo se mantuviera en torno de los 70 USD/barril cuando su cotización internacional se ubicaba en 50 USD/barril.

¹¹ Antes de asumir el Ministerio, sobre el segmento de petróleo declaró que «con el nivel de equilibrio del tipo de cambio, el mercado va a decidir luego el precio del crudo [y los combustibles] en el mercado interno» (Clarín, 2015), mientras que ya en funciones afirmó que, en 2020, luego de los acuerdos establecidos, habrá un «mercado de gas natural completamente libre» (Telam, 2017).

era necesaria para que el complejo energético incrementara la formación de capital. Con base en esta visión, las inversiones se realizarían a través de las mayores tarifas que pagarían los usuarios, evitando que el Estado aplicara subsidios, lo que ayudaría a reducir el déficit fiscal. Incluso, según argumentaban, el aumento de tarifas posibilitaría contraer el consumo energético elevado «artificialmente» por su precio subsidiado.

El modelo energético de Cambiemos trató de emular la política sectorial implementada en la década de 1990 sin considerar que las condiciones nacionales e internacionales eran significativamente distintas¹². El gráfico 1 permite analizar la evolución del índice Brent-TCR, que relaciona el precio del barril de petróleo Brent (como *proxy* del precio de la energía)¹³ y el tipo de cambio real de largo plazo. Tal como se advierte, la década del noventa fue excepcional por tres razones combinadas:

- a) Tipo de cambio fijo: producto de la sanción de la Ley de Convertibilidad en 1991, el peso se igualó en 1 dólar hasta el 6 de enero de 2002 cuando se eliminó la convertibilidad.
- b) Tipo de cambio real (TCR) atrasado: el anclaje del tipo de cambio en abril de 1991, con una inercia inflacionaria que se mantuvo por encima de los dos dígitos interanuales hasta finales de 1993, generó una fuerte apreciación cambiaria. Durante esta etapa el TCR se ubicó 51 por ciento por debajo del promedio de las seis décadas anteriores (pese a sus oscilaciones en esos años).
- c) Bajo precio de la energía: la cotización del barril de petróleo a 30 USD/barril en promedio fue bajo respecto a otros períodos (la mitad de la década previa y un cuarto del pico máximo de la siguiente).

En la práctica, estos tres elementos permitieron que durante los noventa se desregularan y dolarizaran los bienes energéticos con bajo impacto en moneda local. Si bien dos de las tres condiciones estaban dadas al inicio de la gestión de Cambiemos, era esperable que no se mantuvieran durante su gobierno. Se alude, por un lado, a que el tipo de cambio se encontraba

¹² Adicionalmente, a inicios de la década del noventa la Argentina disponía de reservas gasíferas por el equivalente a 40 años con un precio en el mercado interno en torno a 1 USD/MM BTU y era exportador neto (Kozulj, 2005).

¹³ Si bien no es estrictamente correcto tomar el valor del barril del petróleo para analizarlo como equivalente a la evolución del precio de la energía, cabe señalar que es una referencia para cotizaciones de otros combustibles sustitutos como el gas natural, cuya incidencia es muy relevante en el precio de la electricidad (relación que se rompería en 2022 con la invasión de Rusia a Ucrania). En momentos de dolarización y desregulación de los bienes energéticos, su oscilación impacta directamente en las cotizaciones locales.

atrasado a pesar de la devaluación de diciembre de 2015, ya que la aceleración inflacionaria licuó esa competitividad; por otro lado, a que la caída del precio del petróleo en 2016, que llevó el barril Brent a 30 USD, se debió a un desajuste circunstancial entre oferta y demanda. En este contexto, cabe resaltar que el gobierno de Macri había decidido una política de tipo de cambio flexible,¹⁴ a diferencia del tipo de cambio fijo o administrado de las gestiones anteriores. Este no es un detalle menor, en la medida en que se instrumentó esta política en un contexto de marcada inestabilidad económica como consecuencia de: a) la apertura y desregulación de la cuenta financiera (lo que le daba mayor vulnerabilidad externa a la economía local ante el movimiento de capitales financieros); b) caída de las exportaciones a Brasil, principal socio comercial, por la recesión económica del país vecino, lo que generó menor ingreso de divisas a la Argentina; c) la «guerra comercial» desatada entre Estados Unidos y China, que conllevaba una elevada volatilidad global y; d) declaraciones por parte del titular de la Reserva Federal que enfatizaban la necesidad de subir la tasa de interés de su economía que terminaría «aspirando» capitales «golondrina» de las economías periféricas («*fly to quality*») (Cifra, 2017).

A los pocos meses, estas condiciones comenzaron a alterarse. Mientras que en enero de 2016 el precio del Brent cotizaba a 30 USD/barril, su valor más bajo en las últimas dos décadas, seis meses después había aumentado 78 por ciento y hacia mediados de 2018 superaba los 75 USD/barril (+150 por ciento), lo que se expresa en un significativo crecimiento del índice Brent/TCR hasta enero de 2018 (209,5) (gráfico 1).

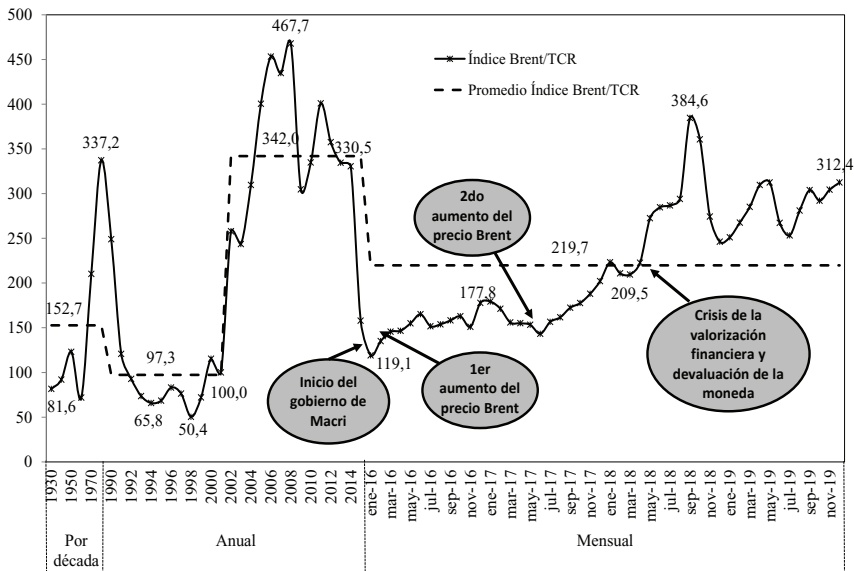
A este fenómeno externo se le sumó el inicio de la crisis del patrón de valorización financiera desde el segundo trimestre de 2018.¹⁵

¹⁴ Así lo expresaba, entre otros, Sturzenegger, entonces presidente del BCRA: «La nueva administración de los EE.UU. probablemente mueva las finanzas de ese país hacia un equilibrio con mayores tasas de interés y apreciación global del dólar. *Respiro aliviado que tengamos un tipo de cambio flexible* que nos permita desligarnos de esa apreciación, preservando la competitividad de nuestra economía, y protegiendo así la actividad económica y primordialmente la de la industria» (Sturzenegger, 2016).

¹⁵ Para un análisis de las causas de la crisis económica se recomienda, entre otros, Bona y Barrera (2021), Manzanelli, González y Basualdo (2020), Cantamutto y López (2019) y Sturzenegger (2019). Sin embargo, existe cierto consenso en que la crisis estuvo asociada a la política financiera implementada. La eliminación de los controles existentes tanto en el mercado de cambios, en el sector financiero y en el comercio exterior sumado al fuerte aumento de la tasa de interés que se situó inicialmente en torno del 40 por ciento anual generó un masivo ingreso de capitales financieros a la economía que permitió una inicial estabilización del tipo de cambio. A la par que se quitaba la obligatoriedad de liquidar las divisas, luego de que la gestión de Mauricio Macri resolviera el conflicto con los denominados *holdouts* o «fondos buitre», se inició un masivo proceso de endeudamiento externo que, durante los primeros tres años de gestión, incrementó los pasivos en moneda extranjera en USD 120.000 millones, equivalente al 20 por ciento del Producto Bruto Interno de 2017. Según el entonces ministro de Economía Prat Gay, el país ingresaba en un «*debt-led growth*», el cual permitía reinsertarse en los mercados internacionales, mejorar las relaciones con los países del centro y,

Gráfico 1

Evolución del índice Brent/TCR, 1930-2019 (número índice 1999=100)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de Indec, BCRA, Ministerio de Energía, Bureau of Labor Statistics y Department of Energy.

La restricción del crédito externo aceleró el proceso de fuga de capitales entre abril y agosto de 2018 —solo en mayo salieron del sistema USD 5.792 millones (el 10 por ciento de las reservas de divisas del país)— que, en el marco de una política cambiaria flexible, dinamitó la estabilidad de la divisa extranjera, cuyo valor pasó de \$20 a \$42 en esos meses. El gobierno acudió al Fondo Monetario Internacional y acordó un préstamo por USD 56.300 millones (de los cuales ingresaron USD 44.154 millones), el más alto de la historia del organismo internacional a cambio de una serie de condicionamientos, entre ellos, la reducción del gasto público y la contracción de la base monetaria (Bona

bajo un contexto favorable a las inversiones, estar en mejores condiciones para refinanciar la deuda a tasas decrecientes (Bona y Barrera, 2021). Sin embargo, a inicios de 2018 el grueso de los capitales financieros que habían ingresado desde 2016 incentivados por las altas tasas de interés que otorgaba el gobierno nacional con las Letras del Banco Central (Lebacs), identificaron que el modelo económico estaba llegando a su límite e iniciaron un proceso de salida masiva y se evidenciaron las restricciones para acceder a nuevo financiamiento de los mercados de capitales. En consecuencia, el tipo de cambio pasó de \$20 por dólar a \$40, y produjo un espiral de inflación y una crisis económica y política en el gobierno. El cierre de los mercados de capitales para acceder a nuevas divisas que permitieran convalidar la fuga de capitales y pagar los vencimientos de deuda, llevó al gobierno de Mauricio Macri a un acuerdo con el FMI por USD 56.300 millones.

y Barrera, 2021). Pese a estos intentos, el patrón de acumulación ya había ingresado en su etapa final tanto en su aspecto político como económico. Este efecto combinado de aumento del precio internacional del barril y de devaluación de la moneda doméstica terminó de dinamitar la política energética de dolarización y desregulación, en la medida en que, como se expresa en el gráfico 1, con un índice de 384 puntos, de los más altos de la historia argentina, se hubiera traducido en precios locales con serias dificultades para ser absorbidos por la industria, comercios y sector residencial.¹⁶ Este nuevo contexto local y externo obligó al gobierno a revisar su política energética y lo llevó a recomponer los subsidios y desvincular nuevamente los precios locales de los externos para evitar las protestas sociales.

La política implementada durante los primeros dos años tuvo un impacto directo en los precios de la canasta de bienes energéticos del país, que subieron por encima del índice de precios nacional (+294,6 por ciento) y de la evolución del salario de los trabajadores registrados (228,0 por ciento) (cuadro 2). En gas natural, la propuesta inicial de Aranguren consistía en llevar el valor en boca de pozo de 1,29 USD/MM BTU de marzo de 2016 a 6,78 USD/MM BTU en octubre de 2019, con incrementos pautados en abril y octubre de cada año. Este valor de 6,78 USD/MM BTU definido era el costo de paridad de importación teórico del precio del gas natural previsto en 2016 para 2019. Sin embargo, la devaluación del peso hizo inviable ese sendero por el impacto en las tarifas de los hogares, comercios e industrias. Este nuevo escenario desencadenó la salida del ministro Aranguren en junio de 2018 y su reemplazo por Javier Iguacel quien fijó el valor del gas en boca de pozo en torno de los 4 USD/MM BTU. Sin embargo, el congelamiento de los servicios dispuesto por Macri, luego de la derrota en las elecciones PASO (Primarias Abiertas Simultáneas y Obligatorias) en octubre de 2019, y la nueva devaluación de la moneda generaron una caída del precio en dólares del gas que ingresa al sistema (PIST) que cerró en torno de los 3 dólares. El incremento en dólares y la variación del tipo de cambio generaron que, en pesos corrientes, el precio PIST creciera 1.100 por ciento (que no fue mayor por el último congelamiento) con un impacto equivalente en la factura de un hogar tipo del AMBA que aumentó 1.889,8 por ciento por el incremento adicional de las tarifas de transporte y distribución (cuadro 2).

¹⁶ Cabe recordar que durante el modelo de regulación pública con predominio de la empresa estatal (1907-1989) y durante el periodo 2002-2015, los precios internos estaban desvinculados de los externos, por lo que las variaciones del gráfico son teóricas (Barrera, 2014).

Cuadro 2

Variación nominal en pesos corrientes del costo y del precio de los bienes energéticos por sector, de la inflación y del salario, dic. 2015-dic. 2019 (en porcentajes)

		Var. % \$ corrientes
Gas natural	Precio Ingreso Sistema Transporte (PIST)	1.097,4
	Factura residencial*	1.889,8
Electricidad	Costo de generación de electricidad	443,0
	Precio mayorista de venta a transportistas	2.195,5
	Factura residencial*	2.795,1
Petróleo	Crudo internacional	999,4
	Crudo local	407,2
	Naftas y gasoil	367,5
Inflación		294,6
Salarios registrados del sector privado		228,0

*Para la construcción de la factura se consideró para un nivel de consumo moderado de un hogar del conurbano bonaerense, con un consumo mensual de 75 m3 de gas natural (usuario R2 3) y de 238 kWh de electricidad (usuario R2) (Barrera, 2019).

Fuente: Elaboración propia en base a datos de ENRE, ENARGAS, CAMMESA, Indec, CIFRA y Ministerio de Trabajo.

En materia eléctrica, desde el inicio de la gestión, el gobierno había dispuesto la paulatina eliminación de los subsidios. Cabe señalar que en diciembre de 2015 el precio de venta de la energía eléctrica a las distribuidoras cubría el 14 por ciento del costo de generación, es decir, el 86 por ciento estaba subsidiado a través de transferencias del Tesoro nacional.¹⁷ Si bien en la primera etapa se redujeron sensiblemente los subsidios (bajaron del 86 por ciento al 32 por ciento) la crisis de 2018 alteró la ecuación económica y el Poder Ejecutivo decidió recomponer los subsidios para evitar mayores aumentos de tarifas (frente al aumento del 443 por ciento de los costos de

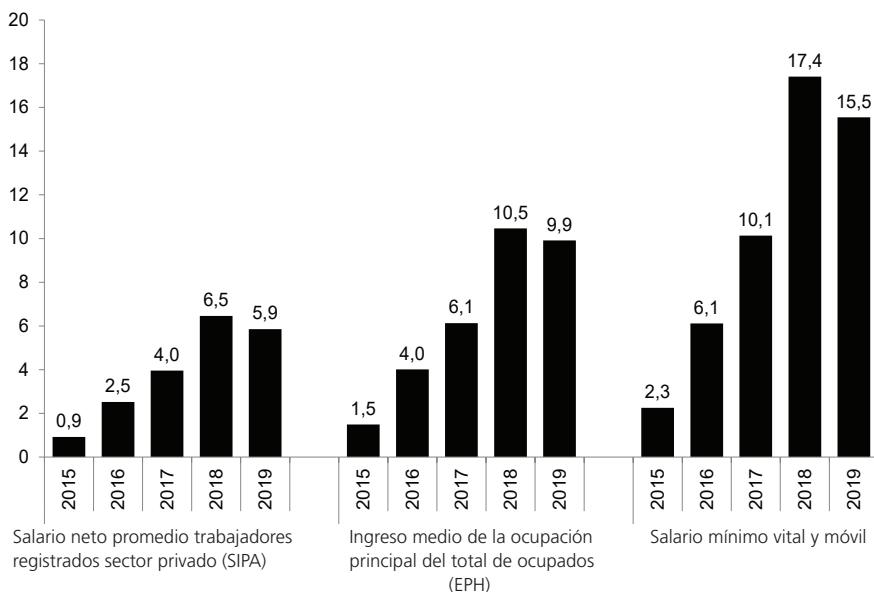
¹⁷ El mecanismo establecido era el siguiente: Cammesa (Compañía Administradora del Mercado Eléctrico Mayorista S.A.), que se encarga de coordinar la oferta y demanda de electricidad compraba la energía a las generadoras al valor real y se lo vendía a las distribuidoras a un precio inferior. Por ejemplo, en diciembre de 2015, Cammesa compraba a 670 \$/mWh (equivalente a 59 USD/mWh) y lo vendía a 95 \$/mWh (equivalente a 8,3 USD/mWh), por lo que el precio pagado por el usuario final era equivalente al 14 por ciento del costo real de generación. La diferencia era compensada por el Tesoro Nacional a Cammesa.

generación del sistema)¹⁸ y cerró su gestión con tarifas que cubrían el 60 por ciento del costo de generación (es decir, el 40 por ciento estaba subsidiado por el Tesoro). Adicionalmente, desde 2019 se dispuso el congelamiento de las tarifas eléctricas. En resumidas cuentas, en pesos corrientes el precio de la electricidad mayorista subió 2.200 por ciento en este período, mientras que el valor de la tarifa residencial de un hogar tipo del AMBA creció 2.800 por ciento.

La quita de subsidios al precio de la energía eléctrica y al gas natural, sumado a los aumentos en las tarifas de transporte y distribución de ambos bienes energéticos, generó impactos importantes en el ingreso de la población.

Gráfico 2

Participación del pago de los servicios de electricidad y gas natural en cada tipo de salario a diciembre de cada año, dic.2015-dic.2019 (en %)*



*Para la construcción de la factura se consideró para un nivel de consumo moderado de un hogar del conurbano bonaerense, con un consumo mensual de 75 m³ de gas natural (usuario R2 3) y de 238 kWh de electricidad (usuario R2)

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Ministerio de Trabajo, Indec, Enargas, y ENRE.

¹⁸ El incremento de los costos se debió principalmente al aumento derivado de los contratos de abastecimiento del MEM, muchos de ellos dolarizados y por los sobrecostos transitorios de despacho por el uso de combustibles líquidos que tienen un costo superior al gas natural.

Tomando como referencia un consumo promedio del AMBA (donde vive alrededor del 40 por ciento de la población del país), el peso de las facturas de energía eléctrica y gas natural se incrementó entre 6 y 7 veces entre diciembre de 2015 y el mismo mes de 2019. Considerando el salario promedio de los trabajadores registrados del sector privado, las facturas de ambos servicios pasaron de representar el 1 por ciento al 6 por ciento, luego de haber llegado al máximo valor en diciembre de 2018 con el 6,5 por ciento. Por su parte, si se considera el ingreso medio de la ocupación principal (incluye trabajadores registrados y no registrados y no sólo remuneración salarial), estos servicios llegaron a explicar el 10 por ciento de los ingresos (gráfico 2), mientras que tomando en cuenta el salario mínimo vital y móvil, los guarismos llegaron al 15,5 por ciento. Cabe recordar que la política inicial trazada por el gobierno tenía un sendero de precios que no se pudo completar producto de la devaluación de la moneda que incrementó los costos energéticos en moneda local. En consecuencia, desde mediados de 2018 se frenaron los aumentos previstos, de allí que en 2019 los valores sean menores a los del año previo (gráfico 2).

Por último, cabe realizar cierta apreciación respecto del petróleo y sus derivados. Cuando Aranguren asumió la cartera energética, se iniciaron acuerdos para lograr la convergencia de precios locales con los externos que se alcanzó a inicios de 2017, momento en que la cotización rondó los 55 dólares el barril. Esta convergencia fue posible porque en enero de 2016, cuando asumió el nuevo gobierno, el precio del petróleo había alcanzado su nivel más bajo desde 2004 (30 USD/barril), lo que permitió que, en un contexto de tipo de cambio atrasado, pudieran converger. Sin embargo, el aumento del precio Brent y la devaluación de la moneda derivaron en la ruptura de la desregulación sectorial y el inicio de negociaciones¹⁹ para evitar que estos aumentos se trasladen al surtidor. En consecuencia, mientras que durante la gestión de Cambiemos el barril internacional medido en moneda local se incrementó 1.000 por ciento, el barril interno creció 407 por ciento y las naftas subieron 367 por ciento, lo que generó críticas de las petroleras locales porque no pudieron trasladar todo el aumento al consumidor (cuadro 2). Medidos en moneda extranjera, los precios de la nafta tuvieron una

¹⁹ Entre las principales medidas se encuentran la creación del «Acuerdo de Estabilidad de Precios con Cuenta Compensatoria» y la implementación de precios del barril local por debajo del internacional con incrementos pautados e inferiores al barril para los combustibles.

contracción del 29 por ciento frente a una evolución del barril interno del menos del 19 por ciento.

En suma, la política de dolarización de los bienes energéticos iniciada por el macrismo se enfrentó al (previsible) cambio en las condiciones internacionales y locales. La devaluación de la moneda, en un contexto de dolarización de los bienes energéticos, puso en evidencia la descoordinación entre la política macroeconómica y la sectorial, lo que se expresó en cortocircuitos en la estructura de los precios relativos. Así, mientras hacia 2019 el gobierno esperaba reducir al 10 por ciento el subsidio a la energía eléctrica mayorista, llegó al final de su mandato con aportes del Estado que cubrían el 40 por ciento del precio. Asimismo, las partidas asignadas al Plan Gas crecieron 70 por ciento en dólares en 2019 respecto de 2018. Este frágil escenario se enfrentó, a su vez, con las exigencias por parte del FMI para que la economía alcanzase el equilibrio primario, lo que ponía en tensión la estructura de subsidios. Este complejo escenario derivó en una contradicción: mientras que en la fase de «gradualismo» (hasta mediados de 2018) se aplicó una política macroeconómica de redistribución regresiva sin ajuste del gasto público, acompañada de un fuerte recorte de las erogaciones estatales en subsidios energéticos, luego del acuerdo con el FMI y de la brusca pérdida de valor del peso argentino, se inició un fuerte ajuste del gasto estatal (Cifra, 2021), en el marco de una recomposición de subsidios y acuerdos de precios de los combustibles líquidos. Hacia el final del período, el gobierno recibió fuertes críticas de todos los actores sociales involucrados, que expresó la inviabilidad de la política energética implementada bajo las condiciones existentes: usuarios con fuertes aumentos en el marco de la caída del salario real, aumentos del nivel de subsidios (contrario a las exigencias del FMI) y congelamiento de tarifas y acuerdos en los precios de los combustibles en 2019 (con críticas de las empresas de servicios y petroleras).

La concepción privatista del gobierno y el giro en Vaca Muerta

En materia hidrocarburífera, la política del gobierno de Macri generó cambios en el tipo de intervención del Estado tanto en términos del redireccionamiento de los subsidios, como en el desempeño de la compañía controlada (YPF). Ante el vencimiento del Plan Gas I y II en 2017 y 2018, a finales de 2016 emergieron presiones por parte de los principales grupos económicos, entre ellos Techint, para mantener un precio sostén del gas natural en 7,5 USD/MM

BTU además de reducir el «costo laboral».²⁰ La respuesta del gobierno para «dinamizar inversiones» fue doble: por un lado, negoció con el sindicato y las empresas que operan en Neuquén, una adenda al Convenio Colectivo de Trabajo que flexibilizó las condiciones de trabajo (Basualdo *et al.*, 2019). Por el otro, sancionó la Resolución 46/2017 que consistió en un nuevo Plan Gas que fijó un sendero descendente de la cotización del gas natural en boca de pozo hasta 2021 de 7,5 a 6 dólares por MM BTU. A diferencia de los planes iniciales que eran por empresa, aquí se realizó sobre los proyectos nuevos.

El resultado de estas medidas permite observar una relevante alteración en la distribución de subsidios entre los principales actores. Una primera aproximación del cuadro 3 advierte sobre las fluctuaciones en materia de subsidios energéticos del gobierno de Macri. Durante el primer año las transferencias del Estado al sector privado en el marco del Plan Gas I subieron de 1.180 millones de dólares (en 2015) a 1.787 millones. Sin embargo, en los años posteriores comenzaron a descender, producto de la finalización del Plan Gas inicial, con una clara caída en 2018. Sin embargo, la restitución de subsidios a través de la Resolución 46/2017 permitió aumentar un 70 por ciento las transferencias a las empresas en el último año de su gestión.

No obstante lo señalado, la principal alteración respecto de la etapa previa está asociada con el claro sesgo hacia las empresas privadas en la orientación de los subsidios. Con una transferencia de recursos de 621 millones de dólares, en 2019 YPF percibió apenas el 7,5 por ciento, lejos del 58 por ciento de 2016. En este marco, y luego del frustrado llamado del gobierno al capital extranjero para que invirtiera en Vaca Muerta, los grupos económicos locales, con Tecpetrol (Techint) a la cabeza, pero secundados por CGC (Eurnekian), percibieron casi el 60 por ciento de los recursos.²¹ Las empresas extranjeras mantuvieron la misma participación tomando entre puntas, aunque durante los años 2017 y 2018 llegaron a captar el 27 por ciento de los recursos.

²⁰ En el Coloquio de la Asociación Empresaria Argentina (AEA), Paolo Rocca, CEO del Grupo Techint, sentó las bases de lo que sería la política hidrocarburífera del macrismo al expresar que se necesita «fijar un precio de referencia para el gas [de esa formación], en el orden de los US\$ 7 a los US\$ 7,5 el millón de BTU [y que se necesitan cinco años como mínimo para dar impulso al sistema y permitir alcanzar economías de escala]» (Fernández Blanco, 2016). Luego de esa conferencia, en un programa de televisión terminó de delinear el plan: «Dentro del salario muy alto del obrero, están las horas extra en el período de transporte, las que se llaman horas taxi. Hay una combinación de costos y falta de productividad que hay que negociar» (Rocca, 2016).

²¹ Si se restringe la información a la Resolución 46/2017, que explica el 82 por ciento de las transferencias del año, los grupos locales (Techint y CGC) se apropiaron del 68 por ciento de los subsidios, mientras que las empresas extranjeras percibieron el 9 por ciento. Si bien el Plan Gas I finalizó en 2017, existieron pagos durante los años posteriores. Para un análisis de los beneficios económicos que le generó al grupo Techint, se recomienda Sabbatella (2020), mientras que para considerar el impacto en la cúpula empresarial se puede consultar a García Zanotti y Schorr (2021).

Cuadro 3

Evolución de la participación de los subsidios* a la producción de gas natural no convencional por empresa y forma de capital, 2015-2019 (en % y millones de dólares)

Empresa	Forma de capital	2015	2016	2017	2018	2019**	
YPF	Estatal	S/I	57,6	47,7	2,5	7,5	
Tecpetrol	GE	S/I	0,0	0,0	28,3	43,2	
Pan American Energy	Asociación	S/I	14,7	14,4	2,6	1,9	
Total Austral	ET	S/I	7,5	10,7	3,9	5,0	
Compañía General de Combustible	GE	S/I	1,6	3,1	16,5	13,3	
Wintershall Energía	ET	S/I	6,0	8,0	2,0	2,3	
Pampa Energía	GE	S/I	4,9	6,9	8,5	0,0	
Pbbpolisur	ET	S/I	0,0	3,1	16,4	6,0	
Otros	S/I	S/I	7,8	6,1	19,3	16,2	
Total subsidios en MM de U\$S			1.180	1.787	1.107	367	621

Participación por forma de capital (%)

Estado nacional	S/I	56,4	46,1	2,5	7,8
Grupos económicos	S/I	7,8	12,3	53,6	59,2
Empresas extranjeras	S/I	19,5	26,4	27,2	20,0
Asociaciones	S/I	16,3	15,2	9,6	3,4
Estado provincial	S/I	0,0	0,0	7,2	9,5
Total general	S/I	100,0	100,0	100,0	100,0

* Se incluyen los distintos planes de estímulo a la producción de gas natural no convencional.

** Si bien el monto final del subsidio corresponde al año completo, la participación se realizó con base en la información disponible por la Secretaría de Energía que llega al tercer trimestre.

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Secretaría de Energía y del Área de Economía y Tecnología de la Flacso.

Este redireccionamiento de los subsidios explica, en parte, el comportamiento de las inversiones de YPF que se redujeron a la mitad entre 2015 y 2018 (gráfico 3). Pese a que el Plan de 100 días lanzado por la empresa en 2012 (previo a la existencia de los planes de estímulo) preveía inversiones entre los 6 y 7 mil millones de dólares para los años 2016 y 2017 (YPF, 2012), la nueva conducción retrajo la formación de capital a 2.881 millones de dólares hasta 2019. Si se circunscribe a la inversión en recursos no convencionales, la caída fue de 2.333 millones de dólares a 1.945 millones, alcanzando valores mínimos de 1.430 millones. La reducción de su participación en los subsidios de los distintos planes de estímulo y los desequilibrios originados por la devaluación de la moneda y la caída de los precios de venta de sus combustibles medidos en USD, impactaron negativamente en su financiamiento.

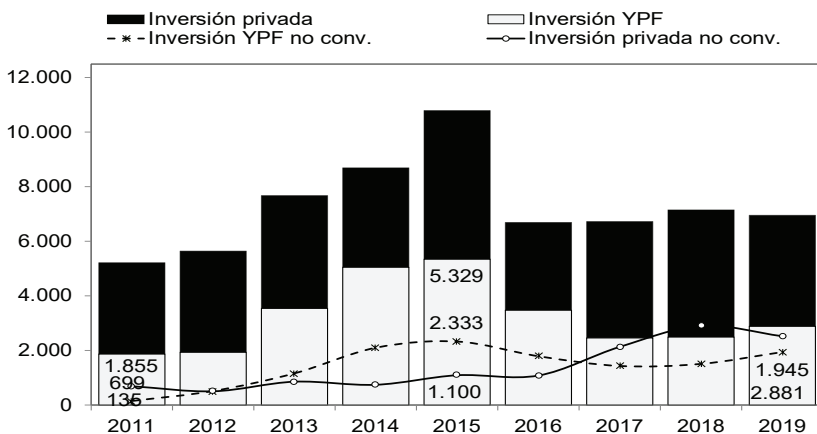
Como era de esperar, esta nueva política energética generó un cambio radical en la dinámica de los actores. La información del gráfico 3 es clara al respecto. En el período que se extiende entre la expropiación de YPF y el final del gobierno de Cristina Fernández, YPF explicó el 83 por ciento del crecimiento de la producción de gas natural no convencional seguida por las asociaciones entre firmas nacionales y extranjeras (15 por ciento, centralmente Pan American Energy). Los grupos económicos locales tuvieron un rol marginal, siendo los más cautelosos en materia de riesgos de inversión y, consecuentemente, de extracción (3,9 por ciento), mientras que la caída de las extranjeras se debe a la venta de los activos de Apache en 2014 a YPF a través de YSUR. Aun así, tanto Total Austral (en su yacimiento Aguada Pichana), como Petrobras (en El Mangrullo y Río Neuquén) lograron aumentos importantes de producción. El escenario petrolero es aún más contundente: YPF explicó el 99 por ciento del crecimiento de la producción de este tipo de hidrocarburos, a partir de la inversión con Chevron en la prueba piloto de Loma Campana, lo que denota un predominio durante este período por parte del Estado impulsando la actividad y asumiendo el costo de aprendizaje de estos yacimientos. Esto le permitió obtener los mejores resultados productivos y liderar la etapa.

Sin embargo, el período de gobierno de Mauricio Macri marcó un giro radical en este punto. En el segmento de producción de gas natural YPF tuvo una significativa caída en su aporte (27 por ciento) no sólo por la expansión de los grupos nacionales que contribuyeron en un 60 por ciento en la producción no convencional, sino porque en 2019 la empresa con mayoría estatal redujo la producción no convencional un 3 por ciento, luego de ocho años de expansión constante. En realidad, el elemento central es que, por la caída de la producción no convencional y la persistente contracción de la extracción convencional, en 2018 y 2019 YPF se registraron descensos interanuales en gas natural (2 por ciento y 6 por ciento, respectivamente).

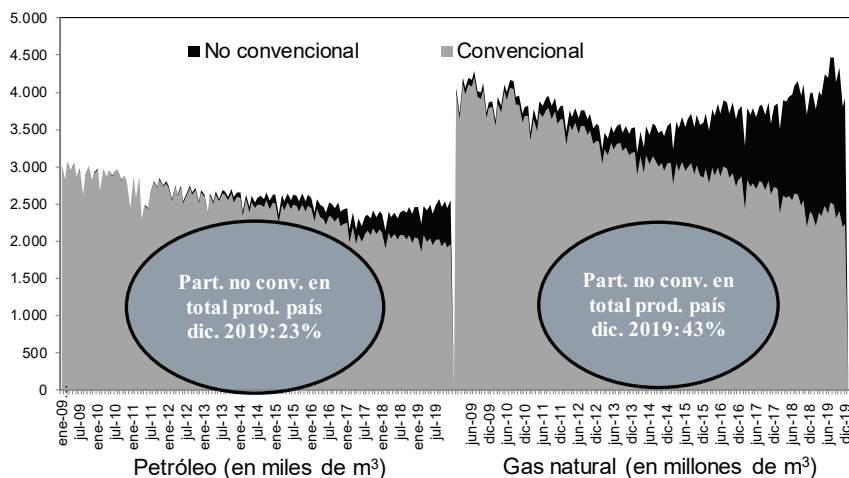
El liderazgo de esta nueva etapa lo tomaron los grupos locales con la expansión de Tecpetrol (Techint) en el yacimiento Fortín de Piedra y de CGC (Eurdekián) en Campo Indio, ambos a partir de los subsidios de la Resolución 46/2017, y del grupo Pampa Energía que adquirió los activos de Petrobras Argentina en 2015. Las empresas extranjeras también crecieron en su contribución, por los aportes de Total Austral y en muy menor medida de Exxon Mobil.

Gráfico 3

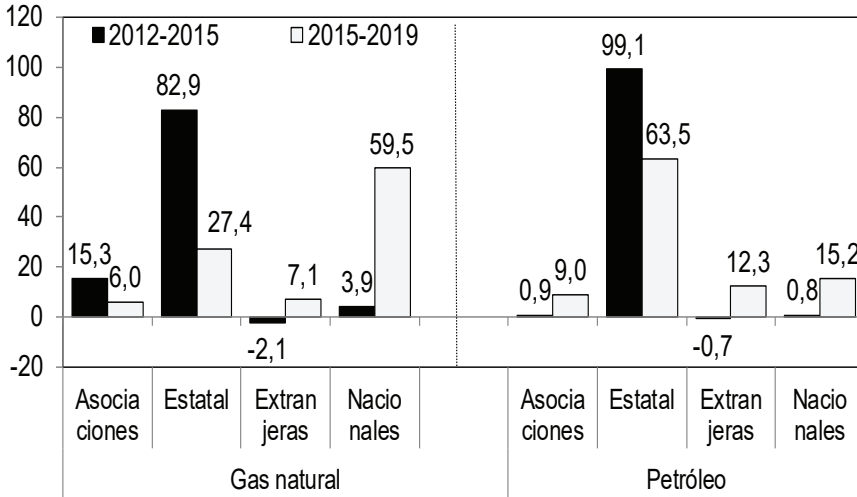
**Evolución de la inversión bruta en el sector primario hidrocarburífero, 2011-2019
(en millones de dólares)**



**Evolución de la producción convencional y no convencional de crudo y gas natural,
enero 2009- diciembre 2019**



Contribución al crecimiento de la producción de gas natural y petróleo no convencionales por fracción de capital, 2012-2015 / 2015-2019 (en %)



Fuente: Elaboración propia con base en datos de la Secretaría de Energía y del Área de Economía y Tecnología de la Flacso.

En el segmento petrolero, cabe recordar que, durante el período 2015-2019, la producción se contrajo. La eliminación del barril criollo convergió con un período de precios internacionales que osciló en torno a los 50/60 USD/barril, un valor que no generó los «estímulos» necesarios para el desarrollo por parte del capital privado, en la medida en que, durante esos años, el «*break-even*» del petróleo no convencional de Vaca muerta se ubicaba en 50 USD/barril (Iguacel, 2018). Según datos de la Secretaría de Energía, entre 2015 y 2017 las inversiones en pozos productores de petróleo se contrajeron un 45 por ciento.

Distinto fue el escenario del gas natural en el que se garantizó un precio sostén, lo que derivó en mayores inversiones de estas empresas. En igual período aumentaron 23 por ciento las inversiones en pozos productores de gas.

Como se advierte en el gráfico 3, la pérdida de dinamismo de YPF también es relevante al reducir su contribución del 99 por ciento a dos tercios del crecimiento, pero de igual modo se mantuvo como la compañía con mayor aporte. En un segundo lugar, en términos del aporte al crecimiento

de la producción de petróleo no convencional, están los grupos locales, con una performance relevante de Vista Oil & Gas con el yacimiento Médano de la Mora y Tecpetrol con Fortín de Piedra. En cuanto a las empresas extranjeras que dieron cuenta del 12 por ciento de la expansión durante el período 2015-2019, la principal empresa productora fue Shell, una firma que hasta 2015 no tenía inserción, lo que también genera sospechas en la medida en que el entonces ministro de Energía había sido el presidente de la filial local.

Más allá de estudios específicos de cada firma, el análisis en materia de inversión y producción desde 2012 da cuenta de un cambio del tipo de intervención del Estado por parte del macrismo. Se trata, en suma, de la utilización del Estado como instrumento para realizar las inversiones de riesgo para luego ceder ese «terreno» al capital privado para que amplíe la formación de capital «incentivándolo» tanto con la desregulación de los bienes energéticos como con subsidios que salen de las arcas públicas y que podrían haber ido a financiar a la empresa controlada por el Estado (YPF S.A.).

Como sucedió en otras etapas de la historia argentina, el corrimiento del Estado, luego de realizar los principales costos hundidos, permitió que las firmas privadas pudieran aprovechar el *know how* acumulado y con menores grados de inversión relativa, aumentasen sensiblemente la producción. Sin embargo, a diferencia de lo declamado por el gobierno, la dolarización de la actividad no se tradujo en mayores inversiones. Como fue señalado, en materia petrolera la producción se contrajo durante este período y en lo relativo al gas natural el crecimiento fue consecuencia de la continuidad de los planes de estímulo implementados desde 2012.

En este contexto, cabe señalar que la desregulación y dolarización de precios no alcanza *per se* para incentivar la inversión en un país periférico y con recurrentes crisis económicas y de balance de pagos como la Argentina. Existen factores que inciden en la toma de decisiones sobre inversión en esta actividad, tales como los incentivos fiscales («barril criollo», «Plan gas», etc.); la relación entre los costos de producción interna («*break-even*») y el precio de venta interna y externo; el riesgo geológico (máxime en formaciones no convencionales sin experiencias de explotación); el acceso al mercado externo (considerando el bajo tamaño relativo del mercado local); la estabilidad cambiaria, macroeconómica y normativa local, en función de que se trata de inversiones de largo plazo; y el contexto económico internacional.

Del déficit externo al equilibrio

La expropiación del 51 por ciento de las acciones de YPF en 2012, la sanción de un nuevo marco jurídico y la implementación de programas de estímulo marcaron un cambio en la dinámica del sector primario que permitió aumentar la producción de hidrocarburos. Pese a que el gas natural convencional mantuvo tasas de declino del 5 por ciento anual, la extracción total del país persistió su tendencia ascendente, con una expansión del 3,6 por ciento anual dado que los no convencionales crecieron a una tasa anual acumulativa del 30 por ciento hasta 2019.²² Este nuevo escenario convergió con la crisis económica que se profundizó en 2018, la cual ocasionó una caída del Producto Bruto Interno *per cápita* del 8 por ciento durante la gestión de Mauricio Macri (2015-2019) (cuadro 1).

Se trata, entonces, de una etapa económica en la que el consumo final de energía se contrajo a una tasa anual acumulativa del 0,7 por ciento respecto de 2015, producto de la notable caída de la actividad económica,²³ luego de haber crecido entre 2011 y 2015 al 1,7 por ciento anual (cuadro 1). A la par, se mantuvieron los crecientes niveles de producción gasífera como resultado de la continuidad de la política sectorial desde 2012. Esta combinación de factores (caída de consumo y aumento de producción) generó nuevos saldos exportables y una importante sustitución de importaciones. En efecto, durante el gobierno de Macri las cantidades exportadas crecieron 53 por ciento mientras que las compradas al exterior disminuyeron 36 por ciento. A estas sensibles mejoras en los volúmenes de comercialización se adicionó la evolución favorable en los términos de intercambio energéticos del 21 por ciento según el Instituto Nacional de Estadísticas y Censos (Indec), por lo que los cambios en los volúmenes del comercio exterior fueron acompañados positivamente con una alteración de los precios relativos de este conjunto de bienes.

²² Vale recordar dos elementos. El primero es que, si bien la producción de gas natural tuvo un crecimiento persistente, los últimos dos años del macrismo, YPF registró caídas. El segundo es que luego de que en 2015 se frenó el declino de 16 años de la producción de petróleo, entre ese año y 2019 se registró una caída del 4,5 por ciento de la extracción total asociados a los bajos precios luego de la eliminación del «barril criollo».

²³ Cabe realizar un comentario al respecto. Si bien desde el gobierno se señalaba que la eliminación de los subsidios impactaría en una reducción del consumo energético, lo cierto es que entre 2015 y 2017, años en los que se aplicaron los mayores incrementos en las facturas de electricidad y gas natural, el consumo se mantuvo estancado según datos de Cammesa y el Enargas (Ente Nacional Regulador del Gas). Contrariamente, entre 2017 y 2019, período en el que, como se señaló, se restituyeron los subsidios energéticos y hubo congelamiento tarifario, el consumo se contrajo 3,1 por ciento y 2,0 por ciento, respectivamente, en línea con la caída de la actividad económica.

Esta combinación de elementos permite explicar el desempeño de la balanza comercial del sector que cerró el 2019 con cierto equilibrio (-370 millones). Con base en la información publicada por el Indec, por el lado de las exportaciones, el principal incremento se alcanzó en las actividades primarias, es decir, con bajo valor agregado, que aportaron 6 de cada 10 dólares de aumento de las exportaciones. Dentro de este componente, el producto que tuvo mayor expansión fue el petróleo crudo, seguido por el gas natural comercializado a países limítrofes. La mayor exportación de crudo, en un contexto de estancamiento de la producción de petróleo del país, se explica por la caída de la refinación local en el marco de la crisis económica. Entre 2015 y 2019 el procesamiento de este producto se contrajo 11 por ciento, liberando un promedio anual de 17 millones de barriles adicionales para el mercado externo.

Por el lado de los bienes industriales se registró un aumento de casi 500 millones de dólares de exportaciones como efecto residual de lo sucedido en el sector primario. Es decir, el aumento de la producción de gas natural y la utilización de este combustible para generar electricidad en centrales térmicas, desplazó la «quema» de *fuel oil* que fue destinado al mercado externo.

Al analizar las importaciones, como era esperable, se advierte que la mayor producción de gas natural desplazó compras de GNL del país y de combustibles líquidos por su elevado costo respecto del gas importado de Bolivia, que se mantuvo en niveles similares.

En síntesis, las variaciones del balance energético son compatibles con la dinámica del sector primario (recuperación de la producción de gas natural, que generó saldos exportables y menor demanda de combustibles líquidos y gaseosos) y la caída del nivel de actividad que contrajo el consumo de energía del país. Esto sucedió, cabe recordar, en el marco de la mejora en los términos de intercambio de los bienes energéticos, todo lo cual permitió que el balance energético del país recuperara cierto equilibrio con un leve déficit en los cuatro años de macrismo.

Si en lugar de centrarse en el balance comercial del sector, el estudio se focaliza en el balance cambiario,²⁴ también surgen datos relevantes para mencionar.

²⁴ A diferencia de los datos de comercio publicados por el Indec (cuadro 4), que están contruidos por tipo de bien, la información del BCRA está elaborada por empresa inscrita en una actividad, en este caso, energética. Tomando como ejemplo el comercio de bienes, el BCRA informa cualquier tipo de compra o venta realizada por una empresa (energética), no sólo de combustibles sino de todo tipo de productos importados o exportados.

Cuadro 4

Importaciones, exportaciones y saldo comercial de combustibles y lubricantes por sector económico y principales productos, 2015-2019 (en millones de dólares y %)

		2015	2016	2017	2018	2019	2015-2019*
Importaciones	Activ. Primarias	4.083	2.262	2.944	2.938	1.844	-18,0
	Gas nat. licuado	2.169	997	974	1.037	432	-33,2
	Gas nat. gaseoso	1.368	843	1.258	1.409	1.266	-1,9
	Otros	546	422	712	492	146	-28,1
	Electricidad	327	439	401	389	356	2,1
	Industria	2.172	1.943	2.134	2.970	1.991	-2,2
	Gasoil, fuel oil, diesel y otros	2.085	1.704	1.731	2.222	1.500	-7,9
	Otros	87	239	404	748	490	54,2
	Servicios	268	224	291	348	322	4,7
	Combustibles y lubricantes	6.849	4.868	5.771	6.645	4.512	-9,9
Exportaciones	Actividades Primarias	718	789	614	1.585	1.822	26,2
	Petróleo	671	749	585	1.510	1.483	21,9
	Gas natural	44	39	27	73	336	65,7
	Otros	3	1	2	2	3	2,5
	Electricidad, gas y agua	1	3	0	0	0	-100,0
	Industria	723	654	1.051	1.524	1.105	11,2
	Naftas para petroquímica y gasolinas crudas	364	289	362	500	281	-6,2
	Gasoil, fuel oil, lubricantes, propano y butano	279	283	537	804	717	26,6
	Otros	80	83	153	220	107	7,6
	Serv. Aprov. Lub. y comb.	804	602	812	1.030	1.216	10,9
Combustibles y energía	2.246	2.048	2.477	4.139	4.143	16,5	
Saldo comercial sectorial	-4.604	-2.820	-3.293	-2.506	-370	2.098	

* Expresa la tasa anual acumulativa. Los datos del saldo comercial corresponden a la diferencia 2015 y 2019.

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Indec.

Antes de ingresar en el análisis sectorial, cabe hacer algunas menciones sobre la dinámica nacional del balance cambiario. La apertura comercial, implementada a inicios de la nueva gestión económica, tuvo impactos notables en la evolución de la cuenta corriente. Con un mismo nivel de actividad económica, dado que el Producto Bruto Interno de 2017 fue equivalente al de 2015, el déficit de la cuenta corriente casi llegó a duplicarse entre esos años, lo que generó efectos negativos sobre el entramado industrial (Manzanelli y Calvo, 2021).

Como se comentó, la crisis del modelo financiero de altas tasas de interés y desregulación del ingreso y salida de capitales, implementada desde el inicio del gobierno, tuvo impactos negativos en la actividad económica. La corrida

cambiaría de marzo de 2018 que tuvo un nuevo episodio en agosto de 2019, que llevó el tipo de cambio de 20 a 63 pesos, aceleró el proceso inflacionario, la caída del salario real y, con éste, se redujo aún más la demanda agregada afectando, entre otros, al sector industrial que entre 2015 y 2019 se contrajo al 3,6 por ciento anual acumulativo. La magnitud de la crisis se refleja, en parte, en la corrección de la cuenta corriente que pasó de un déficit de USD -11.396 millones en 2017 a un superávit de USD 14.397 millones en 2019, como consecuencia de la caída de las importaciones (cuadro 5).

Cuadro 5

Balance del mercado cambiario argentino y energético, 2003-2019
(en millones de dólares corrientes)

	2003	2011	2015	2016	2017	2018	2019	Promedios por período		
								2003-2010	2011-2015	2016-2019
Balance cambiario nacional	6.219	1.424	-12.669	-2.172	-16.013	-33.095	-21.799	6.825	-2.246	-18.270
Cuenta Corriente	10.255	8.613	-6.786	-5.333	-11.396	-4.080	14.397	12.609	41	-1.603
Cuenta Capital	0	106	78	136	188	-76	125	71	71	93
Cuenta Financiera	-4.035	-7.295	-5.961	3.024	-4.805	-28.939	-36.321	-5.856	-2.359	-16.760
Sector energía	210	-4.139	-4.663	85	-361	-2.705	-650	988	-5.685	-908
Cta. Corriente	548	-5.170	-6.989	-5.708	-5.013	-2.550	-1.174	945	-6.697	-3.611
Cta. Capital y financiera	-337	1.031	2.326	5.793	4.652	-155	524	43	1.012	2.703
IED	50	273	471	697	514	531	360	175	462	526
Préstamos, deuda, etc.	2	1.001	2.386	4.768	4.538	1.314	-232	432	838	2.597
Formación de activos externos	-319	-240	-565	844	-68	-3.438	-1.473	-543	-276	-1.034
Otros	-70	-3	34	-516	-332	1.438	1.870	-21	-11	615
Petróleo	454	-910	-1.409	1.886	41	-989	166	2.310	-2.574	276
Cta. Corriente	541	-1.955	-4.241	-3.635	-3.472	-1.203	-696	1.952	-3.588	-2.226
Cta. Capital y financiera	-88	1.045	2.832	5.521	3.513	214	763	358	1.014	2.503
IED	48	264	470	682	454	524	320	158	455	495
Préstamos, deuda, etc.	92	814	2.584	4.184	3.285	1.059	-419	535	919	2.027
Formación de activos externos	-168	-38	-259	1.112	-71	-2.520	-1.016	-316	-352	-624
Otros	-60	4	37	-457	-155	1.151	1.878	-19	-8	604
Electricidad	-209	-3.183	-3.083	-1.830	-372	-1.521	-397	-1.261	-3.072	-1.030
Cta. Corriente	-34	-3.212	-2.667	-1.902	-1.372	-1.287	-655	-1.021	-3.133	-1.304
Cta. Capital y financiera	-175	29	-416	72	1.000	-234	259	-240	61	274
IED	2	10	1	14	60	8	30	9	7	28
Préstamos, deuda, etc.	-38	184	-111	295	947	98	323	-64	-28	416
Formación de activos externos	-128	-158	-302	-178	83	-624	-45	-183	85	-191
Otros	-11	-7	-2	-60	-90	284	-50	-2	-4	21
Gas	-34	-46	-172	28	-30	-195	-419	-61	-39	-154
Cta. Corriente	41	-3	-81	-171	-170	-60	78	14	24	-81
Cta. Capital y financiera	-75	-43	-91	199	140	-135	-498	-75	-63	-73
IED	0	-1	0	0	0	0	10	8	0	3
Préstamos, deuda, etc.	-51	2	-87	289	307	156	-137	-40	-54	154
Formación de activos externos	-24	-44	-4	-90	-80	-294	-413	-43	-9	-219
Otros	0	0	0	0	-87	3	42	0	0	-11
Otros sectores	6.009	5.582	-8.006	-2.257	-15.652	-30.390	-21.149	5.837	3.439	-17.362

Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Central.

Pese a este notable reajuste del balance cambiario, la restricción externa que hasta 2015 tuvo su epicentro, principalmente, en los desajustes de la economía real (Manzanelli *et al.*, 2014) se trasladó al sector financiero como consecuencia de la crisis de deuda externa y la fuga de capitales que afectó al gobierno desde 2018 (Wainer, 2021). Como consecuencia de ello, desde el segundo trimestre de 2018 se revirtió la cuenta capital y financiera y comenzaron a registrarse masivas salidas de divisas entre ese año y 2019: USD -42.500 millones por formación de activos externos (fuga de capitales); USD -11.000 de saldo neto por inversión de portafolio (capitales que habían ingresado a la economía local aprovechando los altos rendimientos financieros de las LEBACs) y USD -7.500 por devolución de préstamos.

En línea con el análisis realizado en el sector productivo hidrocarburífero, el *balance cambiario energético* refleja la reversión del fuerte déficit que había registrado al final del kirchnerismo (USD -5.685 millones como promedio anual entre 2011-2015) al promediar «apenas» USD -908 millones. Salvo el sector transporte y distribución de gas natural que aumentó la salida de divisas (aunque tiene un peso muy reducido en el total), tanto en petróleo como en electricidad el drenaje de divisas se redujo al punto que el primero de ellos cerró el 2019 con un aporte de divisas de USD 166 millones anual. Este cambio de tendencia se explica por lo sucedido tanto en la cuenta corriente como en la capital y financiera.

En este sentido, se registró una significativa mejora de la cuenta corriente debido a la menor importación de productos gaseosos y líquidos y las mejoras en los términos del intercambio energéticos. La mejora en el comercio de bienes posibilitó reducir el saldo de USD -6.989 millones en 2015 a USD -1.174 millones en 2019 en el complejo energético. Por sus características asociadas a la tendencia de mayor producción desde 2012 y menor consumo desde 2018, este proceso fue paulatino y de mejora creciente.

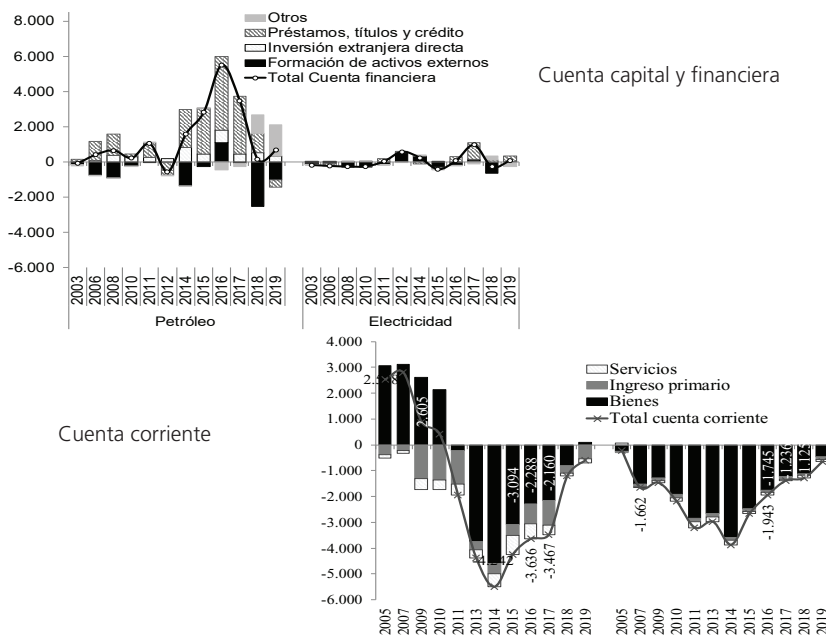
Contrariamente, la dinámica de la cuenta capital y financiera tuvo dos etapas diferenciadas. La primera, y en línea con una dinámica macro de la economía, hasta 2018 se registró un notable aumento del endeudamiento de las empresas que alcanzó los USD 9.300 millones entre 2016 y 2017, que, con sus más y sus menos, tuvo una dinámica similar en los tres sectores (petróleo, electricidad y gas). Sin embargo, con la profundización de la crisis económica derivada de la devaluación de la moneda doméstica desde marzo de 2018 se revirtió el ciclo de ingreso de divisas. Tal es así que, en 2019, se registró una salida de capitales por USD 232 millones en concepto de devolución de préstamos. A su vez, el balance cambiario marcó un cambio

(tornando el saldo positivo) de tendencia en el ingreso de capitales financieros por operaciones de canje por transferencias con el exterior²⁵ (principal componente de «otros»). Esto permitió mantener positiva la cuenta capital y financiera aún en un contexto de masiva salida de capitales. En consecuencia, al tomar el promedio de las etapas, la cuenta capital y financiera tuvo una mejora significativa al pasar de USD 1.012 millones a USD 2.703 millones.

Dentro de la dinámica de la cuenta capital y financiera, cabe mencionar dos elementos adicionales. El primero es que casi no se registró aumento de inversión extranjera directa en el sector energético como esperaba el gobierno luego de las desregulaciones, apenas un aporte de USD 64 millones anuales (cuadro 4 y gráfico 4).

Gráfico 4

Evolución de los componentes de la cuenta corrientes y capital y financiera del sector petróleo y electricidad, 2003-2019 (en millones de USD)



Fuente: Elaboración propia con base en datos del Banco Central.

²⁵ Consisten en acreditaciones de ingresos de divisas del exterior a las cuentas abiertas por el cliente en moneda extranjera o débitos de los fondos depositados en las mismas para su transferencia al exterior (BCRA, 2022).

Es decir, tomando los últimos dos períodos de gobierno el promedio anual de IED pasó de USD 462 millones a USD 526 millones. En línea con lo mencionado y analizado, este bajo ingreso de la IED está relacionado con la dinámica analizada del capital extranjero que no fue de los actores más dinámicos en términos de inversión y producción, sino que los grupos locales tomaron la iniciativa en el sector primario.

En el único sector que se divisa un sensible incremento relativo de la inversión extranjera es en electricidad, asociado a las inversiones en la generación de energías renovables (eólica y solar) que tuvo impulso hasta principios de 2018 (Barrera, Serrani y Sabbatella, 2022). Sin embargo, los montos son claramente marginales en el agregado sectorial y nacional.

El segundo elemento para resaltar es el crecimiento de la «fuga de capitales» (formación de activos externos) que se cuadruplicó en el sector energético al pasar de un promedio de USD 276 millones a USD 1.034 millones, en línea con el país que tuvo una evolución similar luego de la crisis desatada en marzo de 2018. Esta salida de recursos fue homogénea en los tres sectores, y en el segmento de transporte y distribución de gas natural su peso fue significativo ya que explica la principal salida de divisas de ese rubro (cuadro 4 y gráfico 4).

En suma, si bien la crisis económica permitió corregir la cuenta corriente del país entre 2015 y 2019 al punto de tornarla positiva, la restricción externa se mantuvo como consecuencia de la crisis financiera en la que se ingresó desde 2018. En consecuencia, el epicentro de la restricción externa pasó de la economía real a la financiera. Sin embargo, a contramano de la dinámica del país, en igual período el sector energético redujo un 86 por ciento el déficit del balance. Esta mejora no fue el resultado del ingreso de inversión extranjera directa, como preveía el gobierno luego de eliminadas las regulaciones y alineado los precios locales con los internacionales, sino que provino de la mayor producción de gas natural que mantuvo la tendencia iniciada con anterioridad a 2015, de la crisis económica que redujo sensiblemente el consumo de energía en el país, de la mejora de los términos de intercambio energéticos y del ingreso de préstamos financieros, títulos de deuda y líneas de crédito, aún en un contexto de crecimiento de la salida de capitales al exterior (formación de activos externos).

Reflexiones finales

El análisis realizado a lo largo del artículo permite sacar algunas conclusiones de la política energética del gobierno de Mauricio Macri. En primer lugar,

la descoordinación entre la política económica y la energética implosionó el sendero de precios y de quita de subsidios proyectados para los bienes energéticos a dos años de iniciado el gobierno. El intento de emular las medidas implementadas en la década del noventa, no contempló los disímiles contextos internos y externos. La devaluación de la moneda local, como expresión de la crisis del modelo económico, en un contexto de dolarización de los bienes energéticos, puso en evidencia la descoordinación entre la política macroeconómica y la sectorial que se expresó en cortocircuitos en la estructura de los precios relativos. Tampoco se consideró el impacto local de un contexto internacional más inestable del vigente en la década del noventa.

Este complejo escenario derivó en una contradicción: en la fase inicial o «gradualista» del gobierno (2016-2017), en la que se instrumentó una redistribución regresiva del ingreso en detrimento de los trabajadores, se avanzó en una fuerte quita de los subsidios energéticos y aumentos de tarifas de los servicios públicos, pero no se implementó un ajuste o reducción del gasto público. Sin embargo, desde mediados de 2018, en el marco de la crisis económica y el acuerdo con el FMI que exigió fuertes recortes de las erogaciones estatales, el gobierno tuvo que restituir parte de los subsidios energéticos y canceló los aumentos de las tarifas de los servicios públicos y los precios de los combustibles para evitar que se agravase aún más la situación económica de la población.

En este contexto, la crisis económica tuvo efectos en el nivel de consumo energético del país a partir de la fuerte caída del salario real y la contracción de la actividad económica. Como se señaló, los dos primeros años de fuerte aumento de las facturas energéticas en el salario no redundaron en caída del nivel de consumo como preveía el gobierno. De allí que, como hipótesis para futuras investigaciones, se puede sostener que la demanda energética en Argentina es inelástica al precio y elástica al nivel de actividad y salarial.

Por el lado de la oferta, el estudio señala que la desregulación de los precios del petróleo (con la eliminación del «barril criollo») en un contexto de caída de su cotización internacional desincentivó la producción local de este bien. A diferencia de lo pensado por el gobierno, que la desregulación de la actividad iba a incentivar las inversiones, la política implementada tuvo impactos en una importante reducción de la formación de capital. En consecuencia, al desincentivar las inversiones, esta política generó una relevante pérdida de tiempo para impulsar la producción de petróleo que hubiera podido contribuir a corregir el balance externo proveyendo divisas a la economía. En cuanto al

gas natural, la continuidad del programa de estímulos a la producción de este hidrocarburo permitió mantener el sendero productivo iniciado en 2012 con la expropiación del 51 por ciento de las acciones que Repsol poseía en YPF. Sin embargo, se registró un cambio en la dinámica de los actores en la medida en que el gobierno de Mauricio Macri redireccionó los fondos públicos hacia las empresas privadas, las cuales incrementaron fuertemente la producción en detrimento de YPF, que contrajo sus volúmenes luego de vencido el Plan instrumentado durante el gobierno anterior. En consecuencia, luego de haber invertido fuertemente para acelerar la curva de aprendizaje, el Estado «cedió» terreno al capital privado el cual aprovechó el *know how* acumulado por la empresa con mayoría Estatal y con menores grados de inversión relativa, aumentando sensiblemente la producción a partir de los subsidios nuevos estatales.

Así, la caída del consumo y el incremento de la producción de gas natural (principal fuente de energía del país) permitieron reducir las cantidades importadas de energía. Adicionalmente, la mejora en los términos de intercambio energético ayudó a mejorar el balance cambiario del Banco Central en la medida en que el sector energético redujo su déficit. Cabe recordar que, según los diversos estudios especializados, este sector había contribuido notablemente con la reaparición de la restricción externa en la Argentina durante el gobierno de Cristina Fernández.

La paulatina mejora en la cuenta corriente tuvo como contraposición una dinámica de dos etapas diferenciadas en la cuenta capital y financiera que permitió mejorar la performance del Balance Cambiario. Hasta antes de la crisis económica se registró un formidable ingreso de capitales por la vía de la deuda corporativa que fue revertida con el estallido económico en 2018. La salida de capitales por pago de deuda y a través de la formación de activos externos (fuga) fue compensada por operaciones de canje por transferencias con el exterior que permitió mantener el saldo positiva de la cuenta capital y financiera. Contrariamente a lo que sostenía el gobierno, la desregulación y dolarización de los bienes energéticos no se tradujo en un incremento relevante de la IED.

En resumidas cuentas, la mejora en el balance cambiario fue consecuencia de un doble efecto: por un lado, y de forma virtuosa, la mejora de la producción de gas natural por la continuación de los planes de estímulo implementados por el anterior gobierno. Por el otro, y como consecuencia de una dinámica nociva, el inicio de la crisis económica que impactó en

caída del consumo de energía generó mayores saldos exportables y menores importaciones. Pero no se advierte una mejora producto de las mayores inversiones derivadas de la desregulación de la actividad. En esta misma línea, considerando la cuenta capital y financiera, la mejora se debió a un aumento del endeudamiento más que la IED aumentara la capacidad instalada local a partir de mayor formación de capital. Sin embargo, pese a la reversión del fuerte déficit del sector energético que había contribuido a la crisis de balance de pagos, la economía mantuvo esta dinámica en la medida en que el foco de la restricción externa pasó de la economía real a la financiera como consecuencia de la política económica instrumentada por el gobierno nacional y la nueva crisis de deuda externa en la que ingresó el país.

Referencias bibliográficas

- Apud, E., J.C. Aráoz, E. Devoto, R. Echarte, A. Guadagni, J. Lapeña, D. Montamat y R. Olocco** (2009). *Propuesta de una política de Estado para el sector energético argentino*. Buenos Aires: Mosconi.
- Apud, E., J.C. Aráoz, E. Devoto, R. Echarte, A. Guadagni, J. Lapeña, D. Montamat y R. Olocco** (2011). *Sector energético argentino: Balance de la gestión de gobierno 2003-2010*. Buenos Aires: Mosconi.
- Arceo, N.** (2018). «Las modificaciones tarifarias en la cadena del gas natural en la Argentina». *Apuntes del Cenes*, 37 (66). Boyacá.
- Azpiazu, D. y M. Schorr** (2001). «Desempeño reciente y estructura del mercado gasífero argentino: asimetrías tarifarias, ganancias extraordinarias y concentración del capital». Documentos de Trabajo n° 8. Buenos Aires: Flacso.
- Barrera, M.** (2012). «Las consecuencias de la desregulación del mercado de hidrocarburos en Argentina y la privatización de YPF». *Cuadernos del Cendes*, n° 80, 101-129. Caracas.
- Barrera, M.** (2013). «La renta petrolera en Argentina: un análisis de las últimas dos décadas». *Ensayos de Economía*, 43, 93-115. Bogotá.
- Barrera, M.** (2014). *La entrega de YPF: Análisis del proceso de privatización de la empresa*. Buenos Aires: Cara o Ceca.
- Barrera, M.** (2020). «La regulación de precios en el mercado de combustibles en Argentina (1989-2015): del libre mercado a una estructura oligopólica». *Apuntes Del Cenes*, 39 (69). Boyacá.
- Barrera, M.** (2021). «El complejo energético argentino y los impactos estructurales sobre el sector externo». *Ensayos de Economía*, n° 59. Bogotá.
- Barrera, M. y L. Bona** (2018). «La fuga de capitales en la Argentina reciente (1976-2018)». *Revista Militar*, XXVI (1), 9-25. Bogotá.
- Barrera, M., I. Sabbatella y E. Serrani** (2012). *Historia de una privatización: Cómo y por qué se perdió YPF*. Buenos Aires: Capital Intelectual.

- Barrera, M., I. Sabbatella y E. Serrani** (2022). «Macroeconomic barriers to energy transition in peripheral countries: The case of Argentina». *Energy Policy*, 168(113117), 1–10. United Kingdom.
- Basualdo, E.** (2020). *Endeudar y fugar. Un análisis de la historia económica argentina de Martínez de Hoz a Macri*. Buenos Aires: Siglo XXI Argentina.
- Basualdo, V., H. Letcher, S. Nassif, M. Barrera, N. Bosch, A. Copani, P. Peláez y M. Rojas** (2019). «Cambio tecnológico, tercerización laboral e impactos sobre el empleo. Desafíos desde y para una narrativa argentina». *Análisis*, n° 39. Buenos Aires.
- BCRA** (2022). «Exterior y cambios». Comunicación «A» 7516. BCRA. Buenos Aires.
- Bona, L. y M. Barrera** (2021). «El endeudamiento como motor de la economía. El fracaso de la nueva valorización financiera (2015-2019)», en *¿Por qué siempre faltan los dólares? Las causas estructurales de la restricción externa en la economía argentina del siglo XXI*, pp. 49–80. Buenos Aires: Siglo XXI.
- Cantamutto, F. y E. López** (2019). «¿El programa imposible? El dilema entre el ajuste y la legitimidad al interior del bloque en el poder». en *La economía política de Cambiemos*. Buenos Aires: Batalla de Ideas.
- Cifra** (2017). Informe de Coyuntura n° 24, vol. julio, Buenos Aires: Cifra.
- Cifra** (2021). «El análisis del presupuesto nacional a la luz de la pandemia del Covid-19». Informes Temáticos. Buenos Aires: Cifra.
- Clarín** (2015). «El macrismo propone luz gratis para los más pobres y precio de mercado para el resto». *Clarín*, 1 octubre. Buenos Aires.
- Fernández, A. L. y M. González** (2019). «Cambios metodológicos en la medición de la pobreza en Argentina. Revisión y construcción de series homogéneas». Documentos de Trabajo n° 16. Buenos Aires: Cifra.
- Fernández Blanco, P.** (2016). Empresarios y el Gobierno se enfrentaron por el precio del gas de Vaca Muerta. *La Nación*. Buenos Aires, diciembre.
- García Zanotti, G. y M. Schorr** (2021). «La cúpula empresarial en el gobierno de Cambiemos: concentración económica y dinámicas heterogéneas en una fase recesiva». *H-Industri@*. Buenos Aires.
- Goldstein, E., M. Kulfas, D. Margulis y G. Zack** (2016). «Efectos macroeconómicos del sector energético en la Argentina en el período 2003-2014». *Realidad Económica*, 298, 32–52. Buenos Aires.
- González, M. y A. L. Fernández** (2021). «¿El salario es culpable de agravar la restricción externa o la restricción externa es culpable de limitar el salario?, en *¿Por qué siempre faltan los dólares? Las causas estructurales de la restricción externa en la economía argentina del siglo XXI*, pp. 81–118. Buenos Aires: Siglo XXI Argentina.
- Guerriero, L.** (2017). *Voltios: la crisis energética y la deuda eléctrica*. Buenos Aires: Planeta.
- Hancevic, P., W. Cont y F. Navajas** (2016). «Energy populism and household welfare». *Energy Economics*, 56, 464–474. Netherlands.
- Iguacel, J.** (2018). *Pasado, presente y futuro de la energía en Argentina*. Buenos Aires.
- Kozulj, R.** (2002). «Balance de la privatización de la industria petrolera en Argentina y su impacto sobre las inversiones y la competencia en los mercados minoristas de combustibles». *Recursos Naturales e Infraestructura*, n° 46. Cepal. Santiago de Chile.

- Kozulj, R.** (2005). *Crisis de la industria del gas natural en Argentina*. División de Recursos Naturales e Infraestructura, n° 88. Cepal. Santiago de Chile.
- Kozulj, R. y V. Bravo** (1993). *La política de desregulación argentina: antecedentes e impactos*. Buenos Aires: Centro Editor de América Latina.
- Mansilla, D.** (2007). *Hidrocarburos y política energética*. Buenos Aires: Ediciones del CCC.
- Manzanelli, P., M. Barrera, P. Belloni y E. Basualdo** (2014). «Devaluación y restricción externa. Los dilemas de la coyuntura económica actual». *Cuadernos de Economía Crítica*, 1 (1). Buenos Aires.
- Manzanelli, P. y D. Calvo** (2021). «La apertura comercial y la desindustrialización durante la gestión de Cambiemos». *Cuadernos de Economía Crítica*, 7 (13), 97–214. Buenos Aires.
- Manzanelli, P., M. González y E. Basualdo** (2020). «Tropezando dos veces con la misma piedra. El gobierno de Cambiemos y el intento de restaurar la valorización financiera», en *Endeudar y fugar. Un análisis de la historia económica argentina, de Martínez de Hoz a Macri*. Buenos Aires: Siglo XXI Argentina.
- Perfil** (2017). Mauricio Macri: «Argentina debe ser el supermercado del mundo». *Perfil*, 16 de mayo.
- Pistonesi, H.** (2000). *Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma*. División de Recursos Naturales n° 10. Cepal. Santiago de Chile.
- Recalde, M.** (2011). *Sistemas energéticos, mercado y Estado. El rol de los recursos naturales energéticos y la política energética en el caso argentino*. Madrid: Editorial Académica Española.
- Recalde, M.** (2012). «Los recursos energéticos en Argentina: Análisis de la renta». *Problemas del Desarrollo*, 170 (43), 9–37. Distrito Federal.
- Rocca, P.** (2016). *Odisea Argentina*. Disponible en <https://www.youtube.com/watch?v=RFOv7d5IAkU>. Consultado el 12/08/2022.
- Sabbatella, I.** (2014). «Neoliberalismo y naturaleza: la 'comoditización' de los hidrocarburos en Argentina (1989-2001)». *Revista Iberoamericana de Economía Ecológica*, 22. Río de Janeiro.
- Sabbatella, I. y B. Nunes Chas** (2020). «¿Ámbitos privilegiados de acumulación en Vaca Muerta? El caso de Tecpetrol». *Realidad Económica*, 335, 47–72. Buenos Aires.
- Sabbatella, I. y E. Serrani** (2011). «A 20 años de la privatización de YPF. Balance y perspectivas». *Voces en El Fénix*, 10, 6–15. Buenos Aires.
- Santarcángelo, J., D. Scheingart y F. Porta** (2017). «Cadenas Globales de Valor: Una mirada crítica a una nueva forma de pensar el desarrollo». *Cuadernos de Economía Crítica*, 4 (7). Buenos Aires.
- Serrani, E.** (2012). *Estado, empresarios y acumulación privilegiada de capital. Análisis de la industria petrolera argentina (1988-2008)*. Universidad de Buenos Aires.
- Serrani, E.** (2013). «Transformaciones recientes en la industria petrolera argentina: el caso de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, 1989-2012». *Gestión Pública*, II (1), 247–280. Santiago de Chile.
- Serrani, E. y M. Barrera** (2018). «Efectos estructurales de la política energética en la economía argentina, 1989-2014». *Sociedad y Economía*, 34, 121–142. Cali.
- Sturzenegger, F.** (2016). «Perspectivas para la economía 2017. La mirada del Banco Central». *22° Conferencia Industrial Argentina Organizada por La Unión Industrial Argentina (UIA)*. Buenos Aires.

Sturzenegger, F. (2019). «Macri's Macro: The Meandering Road to Stability and Growth». *BPEA Conference Drafts*. Buenos Aires.

Telam (2017). «Aranguren anunció un mercado de gas natural completamente libre en 2020». *Telam*, 13 diciembre.

Wainer, A. (2021). «Del estancamiento a la crisis, o cómo Macri agravó la vulnerabilidad de la economía argentina», en *¿Por qué siempre faltan los dólares? Las causas estructurales de la restricción externa en la economía argentina del siglo XXI*, pp. 23–48. Buenos Aires: Siglo XXI.

Wainer, A. y **N. Arceo** (2017). «Términos de intercambio y sector energético. Su impacto sobre la restricción externa de la economía argentina». *Jornadas de Economía Crítica*. Buenos Aires.

YPF (2012). *Estrategia de gestión 2013-2017. Plan de los 100 días*. Buenos Aires.